



# **Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb**

April 2014

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Grundlegende Zusammenhänge .....</b>	<b>5</b>
2.1	Frequenzstabilität .....	5
2.2	Frequenzbereiche im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems .....	5
2.3	Leistungs-Frequenzverhalten.....	6
2.3.1	Intrinsische Vorgänge.....	6
2.3.2	Leistungs-Frequenzregelung .....	7
2.4	Maßnahmen zur Beherrschung nicht auslegungsrelevanter Störungen.....	8
2.4.1	Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA).....	8
2.4.2	Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) .....	10
<b>3</b>	<b>Bedeutung der Schwungmasse für die Frequenzstabilität .....</b>	<b>12</b>
3.1	Zulässige Frequenzgradienten im Verbundbetrieb .....	12
3.2	Zusammenhang zwischen dem Frequenzgradienten und der Schwungmasse.....	12
3.3	Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse auf den Auslegungsstörfall.....	14
3.4	Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse für nicht auslegungsrelevante Störungen.....	15
3.4.1	Auswirkungen bei Unterfrequenz .....	15
3.4.2	Auswirkungen bei Überfrequenz .....	17
<b>4</b>	<b>Bestimmung der minimal notwendigen Schwungmasse .....</b>	<b>20</b>
4.1	Mindesterzeugung durch Kraftwerke zur Regelleistungsvorhaltung .....	21
4.2	Abschätzung der verfügbaren minimalen Schwungmasse im Regelblock Deutschland .....	21
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>23</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>25</b>

## 1 Einleitung

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte und die Förderung erneuerbarer Energien hat sich in den Ländern der Europäischen Union und insbesondere in Deutschland in den letzten Jahren ein Wandel bei der elektrischen Energieerzeugung und -übertragung vollzogen. Der grenzüberschreitende Energiehandel sowie die zunehmende Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen fernab der Lastzentren führt zu deutlich höheren und weiträumigeren Transiten als in der Vergangenheit. Darüber hinaus sind Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energiequellen überwiegend über leistungselektronische Umrichter an das Netz angebunden. Diese weisen einige grundsätzlich unterschiedliche dynamische Eigenschaften gegenüber konventionellen, mittels Synchrongeneratoren an das Netz gekoppelten Erzeugungseinheiten auf. Diese Entwicklungen werden sich auch künftig fortsetzen.

Eine wesentliche systemstützende Eigenschaft der direkt an das Netz gekoppelten Synchrongeneratoren ergibt sich aus den synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen der Turbosätze: Leistungsungleichgewichte in Folge von Störungen werden durch Abbremsen (Ausspeicherung kinetischer Energie) bzw. Beschleunigen (Einspeicherung kinetischer Energie) der Schwungmassen verzögerungsfrei ausgeglichen. Die zeitliche Änderung der Netzfrequenz ist näherungsweise proportional zum Leistungsungleichgewicht und umgekehrt proportional zur Schwungmasse.

Die Abnahme der Schwungmassen führt folglich zu höheren Frequenzgradienten und -abweichungen und kann die Frequenzstabilität gefährden. In kleinen Inselnetzen, wie beispielsweise in Irland, mussten bereits Gegenmaßnahmen ergriffen werden, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem sind entsprechend seiner Systemgröße deutlich mehr synchron mit der Netzfrequenz umlaufende Schwungmassen vorhanden – trotz des bereits eingetretenen deutlichen Rückgangs von Schwungmassen in einigen Ländern zu Zeiten hoher Einspeisung aus regenerativen Energien. Daher sind im zusammengeschalteten europäischen Verbundsystem derzeit keine Probleme zu beobachten und auch in den nächsten Jahren nicht zu erwarten.

In Hinblick auf die Systemsicherheit sind auch mögliche störungsbedingte Systemauftrennungen zu betrachten. In den dann getrennten Teilsystemen steht die Schwungmasse nur noch anteilig zur Verfügung. Gleichzeitig entfallen die Im- oder Exportleistungen vor Störungseintritt und treten als spontane Änderung der Leistungsbilanzen auf. Um die Frequenzstabilität in den Teilnetzen nicht zu gefährden bzw. den Zusammenbruch größerer Teilnetze zu verhindern, ist ein Mindestmaß an Schwungmasse erforderlich.

Im vorliegenden Bericht werden Empfehlungen zum Erhalt der Frequenzstabilität im kontinentaleuropäischen Verbundsystem auch für außergewöhnliche Störsituationen, die mit einer Systemauftrennung einhergehen, abgeleitet. Die wesentlichen Zusammenhänge zum Leistungs-Frequenzverhalten werden anhand eines summarischen Netzmodells erörtert: Das Ein- oder Ausspeichern kinetischer Energie in die Schwungmassen, der Verbraucherselbstregelleffekt, die Aktivierung der Leistungs-Frequenzregelung und der frequenzabhängige Lastabwurf als letzte Maßnahme zur Stabilisierung der Netzfrequenz.

Die transiente Stabilität wurde im Rahmen der Netzentwicklungspläne der Jahre 2012 und 2013 für die Zeithorizonte 2022 bzw. 2023 untersucht und für die Jahre 2032 bzw. 2033 indikativ bewertet. Die Ergebnisse zeigten mit den unterstellten Szenarien als Folge des AC und DC Netzausbaus trotz abnehmender Schwungmasse keine nachteilige Veränderung der transienten Stabilität. Sollten stabilitätskritische Zustände auftreten, sind diese vorzugsweise durch Maßnahmen wie Fast Valving, Generation Rejection oder Braking Resistors (Chopper) zu beherrschen.

Systemdienstleistungen (wie beispielsweise die Bereitstellung von Blindleistung), die heute ebenfalls größtenteils von konventionellen Kraftwerken erbracht werden und für einen stabilen Netzbetrieb notwendig sind, sind nicht Gegenstand des vorliegenden Berichts.

## 2 Grundlegende Zusammenhänge

Um den Einfluss einer reduzierten Schwungmasse auf das Verhalten der Netzfrequenz zu verdeutlichen, werden im vorliegenden Kapitel zunächst die grundlegenden Zusammenhänge beschrieben.

### 2.1 Frequenzstabilität

Ganz allgemein beschreibt die Frequenzstabilität, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts wiederherzustellen [1]. Sie hängt von der Fähigkeit des Systems ab, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch beizubehalten beziehungsweise wieder herzustellen. Bei Verlust der Frequenzstabilität treten hohe Frequenzabweichungen auf, welche zu kaskadierenden Last- und Kraftwerksabschaltungen führen können. Der Erhalt der Frequenzstabilität ist somit Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb.

### 2.2 Frequenzbereiche im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems

Während normaler Betriebsbedingungen darf die Netzfrequenz im kontinentaleuropäischen Verbundsystem entsprechend [2], ein Frequenzband von  $\pm 180$  mHz stationär und  $\pm 800$  mHz dynamisch um die Sollfrequenz von 50 Hz nicht überschreiten. Zur Auslegung der Frequenzregelung wird der Ausfall einer Einspeisung in Höhe von 3 GW (Fehler an einer Sammelschiene mit hoher Einspeisung) zugrunde gelegt. Die Leistungs-Frequenzregelung (vgl. Abschnitt 2.3.2) ist so ausgelegt, dass bei Störungen in Höhe dieses Auslegungsstörfalls die o. g. stationären und dynamischen Grenzen für die Netzfrequenz nicht überschritten werden, damit dieser Störfall sicher beherrscht wird und keine Versorgungsunterbrechung der Verbraucher auftritt. Die dynamischen Anforderungen an die Primärregelung wurden anhand eines summarischen Netzmodells festgelegt, das die in diesem Zusammenhang relevanten dynamischen Vorgänge wiedergibt [3]. Ein vergleichbares Modell wurde auch für die hier vorliegenden Untersuchungen verwendet.

Bei über den Auslegungsstörfall hinausgehenden Störungen steht nicht mehr die vollständige Versorgung aller Kunden im Vordergrund sondern die oberste Priorität hat die Vermeidung eines Systemzusammenbruchs. Bei einer Netzfrequenz unter 49,2 Hz bzw. über 50,2 Hz werden gezielt Notfallmaßnahmen aktiviert (vgl. Abschnitt 2.4). Diese sind darauf ausgelegt, die Netzfrequenz innerhalb der Grenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz zu stabilisieren, um insbesondere die Trennung der systemstützenden Erzeugungseinheiten zu vermeiden.

## 2.3 Leistungs-Frequenzverhalten

Das Leistungs-Frequenzverhalten kann in intrinsische Vorgänge (siehe Abschnitt 2.3.1) und die Aktivierung der Leistungs-Frequenzregelung (siehe Abschnitt 2.3.2) unterteilt werden. Bild 2-1 zeigt das Verhalten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems bei einer Netzlast von 300 GW und dem Auslegungsstörfall mit einem Erzeugungsausfall in Höhe von 3 GW.

