

Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen

Herwig Renner

Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,
+43 316 873-7557, herwig.renner@tugraz.at, www.ifea.tugraz.at

Kurzfassung: Als Systemdienstleistungen werden in der elektrischen Energietechnik jene notwendigen Dienste bezeichnet, die der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs dienen. Einhergehend mit der Energiewende kommt es zu einer Umstrukturierung der Erzeugungseinrichtungen, doppelt gespeiste Asynchronmaschinen und Wechselrichter gewinnen zunehmend an Bedeutung. Diese neuen Erzeugereinrichtungen weisen ein von der klassischen Synchronmaschine deutlich abweichendes Verhalten hinsichtlich ihrer Beiträge zu Frequenzstabilität und Spannungshaltung auf. Für einen zukünftigen Netzbetrieb ist jedenfalls eine genaue Definition der Anforderungen an Erzeugungseinrichtungen notwendig.

Keywords: Systemdienstleistung, Wechselrichter, Synchronmaschine, Frequenz, Spannungshaltung, Schwungmasse

1 Einleitung

Als Systemdienstleistungen werden in der elektrischen Energietechnik jene notwendigen Dienste bezeichnet, die der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs dienen. Die folgende Auflistung gibt einen generellen Überblick über die zu erbringenden Systemdienstleistungen, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

- Frequenzregelung
- Spannungshaltung
- Verlustabdeckung
- Netzschutz
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination

Aus organisatorischer Sicht sind die Netzbetreiber für die Aufbringung verantwortlich, rein technisch gesehen wird ein beträchtlicher Teil der Systemdienstleistungen durch Erzeugungseinheiten erbracht. Die allgemeinen technischen Anforderungen, sowie speziell zu erbringende Systemdienstleistungen, sind im Wesentlichen in den Grid Codes definiert. Es zeigt sich, dass dort nur der durch gezielten Einsatz von Regeleinrichtungen abgerufene Anteil der Systemdienstleistungen behandelt wird. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass seit Beginn des Netzbetriebes, wie wir ihn heute kennen, die Einspeisung jahrzehntelang praktisch ausschließlich über Synchronmaschinen erfolgte. Diese erbringen aber aufgrund ihrer inhärenten Eigenschaften alleine durch die Tatsache, dass diese Anlagen am Netz sind, mit einer Mindestausstattung an Regeleinrichtungen bereits einen

wesentlichen Beitrag zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs. Insbesondere sind hier die Eigenschaften

- Trägheitsmoment als Unterstützung der Frequenzhaltung,
- Kurzschlussleistung im Normalbetrieb im Sinne von Spannungshaltung und
- Kurzschlussleistung im Kurzschlussfalle zur Gewährleistung einer selektiven Schutzabschaltung

zu erwähnen. Für alle drei Eigenschaften gilt, dass sie im Kurzzeitbereich, also bevor Spannungs- oder Turbinenregler eingreifen, wirksam sind. Vereinfachend kann festgehalten werden, dass im Normalbetrieb von Erzeugungseinrichtungen die Eigenschaft einer Spannungsquelle mit

- niedriger Innenimpedanz und
- Frequenzstabilität (große Schwungmasse)

gewünscht wird, ein Verhalten, dass von Synchrongeneratoren im Wesentlichen erfüllt wird.

Einhergehend mit der Energiewende kommt es zu einer Umstrukturierung der Erzeugungseinrichtungen. Neben Synchronmaschinen gewinnen doppelt gespeiste Asynchronmaschinen und Wechselrichter an Bedeutung. In einigen europäischen Regelzonen kann der Anteil der nicht-synchronen Erzeugung zu bestimmten Zeiten mehr als 50% betragen, wie in einer Umfrage der aktuell laufenden CIGRE-CIRED Arbeitsgruppe C4-C6.35 „Modelling and Dynamic Performance of Inverter Based Generation in Power System Transmission and Distribution Studies“ ermittelt wurde.

Diese neuen Erzeugereinrichtungen weisen per se – also mit einer minimalen Reglerkonfiguration für den Normalbetrieb – ein von der klassischen Synchronmaschine deutlich abweichendes Verhalten auf. In Tabelle 1 wird ein Vergleich der wesentlichen Eigenschaften von Synchronmaschine, doppelt gespeister Asynchronmaschine und Umrichter hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen gegeben.

