

Diese Schwungmasse kann mit intelligenter Umrichtertechnik künftig Reserveenergie zum Sofortausgleich von Frequenzschwankungen im Netz liefern.

Neue Schwunggeber

Die Feinsteuerung der Netzeinspeisung zur Korrektur nicht gewünschter Strom- und Spannungsereignisse ohne fossile Kraftwerke ist möglich.

ür einen sicheren Betrieb der europäischen Stromnetze ist eine stabile Frequenz von 50 Hertz erforderlich. Hierfür müssen Erzeugung und Verbrauch immer im Gleichgewicht sein. Bisher übernehmen hauptsächlich konventionelle Großkraftwerke die Bereitstellung von Systemdienstleistungen - also verschiedener Feinsteuerungen der Einspeisung, um damit von der Norm abweichende Strom- und Spannungsereignisse im Stromnetz zu korrigieren. In Bezug auf die Frequenzhaltung leisten die Großkraftwerke dies beispielsweise inhärent durch die Trägheit ihrer rotierenden Turbinenmassen: Wenn Strom im Netz fehlt, bremst der Nachfrageüberschuss gemäß physikalischen Gesetzen den Turbinengenerator. Doch die Trägheit des rotierenden Generators lässt das Drehmoment ansteigen, was die Stromerzeugung erhöht. Großkraftwerke liefern somit Momentanreserve, mit der sie den Frequenzgradienten, den Abfall der Frequenz bei zu wenig Stromangebot oder zu starker Stromnachfrage, dämpfen.

Auch Umrichter nur mittelbar ans Stromnetz gekoppelter Erzeuger wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen und umrichtergekoppelte Verbraucher wie moderne Motoren, Beleuchtungen oder Computer können mit einer entsprechenden intelligenten



Autoren: Magdalena Gierschner



Felix Uster, beide Forschungsverbund Netz-Stabil, Universität Rostock

Regelung der Umrichter diese Aufgabe übernehmen. Umrichter bringen bekanntlich die unregelmäßig weil wetterabhängig erzeugten Strom- und Spannungskurven vor der Einspeisung in gleichmäßige Sinusform und wandeln Gleich- in Wechselstrom um. Spezielle Stromrichter tauschen für moderne Geräte den Wechselstrom im Netz in Gleichstrom. Mit einer zum Stromnetz hin wirksamen Momentanreserveregelung können solche gekoppelte Erzeugungs- wie Verbrauchsanlagen einen entscheidenden Beitrag zur Netzstabilität leisten. Dies gilt besonders für Windturbinen, wobei Anlagen mit Vollumrichter das größte Potential besitzen.

Regelungstechnisch wird Momentanreserve in First und Second Step Inertia unterschieden. Während First Step Inertia wie eine echte Trägheit instantan, also sofort wirkt, beruht Second Step Inertia auf einer Messung der Netzfrequenz, auf die dann die Umrichterregelung reagiert. Für die Second Step Inertia lässt sich mittels einer sogenannten Phasenregelschleife des Umrichters eine unsaubere Netzfrequenz binnen 50 Millisekunden messen. Mit zusätzlicher Reaktionszeit der folgenden frequenzabhängigen Leistungsregelung des generatorseitigen Umrichters ist Second Step Inertia nach weiteren 150 bis 250 Millisekunden aktiviert.

Windrad kann zwei Energiespeicher nutzen

Während zu viel Ausgangsleistung eines Windturbinenumrichters kurzzeitig durch einen Bremswiderstand abgeregelt werden kann, der Energieüberschuss in Wärme umsetzt und abstrahlt, ist das Bereitstellen zusätzlicher Leistung komplexer: Windenergieanlagen verfügen über zwei Energiespeicher. Im Zwischenkreiskondensator des Umrichters ist elektrische Energie gespeichert, und die rotierenden Massen wie Generator, Nabe und Blätter speichern rotatorische Energie. Welcher Speicher verwendet werden kann, hängt davon ab, wie schnell die Leistung zur Verfügung stehen soll. Dabei kann der Zwischenkreiskondensator weit weniger als ein Prozent der Nennleistung einer Anlage anbieten. Aus den rotierenden Großkomponenten lassen sich gut fünf bis zehn Prozent der aktuell erzeugten Leistung herausholen - ohne die Windturbine zu sehr aus ihrem Betriebspunkt zu schieben.

First Step Inertia kann durch eine spezielle netzseitige Umrichterregelung erbracht werden. Diese Programmierung basiert auf den mathematischen Schwingungsgleichungen der Synchronmaschine, die das Generatorverhalten nachbilden. Da die Leistung sofort zur Verfügung stehen muss, eignet sich nur der Zwischenkreiskondensator als Energiespeicher. Da er wenig Energie speichert, sind im Umrichterzwischenkreis noch parallelgeschaltete Batterien oder Superkondensatoren einzubauen.