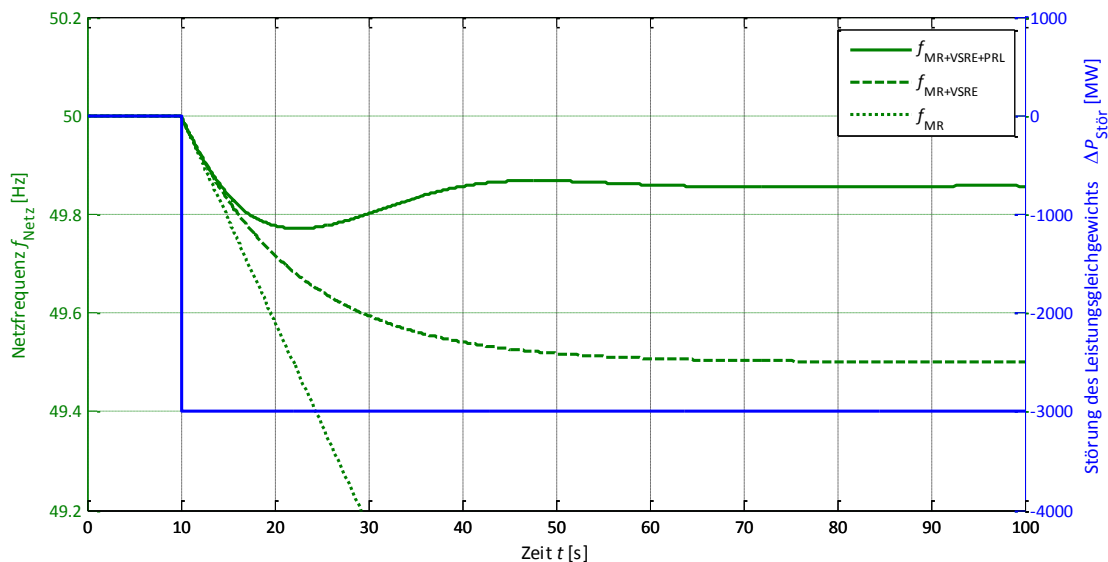


Bild 2-1: Leistungs-Frequenzverhalten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems bei einer Netzlast von 300 GW und einem Erzeugungsausfall in Höhe von 3 GW

### 2.3.1 Intrinsische Vorgänge

Die intrinsischen Vorgänge beinhalten die Aktivierung von Momentanreserve (MR) aus der in den frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen gespeicherten kinetischen Energie und die Frequenzabhängigkeit der Last (Verbraucherselbstregeleffekt, VSRE).

Ein Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird verzögerungsfrei durch Abbremsen beziehungsweise Beschleunigen dieser frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen ausgeglichen. Der Frequenzgradient ist dabei proportional zur Höhe des Leistungsungleichgewichts und umgekehrt proportional zu den frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen. In Bild 2-1 ( $f_{MR}$ ) ist dieses Verhalten für ein Leistungsdefizit in Höhe von 3 GW dargestellt.

Die summarisch im Verbundsystem vorhandene Netzlast hat eine Frequenzabhängigkeit, die als Verbraucherselbstregeleffekt bezeichnet wird und in der Regel mit  $k_{Pf}$  [%/Hz] als prozentuale, auf die Netzfrequenzänderung bezogene Wirkleistungsänderung angegeben wird. Der Verbraucherselbstregeleffekt ist aufgrund seiner stabilisierenden Wirkung bei Leistungsungleichgewichten für den Netzbetrieb im Verbundsystem von großer Bedeutung.

Bild 2-1 ( $f_{MR+VSRE}$ ) zeigt den Frequenzverlauf mit Momentanreserve und Verbraucherselbstregeleffekt. Der Verbraucherselbstregeleffekt (hier  $k_{pf} = 2\%/Hz$ ) stabilisiert die Netzfrequenz, allerdings erst bei einer unzulässig hohen Unterfrequenz, die auch nicht in das stationär geforderte Frequenzband von  $\pm 180$  mHz zurückgeführt wird (vgl. auch Abschnitt 2.2).

### 2.3.2 Leistungs-Frequenzregelung

Der Begriff Leistungs-Frequenzregelung bezeichnet die automatische Aktivierung von Primärregelleistung (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL) zur Frequenzstützung.

Die Primärregelleistung (PRL) dient der schnellen Frequenzstützung nach einer Störung des Wirkleistungsgleichgewichts. Sie wird von allen primärregelnden Kraftwerken solidarisch erbracht, d. h. verteilt über alle Regelzonen und unabhängig vom Ort der Störung. Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem entspricht die in Summe vorzuhaltende Primärregelleistungsreserve dem Auslegungsstörfall ( $\Delta P_{PRL} = \pm 3$  GW) [2]. Die Primärregelung wird durch Erzeugungseinheiten erbracht, die mittels Synchrongeneratoren an das Netz gekoppelt sind, vor allem durch große thermische und hydraulische Kraftwerke. Sie ist als reine Proportionalregelung ausgeführt. Bei einer Frequenzabweichung von  $\Delta f = \pm 200$  mHz muss die gesamte Primärregelleistungsreserve von  $\pm 3$  GW vollständig, entsprechend den vorgegebenen Mindestanforderungen [2], aktiviert werden. Bild 2-1 ( $f_{MR+VSRE+PRL}$ ) zeigt den Frequenzverlauf mit der Momentanreserve (MR), dem Verbraucherselbstregeleffekt (VSRE) und der Primärregelung (PRL). Die Primärregelleistung wird aufgrund der damit verbundenen Kraftwerksprozesse um einige Sekunden verzögert aktiviert. Ihre dynamische Fähigkeit muss aber ausreichen, um die maximale Frequenzabweichung auf  $\pm 800$  mHz zu begrenzen und die Netzfrequenz im stationär zulässigen Frequenzband von  $\pm 180$  mHz zu stabilisieren. Aufgrund der reinen Proportionalregelung bleibt stationär eine Frequenzabweichung bestehen.

Die aktivierte Primärregelleistung wird durch die Sekundärregelleistung (SRL) abgelöst, die als proportional-integral wirkende Regelung ausgeführt ist und die Frequenz auf den Sollwert von 50 Hz zurückführt. Aufgabe der deutlich langsamer wirkenden Sekundärregelung ist es das Leistungsungleichgewicht in der Regelzone auszugleichen, in welcher die Störung aufgetreten ist. Bei der schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz spielt die Sekundärregelung hingegen eine untergeordnete Rolle und wird in den Untersuchungen daher vernachlässigt.

Auslegungsrelevante Störfälle werden im Rahmen der beschriebenen Vorgänge beherrscht. Darüber hinausgehende Störungen werden u. U. nicht beherrscht. Daher sind weitere Betrachtungen der dynamischen Vorgänge und zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Diese sind Gegenstand der folgenden Abschnitte.

## 2.4 Maßnahmen zur Beherrschung nicht auslegungsrelevanter Störungen

Unter nicht auslegungsrelevanten Störungen sind alle Störungen des Leistungsgleichgewichts zu verstehen, welche den Auslegungsstörfall übersteigen. Darunter fallen insbesondere auch Netzauftrennungen des frequenzsynchronen Verbundbetriebs. Im Falle einer Netzauftrennung kann es in zuvor importierenden oder exportierenden Regionen zu hohen Leistungsungleichgewichten bezogen auf die Netzlast kommen. Darüber hinaus steht die vorgehaltene Regelleistung in einem abgetrennten Netzbereich nur noch anteilig zur Verfügung. Damit können in abgetrennten Regionen bereits deutlich kleinere Störungen als der Auslegungsstörfall die Frequenzstabilität beeinträchtigen.

Zur Beherrschung solcher Störungen sind daher, neben den in Abschnitt 2.3 beschriebenen Vorgängen, weitere »Notfallmaßnahmen« zur Stabilisierung der Netzfrequenz unumgänglich. Bei Aktivierung dieser Notfallmaßnahmen hat der Systemschutz zur Vermeidung eines Systemzusammenbruchs die höchste Priorität. Vor allem ist sicherzustellen, dass sich die Erzeugungsanlagen nicht vom Netz trennen, da dies mit dem Risiko eines Systemzusammenbruchs verbunden ist.

Bei kritischer Unterfrequenz wird mithilfe des Unterfrequenz-Lastabwurfs (UF-LA) Verbraucherleistung zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichts automatisch abgeworfen, um ein weiteres Absinken der Netzfrequenz in den für den Betrieb der Erzeugungsanlagen kritischen Frequenzbereich zu verhindern.