Während bei der klassischen Synchronmaschine das dynamische Verhalten sehr gut bekannt ist und auch ohne Kenntnis der exakten Maschinenparameter über Standardparameter mit ausreichender Genauigkeit approximiert werden kann, hängt vor allem bei den Umrichtern dieses Verhalten nur von der Konfiguration und Parametrierung der dazugehörigen Regler ab.

Unbestritten ist jedenfalls, dass gewisse Basiseigenschaften des Systems, wie zum Beispiel die derzeit in den rotierenden Schwungmassen gespeicherte und frequenzabhängig automatisch aktivierbare Energie [1], sowie eine spannungsstabilisierende Charakteristik Grundvoraussetzungen für einen stabilen Netzbetrieb darstellen. Die Aspekte „Frequenzstabilität“ und „Spannungshaltung“ sollen im Folgenden näher beleuchtet werden.

Systemdienstleistung		Synchronmaschine	Doppelt-gespeiste Asynchronmaschine	Umrichter
Frequenzregelung	Reaktion auf Frequenzänderung, ROCOF ¹	Inhärente Eigenschaft durch Schwungmasse	Inhärente Eigenschaft durch Schwungmasse, erweiterter Bereich durch gezielte Drehzahländerung (Reglereingriff)	Reaktion durch geeignete Regler bedingt möglich (virtuelle Schwungmasse)
	Primärregelung	Reaktion durch Turbinenregler, bei konventionellen Energiequellen in positiver und negativer Richtung	Reaktion durch Turbinenregler, bei Windkraftwerken nur in negative Richtung	Reaktion durch Leistungsregler, bei Wind- und PV-Kraftwerken nur in negative Richtung, mit Speicher auch positiv
Spannungshaltung	Kleine Innenimpedanz	Inhärente Eigenschaft, (subtransiente und transiente Reaktanz)	Inhärente Eigenschaft, (Streureaktanz)	Verhalten abhängig von Stromregler (low level current controller)
	Spannungsregelung, Blindleistungsbereitstellung	Spannungsregler, positive und negative Blindleistung, Begrenzung durch Erregersystem und Erregerwicklung	Rotorseitiger Umrichter, positive und negative Blindleistung, Begrenzung durch Umrichter-auslegung	Spannungs/Blindleistungsregler, (high level current controller), Begrenzung durch Umrichter-auslegung
Kurzschlussstrom		Inhärente Eigenschaft, (subtransiente und transiente Reaktanz), hoher Anfangskurzschlusswechselstrom, Dauerkurzschlussstrom	Inhärente Eigenschaft, (Streureaktanz), mit „Crowbar“ normale Asynchronmaschinencharakteristik, hoher Anfangskurzschlusswechselstrom, kein Dauerkurzschlussstrom	Strombegrenzung durch Stromregler, Anfangs- und Dauerkurzschlussstrom in Größenordnung des Nennstroms, abhängig vom Regler

¹ ROCOF: rate of change of frequency

Tabelle 1: Eigenschaften von unterschiedlichen Technologien hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen

2 Frequenzstabilisierung

2.1 Frequenzregelreserve

Die Regelung und Stabilität der Frequenz kann über das zeitliche Verhalten der Aktivierung von Regelreserve wie folgt unterteilt werden. Allgemein bekannt sind der Beitrag von Primärregelung im Sekundenbereich, der Beitrag der Sekundärregelung im Minutenbereich und deren manuelle Ablösung durch Tertiärregelung. Die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungskomponenten erfolgt heute in vielen Regelzonen über einen eigenen Regelleistungs- und -energiemarkt. „Schwungmasse“ als weitere wichtige Komponente zur Stabilisierung der Frequenz wird derzeit nicht explizit durch den Regelzonenführer

organisiert, sondern steht als inhärente Eigenschaft von Synchrongeneratoren derzeit noch in ausreichendem Maß „automatisch“ zur Verfügung.

In zukünftigen elektrischen Energieversorgungssystemen ist – wenn man die derzeitigen Trends am Regelenergiemarkt verfolgt – kein Mangel an Sekundär- und Tertiärregelenergie zu erwarten. Neben Regelleistung, die aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, bieten vermehrt Pools mit gesteuerten Lasten ihre Dienstleistung an. Selbst Pools mit Windkraftwerken beteiligen sich bereits am Sekundärregelleistungsmarkt. Aufgrund der vergleichsweise geringen dynamischen Anforderungen an die Anlagen gibt es eine große Anzahl an möglichen Marktteilnehmern. Die derzeit in Österreich präqualifizierten Leistungen für Sekundär- und Tertiärregelleistung liegen weit über dem 10-fachen der ausgeschriebenen Leistungen [2].