Ohne zusätzliche Hardware kann Second Step Inertia anhand einer überlagerten frequenzabhängigen Leistungskennlinie aus der Rotationsenergie der Windenergieanlage gewonnen werden. Diese Kennlinie gibt vor, um wie viel die Turbinenleistung gerade von der nur windabhängigen Kennlinie abweichen und zusätzliche Regelenergie durch Abbremsen des Rotors abgeben muss. Die dadurch entstehende Momentenschwankung am Generator führt allerdings zu einer mechanischen Belastung der Anlage, welche vom Drehlager des Maschinenhauses aufgefangen werden muss. Die Regelung der Second Step Inertia aus der Rotationsenergie muss daher für jede Anlage individuell angepasst werden, um diese zusätzliche mechanische Belastung zu minimieren.

Die Anlagen lassen sich aber auch leistungsreduziert in einem Arbeitspunkt betreiben, der nicht der maximalen Leistungsausbeute für die vorherrschenden Windbedingungen entspricht. Dann kann durch Abbremsen der Windenergieanlage ein Arbeitspunkt mit maximaler Leistungsausbeute erreicht werden, wodurch die Windenergieanlage über längere Zeit eine erhöhte Leistung einspeist. Bei konstant ausreichendem Wind kann sie so sogar die mindestens 15 Minuten lange Primärregelleistung liefern, ohne über die vom Turbinenhersteller vorgesehene Belastung hinauszugehen.

5-10

PROZENT der aktuell erzeugten Leistung lassen sich aus den rotierenden Großkomponenten einer Windenergieanlage für die Netzregelung abziehen. Dies geschieht durch Abbremsen des Rotors.

Auch umrichtergekoppelte Verbraucher lassen sich einbinden. Klassischer Weise waren zum Beispiel die Motoren von Pumpen und Lüftern durch ihre Leistungsaufnahme proportional zur Netzfrequenz schon inhärent netzdienlich. Dies ließe sich durch umrichterbasierte Drehzahlregelung nachahmen. Unkonventionelle Verbraucher wie Rechenzentren ließen sich in die frequenzabhängige Regelung einbeziehen. Die zur Kühlung verwendeten Pumpen und Motoren lassen sich durch ihre Umrichter bremsen, so lange sie den Zieltemperaturbereich der Kühlung einhalten.

Eine weitere Methode besteht aus einer Kombination von Rechner-Kapazitätsanpassung und Arbeitslastverschiebung, um die Leistungsaufnahme der Serverfarm zu beeinflussen. Über eine software-basierte Regelung der Performance States der Prozessoren können vorhandene Server unter Ausnutzung der bestehenden Energiesparmodi netzdienlich betrieben werden: durch netzfrequenzabhängiges Sperren oder Freigeben der höchsten Performance States der Prozessoren, die innerhalb von Mikrosekunden geändert werden können. Zusätzlich kommt es dabei zu Synergieeffekten da sich die Kühlleistung und weitere serverauslastungsabhängige Elemente der reduzierten Leistungsaufnahme anpassen. Zu bezahlen ist dies mit einer kurzfristig reduzierten Rechnergeschwindigkeit bei Höchstauslastung, die aber nach der Regelung sofort wieder hergestellt ist und nur zu einer zeitlichen Verschiebung der Arbeitslast führt.

Gebäudeautomatisierung bietet Potenzial

Durch zunehmende Gebäudeautomatisierung können auch steuerbare Leuchtmittel eigene Second Step Inertia beitragen. Eine lokale zentrale Steuereinheit kann mit Frequenzmessung eine netzdienliche Funktion umsetzen. Moderne LED-Leuchtmittel benutzen ein pulsweitenmoduliertes Signal, um für das Auge unsichtbar binnen Millisekunden das Licht ein- und abzuschalten. Das Verhältnis von beispielsweise 50 Prozent der Zeit mit und 50 Prozent ohne Spannung lässt sich durch Pulsweitenmodellierung dann auf vielleicht 49 Prozent an und 51 Prozent aus verschieben. Hier muss lediglich das Tastverhältnis dynamisch anpasst werden, um die davon linear abhängige Leistungsaufnahme anzupassen.

Für den stabilen Netzbetrieb ist ein gewisses Maß echter Trägheit, also First Step Inertia, notwendig, um den ersten Frequenzabfall bei Störungseintritt zu begrenzen. Dem durch die Energiewende entstehenden Mangel an Momentanreserve kann jedoch größtenteils mit Second Step Inertia begegnet werden, welche den absoluten Bedarf und die Geschwindigkeit der Bereitstellung von Primärregelleistung erheblich senken kann.