Bei kritischer Überfrequenz müssen sich hingegen sämtliche Erzeugungseinheiten mit einer geeigneten Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) am Ausgleich des Leistungsungleichgewichts beteiligen. Diese Mechanismen werden im Folgenden erörtert.

### 2.4.1 Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA)

Der Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA) ist darauf ausgelegt, einen Frequenzeinbruch infolge eines hohen spontanen Leistungsdefizits zu stoppen und die Frequenz wieder zu stabilisieren, sodass der Grenzwert für den Betrieb der Erzeugungsanlagen (47,5 Hz) nicht erreicht wird. Entsprechend [2, 4] ist ein minimaler Anteil der Verbraucherleistung in jeder Regelzone am Unterfrequenz-Lastabwurf zu beteiligen. Die Netzentlastung erfolgt in mehreren Stufen, um in etwa nur so viel Last abzuschalten, wie für die Stabilisierung der Netzfrequenz notwendig ist. Im zusammengeschalteten kontinentaleuropäischen Verbundsystem sind Frequenzabweichungen, die zur Aktivierung des Unterfrequenz-Lastabwurfs führen, sehr unwahrscheinlich. Kritisch kann jedoch eine Netzauftrennung und eine damit einhergehende Teilnetzbildung sein.



Bild 2-2 (oben) zeigt beispielhaft das Leistungs-Frequenzverhalten für eine solche Teilnetz-bildung. In dem abgetrennten Netzgebiet mit einer Netzlast von 150 GW tritt spontan ein Leistungsdefizit in Höhe von 9 GW auf. Die grüne Kurve zeigt den Verlauf der Netzfrequenz und die blaue Kurve die Störung des Leistungsgleichgewichts. Bei Unterschreiten des ersten Lastabwurf-Schwellwertes (als gestrichelte orange Linie dargestellt) wird die erste Stufe des Lastabwurfs von 5 % der Netzlast, verzögert um die Dauer für die Frequenzmessung und die Öffnung des Leistungsschalters [4] wirksam. Hierdurch wird die Netzfrequenz stabilisiert. Die grau hinterlegte Kurve zeigt den Verlauf der Netzfrequenz ohne Lastabwurf. Die Netzfrequenz sinkt dann bis auf den kritischen Schwellwert von 47,5 Hz ab (gestrichelte rote Linie).

Bild 2-2 (unten) zeigt, wie das Leistungsungleichgewicht unmittelbar durch die Momentanreserve ausgeglichen wird. Anschließend setzt die Wirkung des Verbraucher-selbstregelleffekts und der Primärregelung ein. Diese können nur einen Bruchteil des Leistungsdefizits decken, sodass das Leistungsungleichgewicht überwiegend durch den Unterfrequenz-Lastabwurf ausgeglichen werden muss, um die Frequenz zu stabilisieren.

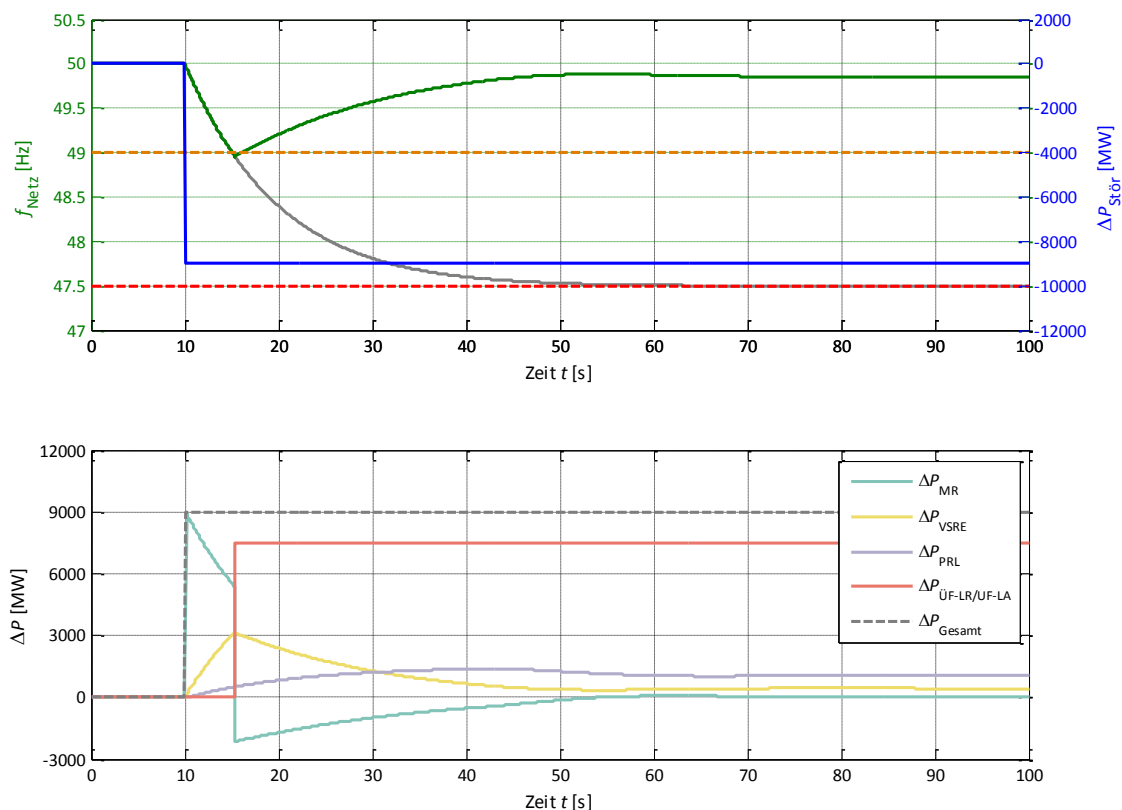


Bild 2-2: Leistungs-Frequenzverhalten inklusive Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA)

Gemäß den Empfehlungen des Operational Handbook von ENTSO-E für die Region Continental Europe [5] und den FNN Richtlinien [4] sind 50 % der Verbraucherlast unter Lastabwurf-

relais anzuschließen. Dieser Wert wurde auch in den Simulationen zugrunde gelegt. Bei den Schwellwerten 49,0 Hz, 48,9 Hz, 48,8 Hz und 48,0 Hz wird ein Lastabwurf mit jeweils 5 %, bei den Schwellwerten 48,6 Hz, 48,4 Hz und 48,2 Hz mit jeweils 10 % der Netzlast angenommen. Aufgrund bestehender Messungenauigkeiten in der Frequenzmessung haben die tatsächlichen Auslösewerte eine gewisse Streuung um die jeweils eingestellten Schwellwerte. Zudem wird die Wirkung des Lastabwurfs um die Messdauer und Öffnungszeit der Leistungsschalter verzögert (Bild 2-2, Verzögerung des Lastabwurfs von 300 ms). Beide Effekte sind in den Simulationen berücksichtigt.

#### 2.4.2 Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR)

Die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) ist darauf ausgelegt, die Netzfrequenz bei hohen Leistungsüberschüssen zu stabilisieren. Entsprechend [2] müssen sämtliche Erzeugungseinheiten ihre Leistung ab dem Schwellwert von 50,2 Hz reduzieren. Bild 2-3 (oben) zeigt das Leistungs-Frequenzverhalten für eine Teilnetzbildung mit Leistungsüberschuss (vgl. Abschnitt 2.4.1). Infolge der Netzauftrennung tritt in dem abgetrennten Netzgebiet bei einer Netzlast von 150 GW ein spontaner Leistungsüberschuss in Höhe von 9 GW auf.

Beim Überschreiten des Schwellwertes von 50,2 Hz (als gestrichelte orange Linie dargestellt) beginnt die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) der Erzeugungseinheiten entsprechend [6], wodurch die Netzfrequenz stabilisiert wird. Die grau hinterlegte Kurve zeigt den Verlauf der Netzfrequenz für den theoretischen Fall ohne Überfrequenz-Leistungsreduktion. Die Netzfrequenz würde dann über den kritischen Schwellwert von 51,5 Hz (als gestrichelte rote Linie dargestellt) ansteigen, bei dem sich die Erzeugungseinheiten in der Regel vom Netz trennen und somit eine Regelung der Netzfrequenz nicht mehr sichergestellt ist.