Etwas eingeschränkter ist der Anbieterkreis im Bereich der Primärregelung. Aber auch hier könnten in Zukunft nichtkonventionelle Kraftwerke am Markt teilnehmen, wobei die größere Herausforderung die positive Regelreserve ist, da ein Abregeln der Anlagen im Fall von Überfrequenz im Allgemeinen kein Problem darstellt. PV-Anlagen mit adaptiertem Maximum-Power-Point-Tracker (MPPT) können ihren Betriebspunkt bewusst suboptimal festlegen (deloaded operation), sodass eine positive Regelreserve vorgehalten werden kann [4]. Da die Aktivierung der Primärregelleistung zeitlich limitiert ist und somit auch die Regelenergiemengen begrenzt sind, können beispielsweise auch Batteriespeicheranlagen einen signifikanten Beitrag leisten, wie das Beispiel des Batteriespeichers in Schwerin mit 5 MW bzw. 5 MWh zeigt [3].

2.2 Schwungmasse

Wie erwähnt, liefert derzeit die Schwungmasse von direkt an das Netz gekoppelten Synchronmaschinen einen wesentlichen Beitrag zur Frequenzstabilisierung. Der Beitrag einer einzelnen Maschine i zu der am Netz befindliche rotierende Energie W_{rot} berechnet sich zu

$$W_{rot,i} = S_{n,i} \cdot H_i \cdot \left(\frac{f}{f_n} \right)^2, \quad (1)$$

mit der Maschinennennscheinleistung $S_{n,i}$, der Trägheitskonstante H_i und der aktuellen Frequenz f , bezogen auf Nennfrequenz f_n . Bei einer Änderung der Frequenz kommt es zu einer Änderung der rotierenden Energie und damit zu einem Leistungsaustausch mit dem Netz.

$$P_{inert} = -\frac{dW_{rot}}{dt} \approx -\frac{2 \cdot S_n \cdot H}{f_n} \cdot \frac{df}{dt} \quad (2)$$

Die abgegebene Leistung ist also im Gegensatz zu den oben angeführten Regeleistungen, die proportional zu der aktuellen Frequenz sind, abhängig von dem aktuellen Frequenzgradient. Wird diese gradienten-proportionale Leistung nicht von einer klassischen Synchronmaschine erbracht sondern von umrichtergekoppelten Erzeugungseinrichtungen (PV, Windkraftanlagen mit Vollumrichter), spricht man auch von „virtueller Schwungmasse“.

Mit den oben angeführten Formeln lassen sich einfach die Design-Anforderungen hinsichtlich der (virtuellen) Schwungmasse ableiten. Typische, im realen Netzbetrieb auftretende Frequenzgradienten im Zusammenhang mit Großstörungen liegen im Bereich kleiner 0,3 Hz/s (z.B. Großstörung in Europa, 4. November 2006). Legt man für die virtuelle Schwungmasse eine Trägheitskonstante H von 4 s zugrunde, ergibt sich mit Formel (2) eine Leistung im Bereich von 5% der Nennleistung. Die Abschätzung der umgesetzten Energie ergibt sich aus den Frequenzgrenzen, innerhalb derer die Erzeugungsanlage am Netz bleiben sollte. Geht man von dem, innerhalb von Entso-e Continental Europe festgelegten, unteren Frequenzwert von 47,5 Hz aus, so lässt sich mit Formel (1) eine Energiemenge von

$$\Delta W_{rot,i} = \frac{S_{n,i} \cdot H_i}{f_n^2} \cdot (50^2 - 47,5^2) = S_{n,i} \cdot 0,39 Ws$$

berechnen. Das heißt, dass eine 10 kW-PV-Anlage im Rahmen der virtuellen Schwungmassenbereitstellung eine Leistung von 0,5 kW und etwa 4 kWs bereitstellen müsste. Aufgrund der geringen Energiemenge wäre dies jedenfalls über einen Speicher (Batterie oder Supercaps) realisierbar, ein Betrieb abseits des optimalen Betriebspunktes (deloaded operation) erscheint für die Bereitstellung von Schwungmasse nicht praktikabel.

