

Funktionsweise des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes in Österreich

Hintergrundpapier Juli 2014

In Österreich sind die Teilnehmer am Strommarkt in Bilanzgruppen organisiert (d.h. Stromlieferanten und Stromkunden befinden sich immer in einer bestimmten Bilanzgruppe). Diese Bilanzgruppen müssen Stromverbrauch und Stromerzeugung prognostizieren und sind dafür verantwortlich, sich an diesen „Fahrplan“ zu halten. Koordiniert wird dieses Gleichgewicht von der Austrian Power Grid AG (APG AG), welche die Bilanzgruppe zu einer sogenannten Regelzone zusammenfasst. Ziel ist es, die Stromfrequenz im Netz immer bei 50 Hertz zu halten und nur minimal davon abzuweichen.

Weicht eine Bilanzgruppe von ihrem Fahrplan ab, wird also zu viel Strom produziert oder zu viel Strom konsumiert, kommt es zu einem Über- oder Unterangebot von Elektrizität und die Stromfrequenz steigt bzw. sinkt. Da das Verbrauchsverhalten der Stromkonsumenten aber auch die genaue Produktion vieler unterschiedlicher Kraftwerke natürlich nicht immer vollständig genau vorher gesagt werden kann, passieren solche Abweichungen ständig. Ein Beispiel etwa ist etwa das Fußballspiel Deutschland-Portugal in Abbildung 1, wo die deutsche Netzfrequenz während der Halbzeitpause aufgrund der verstärkten Stromnachfrage in dieser Phase deutlich abgesunken ist (Vergleich orange Linie am Spieltag zu blauer Linie der Vorwoche).

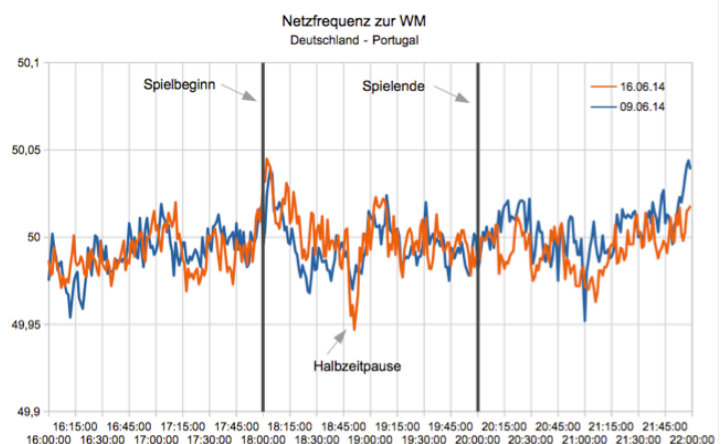


Abbildung 1: Netzfrequenz Deutschland während WM Spiel DE-Portugal (Quelle: Netzfrequenz.info)

Ein anderes Beispiel (Abbildung 2) zeigt die Grafik der Netzfrequenz am 28. Oktober 2013. Um 18:00 Uhr ist deutlich der plötzliche Ausfall eines größeren Braunkohlekraftwerkes zu sehen, der die Netzfrequenz deutlich abgesenkt hat. Ein solcher plötzlicher Ausfall kann ein Stromsystem belasten.

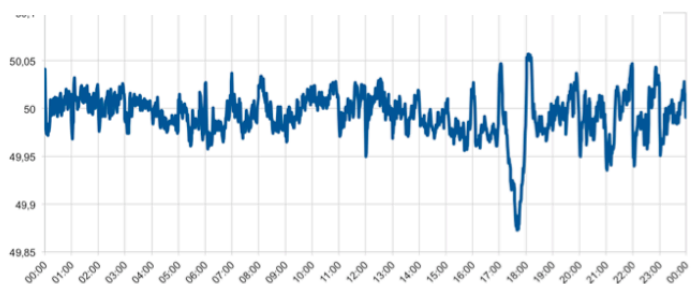


Abbildung 2: Netzfrequenz Deutschland während des plötzlichen Ausfalls eines Braunkohlekraftwerkes (Quelle: Netzfrequenz.info)