Bild 2-3 (unten) zeigt den Ausgleich des Leistungsungleichgewichts durch die Momentanreserve, bis der Leistungsüberschuss durch die Wirkung des Verbraucherselbstregel-effekts und die Überfrequenz-Leistungsreduktion ausgeglichen wird. Es ist zu erkennen, dass letztere gegenüber der Primärregelung in einem deutlich höheren Umfang zum Ausgleich des Leistungsüberschusses beiträgt. Die Ursache liegt darin, dass sämtliche Erzeugungseinheiten an der Überfrequenz-Leistungsreduktion beteiligt sind und somit eine geregelte Leistungsreduktion in Höhe von ca. 50 % der Einspeisung zur Verfügung steht. Die Primärregelung steht hingegen im abgetrennten Netzbereich nur anteilig mit 1,5 GW zur Verfügung und kann nur geringfügig zum Ausgleich des Leistungsüberschusses beitragen.

In den Simulationen wird die Netzlast ausschließlich von konventionellen Kraftwerken gedeckt, wobei eine Überfrequenz-Leistungsreduktion gemäß [6] zugrunde gelegt wurde. Die mögliche Leistungsreduktion stellt den maximal möglichen Wert dar, wenn sämtliche Erzeugungseinheiten ihre Leistung bei Überfrequenz in der geforderten Weise reduzieren.

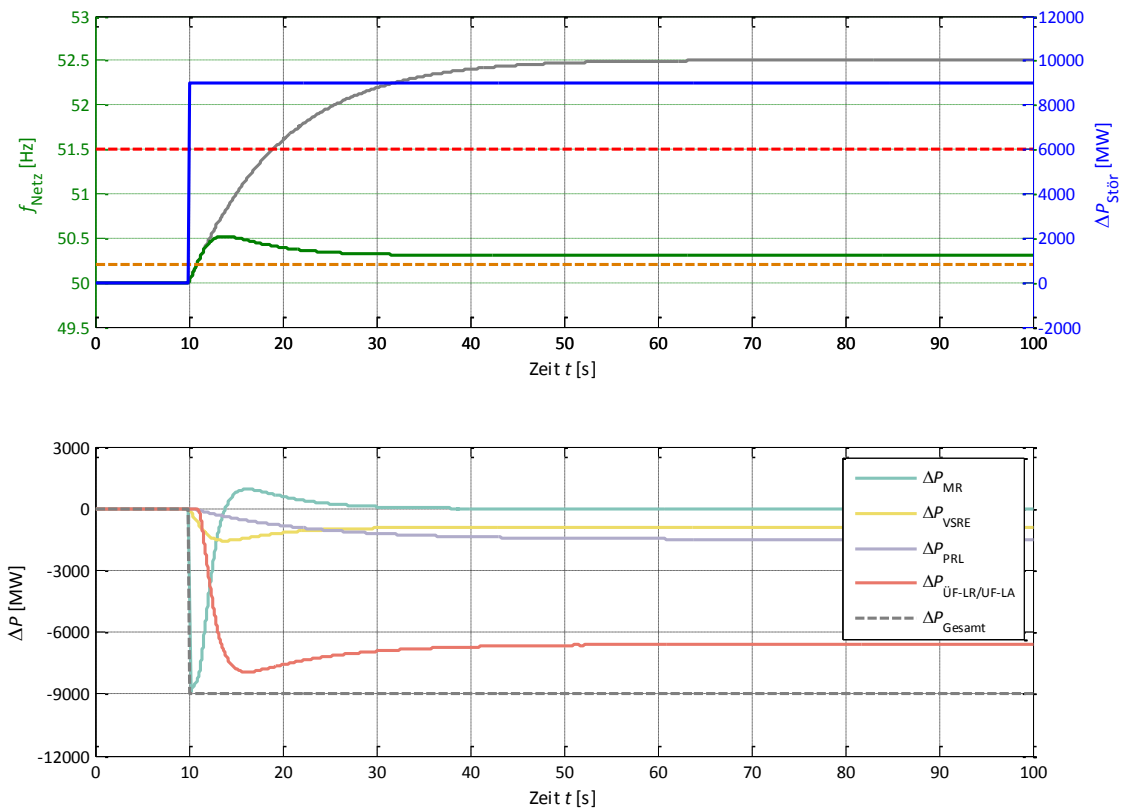


Bild 2-3: Leistungs-Frequenzverhalten mit Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR)

### 3 Bedeutung der Schwungmasse für die Frequenzstabilität

Die bisherigen Ausführungen stellten das heutige Verhalten des Verbundsystems mit vorwiegend konventionellen Erzeugungseinheiten dar. Diese sind mit Synchrongeneratoren direkt an das Netz gekoppelt und stellen damit einen hohen Beitrag an Schwungmasse mit Momentanreserve zur Stabilisierung der Netzfrequenz bereit. Zukünftig ist allerdings eine deutlich höhere Durchdringung von Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zu erwarten. Da diese Erzeugungsanlagen größtenteils leistungselektronisch an das Netz gekoppelt sind, nehmen die frequenzsynchron rotierenden Schwungmassen und damit die vorhandene Momentanreserve ab. Nachfolgend werden die hieraus resultierenden Konsequenzen für die Frequenzstabilität untersucht.

#### 3.1 Zulässige Frequenzgradienten im Verbundbetrieb

Neben den in Abschnitt 2.2 beschriebenen Frequenzgrenzen ist der Gradient des Frequenzabfalls  $df/dt$  (auch ROCOF: Rate of Change of Frequency), der nach einem spontanen Leistungsungleichgewicht auftritt, zu beachten.

Zum einen muss der Frequenzgradient begrenzt werden, damit die Funktion des Unterfrequenz-Lastabwurfs gewährleistet ist, da dessen Wirkung nach Erreichen der jeweiligen Frequenzauslösewerte um einige 100 ms verzögert ist (siehe auch Abschnitt 3.4.1). Zum anderen ist die Abschaltung von Erzeugungseinheiten in den Verteilungsnetzen zu verhindern. Diese sind häufig mit sogenannten ROCOF-Relais ausgestattet, um sich bei Überschreitung definierter Frequenzgradienten vom Netz zu trennen und damit das Inselnetz abzuschalten. Der Frequenzgradient dient als Indikator, da bei hohen Werten eine eingetretene Inselnetzbildung als sehr wahrscheinlich anzusehen ist. Typische Schwellwerte dieser ROCOF-Relais liegen zwischen 2 und 2,5 Hz/s.

Eine Begrenzung des maximal zulässigen Frequenzgradienten auf etwa 2 Hz/s ist damit notwendig, um einerseits die Funktion des Unterfrequenz-Lastabwurfs zu gewährleisten und andererseits eine ungewollte Abschaltung von Erzeugung im Verteilungsnetz zu vermeiden.

#### 3.2 Zusammenhang zwischen dem Frequenzgradienten und der Schwungmasse

Nachfolgend wird der Zusammenhang zwischen einem Leistungsungleichgewicht, der Schwungmasse und dem Frequenzgradienten dargestellt. Unmittelbar nach einem spontan eintretenden Leistungsungleichgewicht ändert sich die Frequenz mit dem Gradienten

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{\text{Stör}}}{P_{\text{Netzlast}}} * \frac{f_0}{T_{\text{Netz}}}, \text{ mit} \quad (3-1)$$

$P_{\text{Netzlast}}$	Netzlast
$\Delta P_{\text{Stör}}$	Störung des Leistungsgleichgewichts
$f_0$	Sollwert der Netzfrequenz
$T_{\text{Netz}}$	Netzanlaufzeitkonstante

Dieser Frequenzgradient tritt unmittelbar nach einer Störung auf. Mit zunehmender Frequenzabweichung begrenzen der Verbraucherselbstregelleffekt und die Leistungsfrequenzregelung den Frequenzgradienten, bis die maximale Frequenzabweichung erreicht ist. Gemäß Gl. 3-1 wird dieser Frequenzgradient von zwei Größen bestimmt: Zum einen von der (relativen) Größe der Störung und zum anderen von der sogenannten Netzanlaufzeitkonstante, welche die im Netz befindlichen synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen in Bezug auf die Netzlast und die Nennfrequenz darstellt. Die Netzanlaufzeit berechnet sich zu:

$$T_{\text{Netz}} = \frac{\sum_1^n T_{\text{AN,KW,n}} * P_{\text{Nenn,KW,n}}}{P_{\text{Netzlast}}} \quad (3-2)$$

Dabei ist  $T_{\text{AN,KW,n}}$  die Anlaufzeitkonstante und  $P_{\text{Nenn,KW,n}}$  die Nennwirkleistung der einzelnen Turbosätze der Erzeugungseinheiten. Die Anlaufzeitkonstante des einzelnen Turbosatzes berechnet sich mit dem Massenträgheitsmoment  $J$  und der Nennwinkelgeschwindigkeit  $\Omega_N$  zu:

$$T_{\text{AN,KW,n}} = \frac{J * \Omega_N^2}{P_{\text{Nenn,KW,n}}} \quad (3-3)$$

Die Anlaufzeitkonstante ist diejenige Zeit, die benötigt wird, um den Turbosatz (Synchronmaschine und Turbine) bei Nennmoment vom Stillstand auf Nenndrehzahl zu beschleunigen. Sie ist ein Maß für die Schwungmasse des Turbosatzes. Häufig wird sie auch auf die Nennscheinleistung  $S_{\text{GN}}$  der Generatoren bezogen. Da im vorliegenden Fall das Wirkleistungs-Frequenzverhalten isoliert betrachtet wird, ist es zweckmäßig, die Nennwirkleistung  $P_{\text{Nenn,KW}}$  als Bezugsgröße zu verwenden.