3 Spannungshaltung

3.1 Dynamische Spannungsstabilisierung

Für die dynamische Spannungshaltung im Netz sind entweder Spannungsquellen mit einem kleinen Innenwiderstand oder extrem schneller Regelung erforderlich. Synchronmaschinen fallen in die erste Kategorie, denn für sehr schnelle Stromänderungen wirkt als Innenimpedanz die relativ kleine subtransiente Reaktanz. Ähnlich reagieren doppelt gespeiste Asynchronmaschinen, deren Innenimpedanz durch die Summe aus Ständer- und Läuferstreureaktanz bestimmt wird.

In elektrischen Energiesystemen wurde der geringe Innenwiderstand bzw. die Steifigkeit des Netzes traditionellerweise über die Kurzschlussleistung definiert. Dieses Konzept ist mit steigendem Anteil von umrichtergekoppelter Erzeugung nicht mehr gültig. Während Synchronmaschinen als Spannungsquellen betrachtet werden können, verhalten sich Umrichter im Netz wie (ideale) Stromquellen. Auch wenn intern von einer konstanten Gleichspannung ausgegangen werden kann, befindet sich an der Netzschnittstelle auf der untersten Regelebene ein schneller Stromregler. Sowohl im Normalbetrieb im Bereich der Nennspannung, als auch im Kurzschlussfall ist das Verhalten der Umrichter durch ein Nachgeben der Spannung gekennzeichnet. Dies ist nicht zuletzt der mangelnden strommäßigen Überlastbarkeit von leistungselektronischen Komponenten geschuldet.

Die daraus resultierenden Änderungen betreffen in erster Linie direkt das Hochspannungsnetz und nur indirekt die darunterliegenden Spannungsebenen. Die meisten Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze waren reine Verbrauchsnetze ohne Einspeisung. Wenn es jetzt im Zuge des Ausbaus dezentraler Energieerzeugung vermehrt

zum Anschluss von umrichtergekoppelten Einspeisern in diesen Netzebenen kommt, ändert sich der dynamische Innenwiderstand dieser Netze praktisch nicht.

Anders sieht es in Hochspannungsnetzen aus, wenn bestehende Synchrongeneratoren ersetzt werden. Hier ist ein Absinken der Kurzschlussleistung bzw. ein Ansteigen der dynamischen Innenimpedanz zu erwarten. Diese bestimmt wiederum maßgeblich die Koppelimpedanz zwischen den unterlagerten Mittelspannungsnetzen und führt dazu, dass die gegenseitige Beeinflussung in Bezug auf Netzurückwirkungen zunimmt. Bisher haben die hohen Kurzschlussleistungen im Hochspannungsnetz zu einer sehr guten Entkopplung hinsichtlich Flicker (schnelle Spannungsschwankungen), Unsymmetrien und Oberschwingungen geführt, ein Zustand, der sich in Zukunft ändern kann.

3.2 Spannungsregelung

Die quasistationäre Spannungshaltung wurde seit jeher durch Spannungsregelung von Erzeugungseinheiten, Regeltransformatoren und Kompensationsanlagen durchgeführt. Das wird sich auch in Zukunft kaum ändern. Vor allem in Hochspannungsnetzen und teilweise auch in Mittelspannungsnetzen ist die Spannungsregelung eng mit der Blindleistungseinspeisung verknüpft.

Sowohl für Synchrongeneratoren als auch für doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren und Umrichter gilt, dass bei einer vorgegebenen Wirkleistung zur Erbringung von Blindleistungseinspeisung oder –abnahme eine gewisse Überdimensionierung der Komponente erforderlich ist. Entsprechende Vorgaben sind in diversen Grid-Codes bereits jetzt verankert.