Kommt es also aufgrund von Prognoseabweichungen oder plötzlichen Ausfällen großer Kraftwerksblöcke dazu, dass eine Bilanzgruppe weniger oder mehr Strom erzeugt als geplant, muss diese Bilanzgruppe ihr Produktions- oder Verbrauchsverhalten anpassen, d.h. Verbrauch oder Erzeugung steigern oder senken. Sie muss „Ausgleichsenergie“ von einer anderen Bilanzgruppe beschaffen. Ist das nicht möglich oder weichen alle

Bilanzgruppen in Summe vom Fahrplan ab, muss der Regelzonenführer eingreifen und „Regelenergie“ einsetzen. Diese Regelenergie gliedert sich in drei Produkte, die unterschiedlich geeignet sind um die Systemstabilität zu wahren: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung.

1. Primärregelleistung

Unter **Primärregelleistung** versteht man die automatisch wirksam werdende Leistungs-Frequenzregelung, die de facto unmittelbar bei einer Abweichung aktiviert wird und die maximale Aktivierung muss bis spätestens 30 Sekunden nach Auftreten der entsprechenden Frequenzabweichung erreicht werden. Sie muss über zumindest 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die notwendige Primärregelleistung wird jedem einzelnen Land im europäischen Netzregelverbund (ENTSO-E) gemäß der im vergangenen Jahr erzeugten Strommenge zugeteilt (2013: 66 MW in Österreich). Im ENTSO-E Raum werden ca. 3.000 MW als Primärregelleistung vorgehalten.

2. Sekundärregelleistung

Die **Sekundärregelleistung** wird automatisch aktiviert und dient der Entlastung der Primärregelleistung (diese wird dann wieder verfügbar). Wenn eine Abweichung länger als 30 Sekunden dauert bzw. absehbar ist, dass diese länger als 30 Sekunden dauern wird, greift der Regelzonenführer auf Sekundärregelleistung zurück. Die volle Leistung muss hier innerhalb von 5 Minuten bis maximal 15 Minuten erreicht werden. Die vorgehaltene Leistung soll erwartbare Schwankungen sowie den Ausfall des größten Kraftwerksblocks ausgleichen. Die Sekundärregelung umfasst eine Leistung von 200 MW. Zur Sekundärregelung ist kostenmäßig außerdem die Ausfallsreserve zu zählen. Die notwendige Leistung umfasst 180 MW (positive Regelleistung).

3. Tertiärregelung

Dauert eine Schwankung/ein Ausfall länger als 15 Minuten wird die **Tertiärregelung** aktiviert. Sie soll Ausfallsreserve wie auch Sekundärregelleistung entlasten. Die Leistung umfasst 100 MW positive Regelleistung und 125 MW negative Regelleistung.

Die Kosten, die durch die Primärregelung verursacht werden gehen zu 100% an alle Kraftwerke oder angeschlossene Kraftwerksparks über 5 MW Leistung. Ähnliches gilt für Sekundärregelleistung und Ausfallsreserve deren Kosten zu 78% wie die Primärregelleistung an Stromerzeuger überwält werden. Die restlichen 22% gehen direkt an die Bilanzgruppen. Ebenso wie die Kosten für Tertiärregelleistung und den ungewollten Austausch (regelungstechnische Abweichungen des Regelzonenführers).

Als Ausgleichsenergie versteht man also 22% der Kosten für Sekundärregelung und Ausfallsreserve sowie 100% der Kosten für Tertiärregelung und ungewollten Austausch. (siehe Abbildung 3)

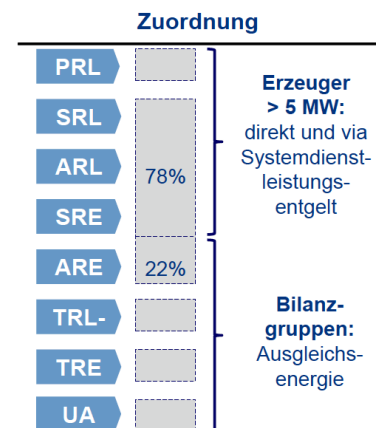


Abbildung 3: Kostenteilung Regel- und Ausgleichsenergie (Quelle: E-Control)