In den folgenden beiden Abschnitten werden die zu erwartenden Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse aufgezeigt.

### 3.3 Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse auf den Auslegungsstörfall

Zunächst werden die Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse im kontinentaleuropäischen Verbundsystem für den Auslegungsstörfall mit einem Erzeugungsausfall von 3 GW betrachtet. Der Verbraucherselbstregelleffekt wird mit 2 %/Hz abgebildet. Für eine Worst-Case-Betrachtung wird eine extreme Schwachlastsituation mit 150 GW betrachtet. Bild 3-1 zeigt die Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse auf den Frequenzverlauf.

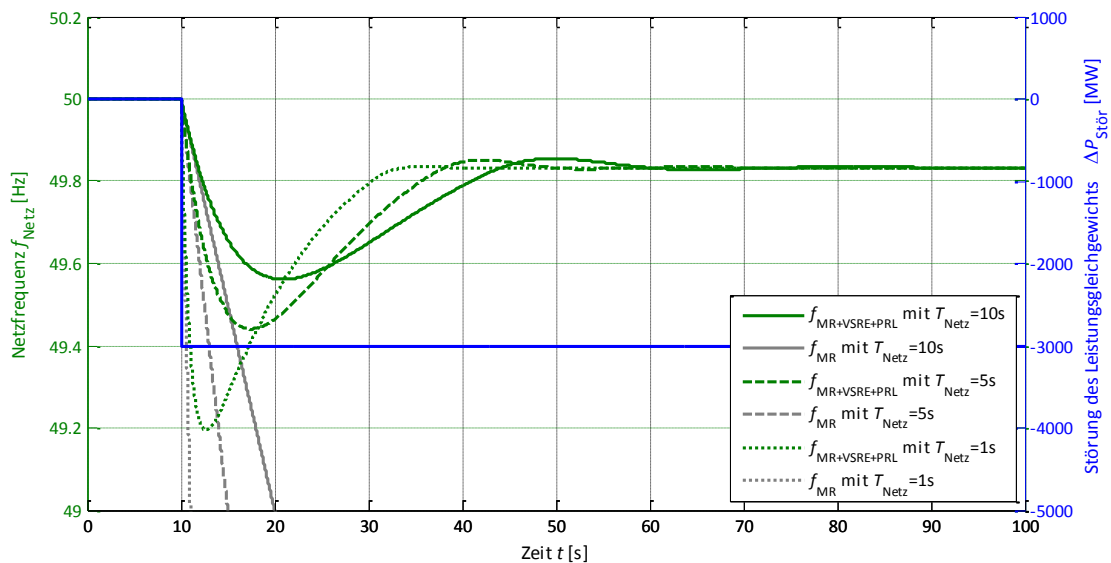


Bild 3-1: Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf das Leistungs-Frequenzverhalten beim Auslegungsstörfall

Die grünen Kurven zeigen jeweils den Frequenzverlauf mit Momentanreserve (MR), Verbraucherselbstregelleffekt (VSRE) und Primärregelleistung (PRL) für unterschiedliche Netzanlaufzeiten  $T_{\text{Netz}} = 10$  s, 5 s und 1 s. Die grau hinterlegten Kurven zeigen für diese drei Fälle die Frequenzgradienten, die unmittelbar nach der Störung auftreten und ausschließlich durch die Momentanreserve (MR) bestimmt sind. Der auftretende maximale Frequenzgradient bleibt in allen drei Fällen deutlich unter dem zulässigen Maximalwert von 2 Hz/s. In Bild 3-1 ist zu erkennen, dass der minimale Frequenzwert von 49,2 Hz (dynamische Frequenzabweichung von 800 mHz, vgl. Abschnitt 2.2) erst bei einer Netzanlaufzeit von 1 s unterschritten wird. Diese entspricht allerdings einem Anteil von maximal 10 % konventioneller, über Synchrongeneratoren einspeisender Erzeugungsanlagen im gesamten Verbundsystem, d. h. 90 % der Erzeugungsanlagen sind über Umrichter an das Netz angeschlossen.

Diese Betrachtungen zeigen, dass durch die Reduktion der Schwungmassen im Netz während normaler Betriebsbedingungen in absehbarer Zeit keine Gefährdung der Frequenzstabilität zu erwarten ist, da die Grenzen für Frequenz und Frequenzgradient eingehalten werden. Diese Feststellung deckt sich mit anderen Untersuchungen zu diesem Thema [7].

### 3.4 Auswirkungen einer reduzierten Schwungmasse für nicht auslegungsrelevante Störungen

Unter die in Abschnitt 2.4 beschriebenen nicht auslegungsrelevanten Störungen fallen als extreme Störszenarien insbesondere ungewollte und unvorhersehbare Netzauftrennungen, die zu hohen Leistungsungleichgewichten führen können. Diese sind insbesondere dann kritisch, wenn zwischen den aufgetrennten Netzbereichen zuvor ein hoher Leistungsaustausch stattfand, da dieser zu einem spontanen Leistungsungleichgewicht in den getrennten Netzbereichen führt. Die Größe dieser Störung und die Schwungmassen in den abgetrennten Netzbereichen bestimmen wesentlich den unmittelbar auftretenden Frequenzverlauf. Reduziert sich die Schwungmasse aufgrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien, wirkt sich dies deutlich auf das Leistungs-Frequenzverhalten aus und kann zu höheren Anforderungen an die Maßnahmen zur Beherrschung solcher Störungen führen.

Entsprechend Abschnitt 2.4 ist zwischen Maßnahmen bei Unterfrequenz und bei Überfrequenz zu unterscheiden. Deshalb werden die Auswirkungen bei Unter- und Überfrequenz im Folgenden getrennt voneinander betrachtet.

Die hier zu untersuchenden außergewöhnlich hohen Leistungsdefizite können in großen Synchrongebieten zu höheren lokalen transienten Frequenzabweichungen führen. Dennoch kann weiterhin das summarische Netzmodell verwendet werden, das diese Effekte nicht abbildet, da hier Empfehlungen für Teilsysteme mit begrenzter Ausdehnung nach einer Systemauftrennung abgeleitet werden. Ggf. sind detaillierte Untersuchungen anhand eines detaillierten Modells für konkrete Netzsituationen durchzuführen.

#### 3.4.1 Auswirkungen bei Unterfrequenz

Beispielhaft wird eine Netzauftrennung betrachtet, aus der ein gestörtes Netzgebiet mit einer Netzlast in Höhe von 100 GW und einem Leistungsdefizit in Höhe von 10 GW resultiert. Die Netzlast wird zu 75 % durch Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien, welche mittels leistungselektronischer Umrichter ins Netz einspeisen, gedeckt. Daraus resultiert eine Netzanlaufzeit  $T_{\text{Netz}} = 2,5\text{s}$  und entsprechend Gl. 3-1 (s. S. 14) ein maximaler Frequenzgradient  $(df/dt)_{\text{max}} = 2\text{ Hz/s}$ . Der Unterfrequenz-Lastabwurf (UF-LA) ist entsprechend Abschnitt 2.4.1 berücksichtigt, womit die Minimalanforderung aus [4] erfüllt werden.

Bild 3-2 (oben) zeigt für dieses Szenario das Frequenzverhalten sowie die Störung des Leistungsgleichgewichts. Bild 3-2 (unten) zeigt den Verlauf der aktivierten Leistung. Aufgrund der geringen Schwungmasse wird auch das Frequenzverhalten deutlich sensitiver. In grau hinterlegt ist das Frequenzverhalten mit einer heute üblichen Verzögerung des Lastabwurfs von 300 ms dargestellt, die in der Simulation zu einer massiven Überreaktion des Lastab-

wurfs führt. Die Frequenz unterschreitet dabei die Schwelle von 48,6 Hz, wodurch in Summe 25 % der Netzlast (bei einer Störung von 10 % bezogen auf die Netzlast) abgeworfen würde. In grün dargestellt ist der Lastabwurf mit einer angenommenen Verzögerung von 100 ms, womit für das beschriebene Szenario eine Überreaktion des Lastabwurfs vollständig vermieden werden kann, siehe auch Bild 3-2 (unten).