4 Anforderungen im Entso-e Network Code für Anforderungen an Generatoren

Der im Juni 2015 von Entso-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlichte „Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators“ [5] (aktuellste Fassung) versucht, die relevanten Eigenschaften von Generatoren aller Art zu beschreiben bzw. die Anforderungen für einen stabilen Netzbetrieb zu definieren. Dabei wird folgende Einteilung von Erzeugungsanlagen für Kontinentaleuropa getroffen:

- Typ A: Kleinanlagen von 0,8 kW bis 1 MW, Anschlusspunkt auf Nieder- oder Mittelspannungsebene
- Typ B: Anlagen von 1 MW bis 50 MW, Anschlusspunkt auf Mittelspannungsebene
- Typ C: Anlagen von 50 MW bis 75 MW, Anschlusspunkt auf Mittelspannungsebene
- Typ D: Anlagen über 75 MW und Anschlusspunkt auf Mittelspannungsebene und alle Anlagen mit Anschlusspunkt auf Hochspannungsebene (110 kV oder darüber)

Bei Typ A handelt es sich typischerweise um PV-Anlagen, einzelne, kleine Windkraftanlagen und Kleinwasserkraftwerke. Typ B und C inkludiert größere Windparks im

Mittelspannungsnetz, während der Großteil der konventionellen Kraftwerke sowie Windparks mit direktem Anschluss an das 110 kV-Netz in Kategorie D fallen.

Virtuelle Schwungmasse kann für Anlagen des Typs C und D von dem Netzbetreiber vorgeschrieben werden. Dies betrifft vor allem kleine Inselnetze mit einem hohen Anteil an umrichtergekoppelter Einspeisung (z.B. kanarische Inseln).

Frequenzstützung im Sinne von Regelleistung wird nicht behandelt. Allerdings wird von allen Anlagen erwartet, dass bei Frequenzen über 50,2-50,5 Hz eine Leistungsabregelung vorgesehen wird (LFSM-O, limited frequency sensitive mode – overfrequency). Für Anlagen des Typs C und D wird eine Erhöhung der Leistungsabgabe bei Frequenzen unter 49,5-49,8 Hz vorgegeben (LFSM-U, limited frequency sensitive mode – underfrequency)

Hinsichtlich Kurzschlussleistung und Spannungsregelung wird zwischen Synchrongeneratoren und umrichtergekoppelten Einspeisern („Power Park Modules“) unterschieden. Für letztere gibt es für den Leistungsbereich Typ C und D relativ genau spezifizierte Vorgaben, wohingegen diese für den Leistungsbereich Typ B eher unscharf formuliert sind. Allerdings erfüllen die geforderten Antwortzeiten der Spannungsregelung von 1-5 s nicht die Anforderungen an eine zur Reduktion von Netzurückwirkungen äquivalente Spannungsquelle mit niedriger Innenimpedanz wie in Abschnitt 3.1 beschrieben.

5 Zusammenfassung

Es wurde gezeigt, dass auch nach der im Zuge der Energiewende stattfindenden Umgestaltung der Erzeugerstruktur ein stabiler Netzbetrieb aus technischer Sicht möglich ist. Der Entso-e Network Code für Generatoren greift wichtige Parameter auf und definiert die verbindlichen Mindestanforderungen für zukünftige Einspeiser. Allerdings fehlen aus Sicht des Autors entsprechende Vorgaben für reale und virtuelle Schwungmasse im Netz sowie Vorgaben für die dynamische Innenimpedanz.

Für einen zukünftigen Netzbetrieb ist jedenfalls eine genaue Definition der erwähnten Kurzzeit-Anforderungen an Erzeugungseinrichtungen notwendig. Ob bei Umrichtern eine exakte, künstliche Nachbildung der Eigenschaften einer Synchronmaschine das Ziel ist, sei dahingestellt.

Anstrebenswert wäre ein standardisiertes Verhalten der über Umrichter gekoppelten Erzeugungseinrichtungen. Während bei der klassischen Synchronmaschine das dynamische Verhalten sehr gut bekannt ist und auch ohne Kenntnis der exakten Maschinenparameter über Standardparameter mit ausreichender Genauigkeit approximiert werden kann, hängt vor allem bei den Umrichtern dieses Verhalten ausschließlich von der Konfiguration und Parametrierung der dazugehörigen Regler ab.

6 Literatur

- [1] Tielens P., Van Hertem D., The relevance of inertia in power systems, submitted to Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 55, March 2016, Pages 999-1009.
- [2] Stimmer, Engelmaier, Präqualifikation, Vortrag bei Marktforum 10.09.2015, Wien, <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>
- [3] Hiersemenzel, Commercially Viable Storage – WEMAG, Round table presentation CIRED 15.-18.6.2015, Lyon
- [4] Mishra, S. ; Sekhar, P.C. Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation, IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 16.-19.12.2012
- [5] Entso-e, Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG), https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/draft_ec_networkCodesJune.pdf