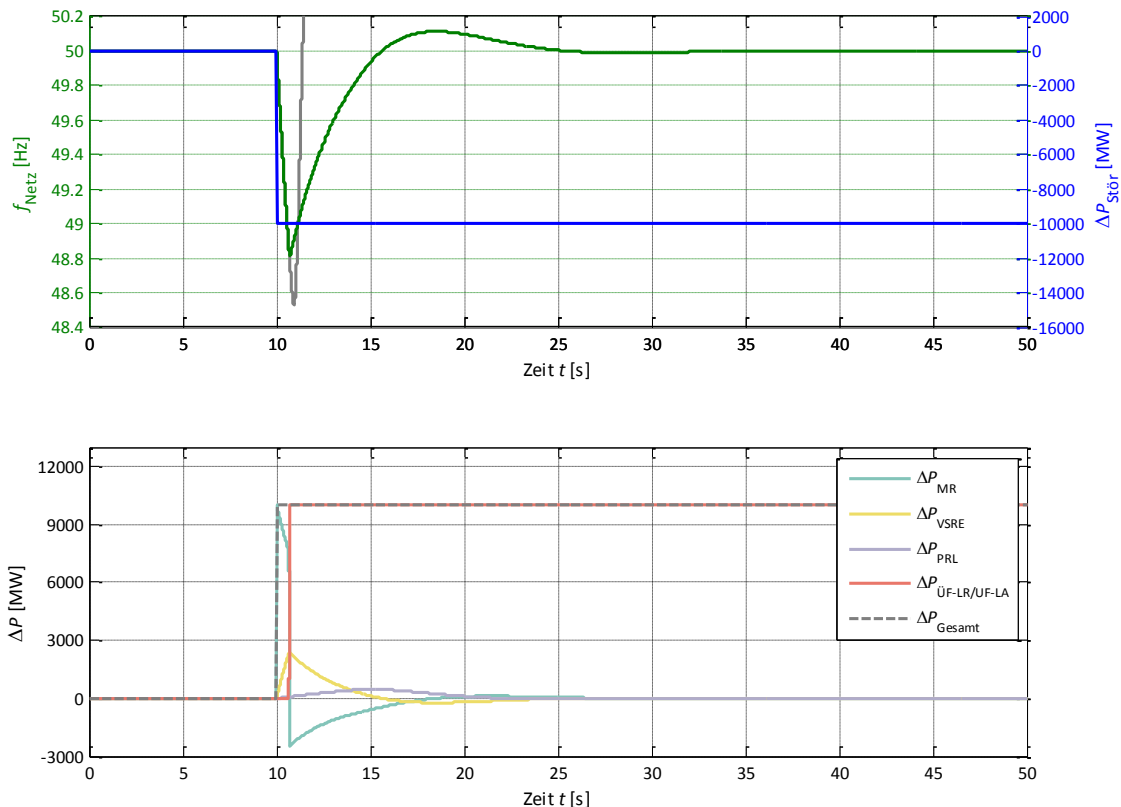


Bild 3-2: Frequenzverhalten bei Unterfrequenz (oben) und der Leistungsaktivierung zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichts (unten), Verzögerung des UF-LA 100 ms (in grau 300 ms)

In dem hier betrachteten Szenario wird der maximal zulässige Frequenzgradient von 2 Hz/s erreicht. Es wird deutlich, dass im Falle eines noch höheren Frequenzgradienten das notwendige Zeitfenster für die Netzentlastung durch den UF-LA nicht mehr gegeben wäre. Zur Vermeidung einer Überreaktion sollte die Verzögerung des UF-LA, wie in [4] gefordert, so gering wie technisch möglich sein. Ggf. könnten auch  $df/dt$ -Relais, die bei hohen Frequenzgradienten schon bei höheren Frequenzwerten Last abwerfen, die Wirkung des UF-LA verbessern. Diesbezüglich sind weiterführende Detailuntersuchungen notwendig.



### 3.4.2 Auswirkungen bei Überfrequenz

Nachfolgend wird die Netzauftrennung aus Abschnitt 3.4.1 mit einem Leistungsüberschuss in Höhe von 10 GW betrachtet. Entsprechend Gl. 3-1 (s. S. 14) errechnet sich ein maximaler Frequenzgradient von 2 Hz/s.

Die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) wird in der Simulation ausschließlich durch die Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien erbracht, die mit einer gewissen Verzögerung einsetzt. Diese resultiert einerseits aus der Zeit, welche zur Messung der Frequenz benötigt wird, und andererseits aus der technologiebedingten Aktivierungsgeschwindigkeit der jeweiligen Erzeugungsanlagen. In den folgenden Simulationen sind als erste Abschätzung des Zeitverhaltens eine Messverzögerung von 100 ms sowie die Verzögerung der Aktivierung der ÜF-LR durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung abgebildet. Mit den angenommenen Modellparametern wird die Leistung nach 2 Sekunden um mehr als 95 % reduziert.

Bild 3-3 (oben) zeigt das Frequenzverhalten und die Störung des Leistungsgleichgewichts, Bild 3-3 (unten) die Leistungsreduktion. Aufgrund der geringen Schwungmasse wird auch hier das Frequenzverhalten deutlich sensitiver. Außerdem führt die verzögerte Aktivierung der ÜF-LR bei verringerter Schwungmasse zu einem deutlichen Überschwingen der Frequenz.

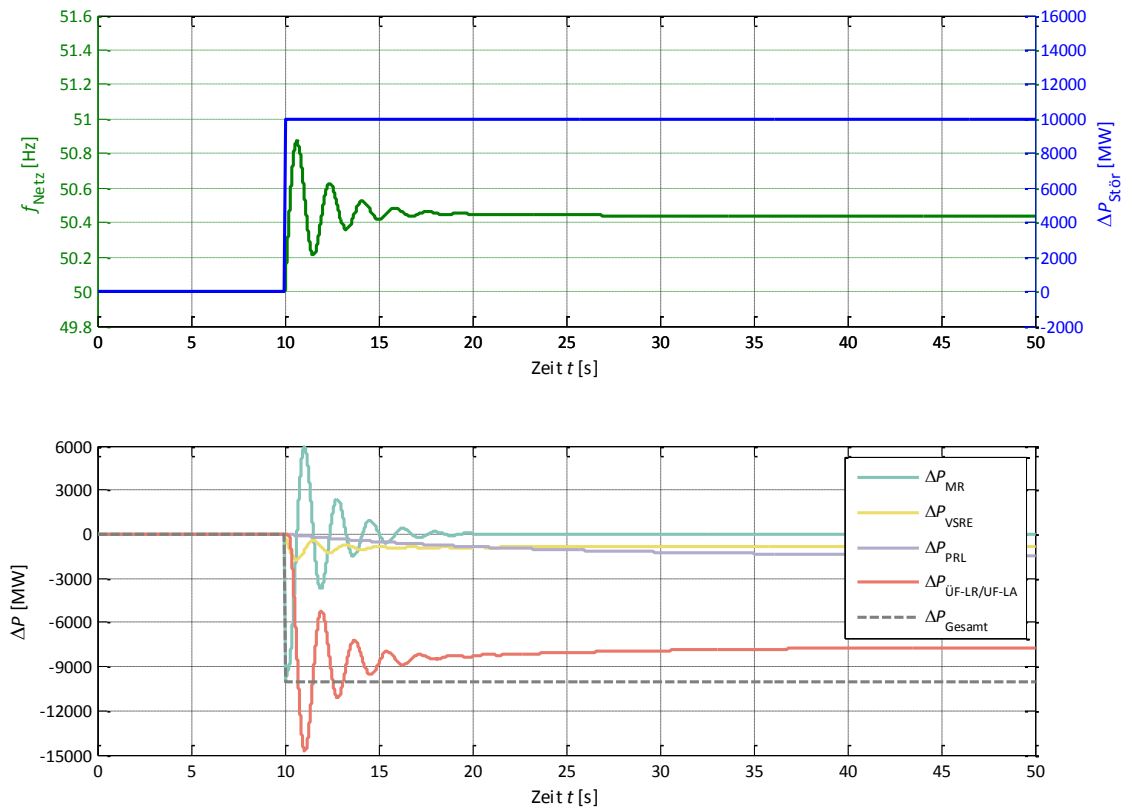


Bild 3-3: Frequenzverhalten bei Überfrequenz (oben) und der Leistungsaktivierung zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichts (unten)

Bei ansonsten gleichen Randbedingungen wird die Messverzögerung von 100 ms auf 20 ms reduziert. Bild 3-4 zeigt, dass sich das Frequenzverhalten hierdurch deutlich verbessert. In grau hinterlegt ist das Frequenzverhalten aus Bild 3-3 (oben) als Vergleich dargestellt. Durch das schnellere Eingreifen der Regelung wird das Überschwingen der Frequenz reduziert und die Schwingung ist besser gedämpft.

Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen könnten die Aktivierung der ÜF-LR sogar noch deutlich schneller realisieren. Bei Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen ist hingegen die Leistungsänderungsgeschwindigkeit insbesondere für große Leistungsänderungen begrenzt. Das zeitliche Verhalten der ÜF-LR von heutigen Windkraftanlagen ist damit bei heutigen Regelkonzepten träger als hier angenommen.

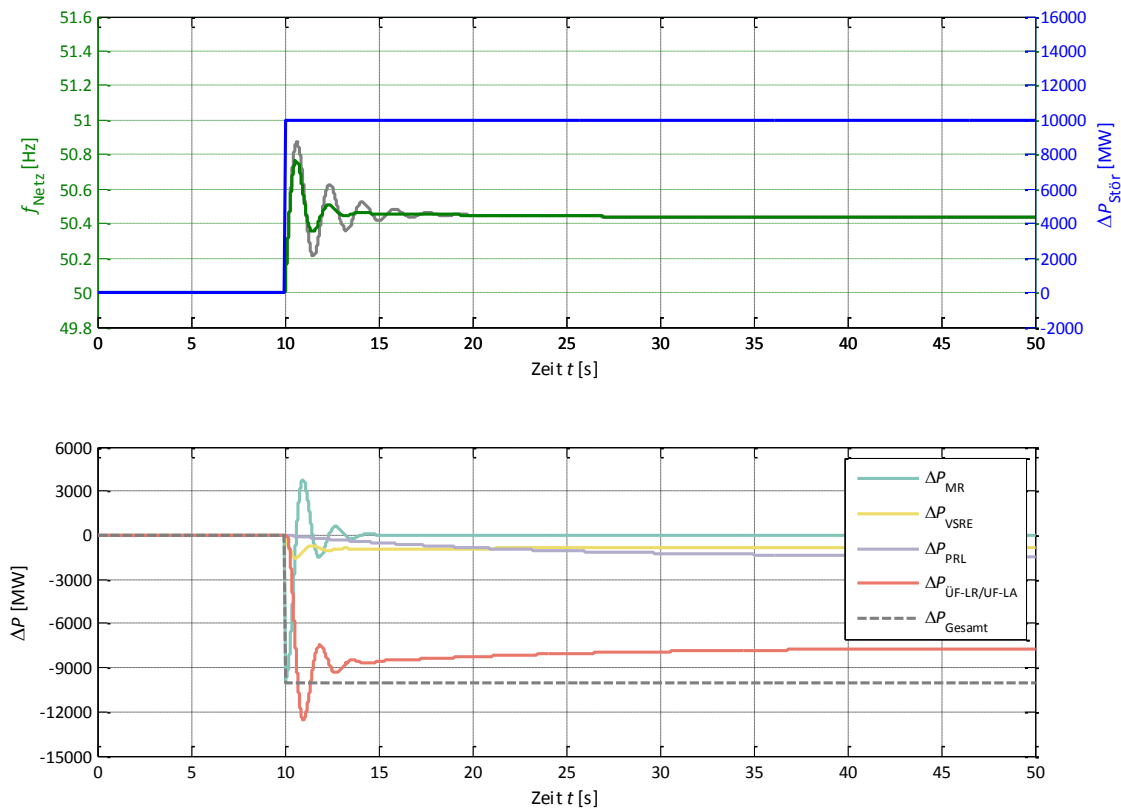


Bild 3-4: Frequenzverhalten bei Überfrequenz mit einer reduzierten Messverzögerung von 20 ms

Wie gezeigt wurde, kann sich eine reduzierte Schwungmasse insbesondere für nicht auslegungsrelevante, große Störungen des Leistungsgleichgewichts kritisch auf das Frequenzverhalten auswirken. Durch die resultierenden steileren Frequenzgradienten hat insbesondere die Aktivierungsgeschwindigkeit der ÜF-LR einen großen Einfluss. Daher sollte die ÜF-LR der Erzeugungseinheiten, wie gefordert, so schnell wie technisch möglich reagieren [8]. Zudem muss das reale Verhalten von Erzeugungsanlagen bei ÜF-LR detailliert evaluiert werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die ÜF-LR von Photovoltaikanlagen mit noch geringeren Verzögerungen reagiert als in den Simulationen angenommen. Hingegen sind die hier getroffenen Annahmen für Windkraftanlagen mit heutigen Regelkonzepten möglicherweise nicht realisiert.

## 4 Bestimmung der minimal notwendigen Schwungmasse

In den vorausgehenden Kapiteln wurde verdeutlicht, dass im zusammenhängenden kontinentaleuropäischen Verbundsystem eine Gefährdung der Frequenzstabilität unwahrscheinlich ist. Im Hinblick auf die Systemsicherheit sind aber auch Teilnetzbildungen zu beherrschen. Bei den in der Vergangenheit aufgetretenen Störfällen (z. B. Blackout Italien [9], Systemtrennung UCTE 2006 [10]) waren die Leistungsungleichgewichte relativ gering. Sehr hohe Leistungsungleichgewichte (über 30 %) sind hingegen nur in sehr kleinen abgetrennten Teilnetzen zu erwarten, die im Verhältnis zu ihrer Netzlast sehr hohe Importe oder Exporte aufweisen.

Unter Berücksichtigung des in Abschnitt 3.1 definierten maximal zulässigen Frequenzgradienten von 2 Hz/s und der Forderung, dass abgetrennte Teilnetze ein Leistungsungleichgewicht von maximal 10 % beherrschen sollen, ergibt sich gemäß Gl. 3-1 für die minimal notwendige Netzanlaufzeitkonstante

$$T_{\text{Netz,min}} = \frac{\Delta p_{\text{Stör}}}{100} * \frac{f_0}{\frac{df}{dt}} = \frac{10\%}{100} * \frac{50\text{Hz}}{\frac{2\text{Hz}}{\text{s}}} = 2,5\text{s} \quad (4-1)$$

Bei reduzierter Netzanlaufzeitkonstante (und damit reduzierter Schwungmasse im Netz) reduziert sich proportional das maximal zulässige Leistungsungleichgewicht. Umgekehrt ist bei einem höheren zu beherrschenden Leistungsungleichgewicht die erforderliche Netzanlaufzeit entsprechend größer.

Wird eine Schwungmasse vorgehalten, die dem oben genannten Wert für die Netzanlaufzeitkonstante entspricht und im gesamten Verbundsystem geographisch gleichmäßig verteilt ist, können unabhängig von Ort und Größe abgetrennte Teilnetze Leistungsdefizite/Leistungsüberschüsse von mindestens 10 % beherrschen. Eine Vorhaltung darüber hinausgehender Schwungmassen kann für eine Netzregion (z. B. Randnetze) notwendig sein, damit ihre Trennung vom Verbundsystem auch bei hohem Import bzw. Export zu beherrschen ist.

Die minimale Netzanlaufzeitkonstante wird voraussichtlich durch konventionelle Kraftwerke bereitzustellen sein. Inwieweit zukünftig auch über leistungselektronische Umrichter angeschlossene Erzeugungsanlagen einen Beitrag dazu liefern können, ist technisch und wirtschaftlich zu prüfen. Ein Mindestmaß an stets vorhandener Schwungmasse je Regelzone ergibt sich bereits durch die Anforderungen an die Vorhaltung von Regelleistung. Dies wird in Folgenden am Beispiel des Regelblocks Deutschland erörtert.

#### 4.1 Mindesterzeugung durch Kraftwerke zur Regelleistungsvorhaltung

Im Regelblock Deutschland wie auch im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundsystem muss entsprechend Abschnitt 2.3.2 zu jedem Zeitpunkt eine definierte Regelleistungsreserve vorgehalten werden. Die notwendige Primär- und Sekundärregelleistung wird heute nahezu vollständig von am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungseinheiten bereitgestellt. Dies wird auch künftig insbesondere für die Vorhaltung der Primärregelleistung gelten, so dass mit diesen Erzeugungseinheiten ohne Zusatzaufwand ein Mindestbeitrag zu synchron umlaufenden Schwungmassen geleistet wird.

Im Rahmen der „Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien“ [11] wurde die notwendige Mindesterzeugung zur Sicherstellung der Systembilanz, insbesondere für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, auf mindestens 16 GW beziffert. Diese durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellte Mindesterzeugung stellt einen gesicherten Beitrag zur Schwungmasse im Netz dar. Stellt man einen Bezug zur heutigen realen Vorhaltung von Regelleistung her, zeigt sich, dass die bezifferte Mindesterzeugung von 16 GW eine Worst-Case-Abschätzung darstellt [12].

Die im deutschen Übertragungsnetz vorzuhaltende Primärregelleistung wird jährlich in Abstimmung zwischen den kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreibern bestimmt. Basis ist der Gesamtbedarf des Synchrongebiets von  $\pm 3$  GW, der im Verhältnis der jährlich eingespeisten Energiemengen auf die Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt wird [12]. Aktuell (Jahr 2014) muss der Regelblock Deutschland (mit den Regelzonen Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz) eine Primärregelleistung in Höhe von ca.  $\pm 570$  MW vorhalten. Bei einer durchschnittlich bereitgestellten Regelleistung für die Primärregelung in Höhe von 3 % der Nennleistung ergibt sich eine installierte Leistung von knapp 20 GW, die kontinuierlich am Netz sein muss. Auf Basis dieser Mindesterzeugung wird im Folgenden Abschnitt der dadurch gesicherte Beitrag zur Schwungmasse im Regelblock Deutschland beziffert und dessen Bedeutung für die Frequenzstabilität abgeleitet.

#### 4.2 Abschätzung der verfügbaren minimalen Schwungmasse im Regelblock Deutschland

Die zuvor genannte Mindesterzeugung von 20 GW stellt eine bestimmte mindestens am Netz befindliche Schwungmasse für den Regelblock Deutschland sicher. Da die Regelleistung hauptsächlich durch thermische und hydraulische Erzeugungseinheiten bereitgestellt wird, kann als konservativer Wert eine mittlere Anlaufzeitkonstante der Turbosätze von  $T_{AN,KW} = 10$  s (bezogen auf die Nennwirkleistung) angenommen werden.

Somit ergibt sich abhängig von der Netzlast  $P_{\text{Netzlast,D}}$  im Regelblock Deutschland die minimale Netzanlaufzeitkonstante

$$T_{\text{Netz,min}} [\text{s}] = \frac{P_{\text{Nenn,min,D}}}{P_{\text{Netzlast,D}}} * T_{\text{AN,KW}} \quad (4-2)$$

Für eine Netzlast zwischen Schwachlast von ca. 35 GW und Starklast von ca. 85 GW liegt die minimale Netzanlaufzeitkonstante für den Regelblock Deutschland zwischen 5,7 s und 2,4 s. Hierbei sind alle Kraftwerke vernachlässigt, die nicht an der Primärregelung teilnehmen.

Selbst bei hoher Netzlast stellen die primärgeregelten Kraftwerke annähernd die minimal erforderliche Schwungmasse bereit. Darüber hinaus sind u. a. Laufwasserkraftwerke und KWK nahezu das ganze Jahr am Netz. Es ist davon auszugehen, dass bei mittlerer und hoher Netzlast weitere konventionelle Erzeugungseinheiten am Netz sind, sodass die o. g. Empfehlung für die minimale Schwungmasse ohne zusätzliche Maßnahmen erfüllt werden kann.

## 5 Zusammenfassung

Die aus heutiger Sicht mögliche Abnahme synchron mit der Netzfrequenz umlaufender Schwungmassen stellt für das kontinentaleuropäische Verbundsystem keine Systemgefahr dar, solange es zusammengeschaltet bleibt und es nicht zu einer Systemauftrennung in Folge einer Störung kommt. Die zulässigen Frequenzgrenzen und Frequenzgradienten ( $df/dt$ ) werden bei auslegungsrelevanten störungsbedingten Leistungsungleichgewichten nicht überschritten.

Bei störungsbedingter Auftrennung des Verbundsystems werden die vorherigen Transite über das Drehstromnetz unterbrochen. Es treten hohe Leistungsungleichgewichte in den getrennten Teilnetzen auf, in denen eine reduzierte Schwungmasse künftig zu deutlich höheren und kritischen Frequenzgradienten und Frequenzabweichungen führen kann. Solche über den Auslegungsfall hinausgehende Störungen dürfen nicht zu einem Systemzusammenbruch führen.

Die Beherrschung eines spontanen Leistungsüberschusses erfordert eine ausreichend kurze Reaktionszeit der Überfrequenz-Leistungsreduktion der Erzeugungseinheiten. Diese Reaktionszeiten haben bei abnehmenden Schwungmassen eine zunehmende Bedeutung für die Beherrschung spontaner und hoher Leistungsüberschüsse in Teilnetzen und sollten daher künftig anhand des realen Verhaltens überprüft werden.

Ein spontanes Leistungsdefizit muss auch bei erhöhtem Frequenzgradienten mithilfe des frequenzabhängigen Lastabwurfs, der technologisch bedingt einige hundert Millisekunden verzögert wirkt, noch gewährleistet sein. Es ist daher künftig auf eine optimale Funktion des Unterfrequenz-Lastabwurfs zu achten, insbesondere sind technologisch bedingte Verzögerungen so weit wie möglich zu minimieren, ggf. auch unter Einsatz von  $df/dt$ -Relais mit Auslösung bei hohen Frequenzgradienten bereits deutlich oberhalb 49 Hz.

Um die Wirksamkeit der Überfrequenz-Leistungsreduktion und des Unterfrequenz-Lastabwurfs sicherzustellen, darf der Frequenzgradient den Wert von 2 Hz/s nicht überschreiten. Um diesen Wert einzuhalten, muss in Abhängigkeit des Leistungsungleichgewichts eine minimale Schwungmasse zur Verfügung stehen. Um ein spontanes Leistungsungleichgewicht von 10 % der Netzlast zu beherrschen, wird eine minimale Schwungmasse benötigt, die einer Netzanlaufzeitkonstante von 2,5 s entspricht. Wenn die geforderte Primärregelung künftig weiterhin aus konventionellen Erzeugungseinheiten bereitgestellt wird, kann dieser Wert in der Regel ohne Zusatzaufwand eingehalten werden. Voraussetzung für die Beherrschung einer Teilnetzbildung ist, dass die Erzeugungseinheiten einem Frequenzgradienten von mindestens 2 Hz/s widerstehen.

Für Netzbereiche mit Import über 10 % der Netzlast ist der frequenzabhängige Lastabwurf zur Beherrschung einer Systemtrennung während eines hohen Leistungsbezugs ebenfalls zu optimieren (Minimierung der Verzögerungen, Einsatz von  $df/dt$ -Relais) und darüber hinaus zusätzliche Schwungmasse bereitzustellen.

Für Netzbereiche mit einem Export über 10 % der Netzlast und einem hohen Anteil erneuerbarer Energien können zur Beherrschung einer störungsbedingten Netztrennung zusätzliche Schwungmassen erforderlich sein. Es wird empfohlen den möglichen Beitrag einer geeigneten Regelung leistungselektronischer Betriebsmittel für eine „Synthetic Inertia“ zu untersuchen und in künftigen Netzanforderungen entsprechend vorzusehen.

Der künftige Einsatz von HGÜ-Verbindungen für den großräumigen Ferntransit zwischen Regionen mit hohem Im- und Export entlastet das Drehstromnetz. Die Transite der HGÜs dürfen bei einer Systemtrennung des unterlagerten Drehstromnetzes konzeptgemäß nicht unterbrochen werden, um die Leistungsbilanzen der getrennten Drehstromnetze weiterhin zu stützen. Es ist daher für eine ausreichende Robustheit der HGÜ-Systeme gegenüber störungsbedingt auftretenden Abweichungen von Frequenz und Spannung Sorge zu tragen.



## Literaturverzeichnis

- [1] Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C. et al. (2004): Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: *IEEE Trans. Power Syst* 19 (3), S. 1387–1401.
- [2] Continental Europe Operation Handbook, Policy 1; Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>
- [3] H.P. Asal, P. Barth, E. Grebe, D. Quadflieg: “Dynamic System Studies of new Requirements and Strategies for the Primary Control in the UCPTC/CENTREL Power System”, CIGRE Session 1998, Paper No. 39-106.
- [4] Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation, Technischer Hinweis, FNN – Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE, Juni 2012
- [5] Continental Europe Operation Handbook, Policy 5; Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>
- [6] Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007
- [7] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Endbericht, Deutsche Energieagentur GmbH (dena), Berlin, 11.02.2014
- [8] ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 26. Juni 2012; Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/>
- [9] UCTE Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, April 2004
- [10] System Disturbance on 4 November 2006, Final Report, UCTE, 30.01.2007
- [11] Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerks-parks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Abschlussbericht, 20. Januar 2012
- [12] Online verfügbar unter: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)