Systemstabilität mit und durch erneuerbare Energien

Die Elektroenergiesysteme unterliegen einer grundsätzlichen Transformation:
Diese ist zum einen durch die großen Veränderungen im Bereich der Erzeugung begründet. Hier treibt die gesetzliche Förderung den weiteren Ausbau von Energieerzeugungsanlagen auf Basis von regenerativen Energien (Wind, Sonne, Biomasse etc.) voran, die in den Verteilungsnetzen in Form von kleinen, dezentral verteilten Anlagen und in den Übertragungsnetzen insbesondere als große On- und Offshore-Windparks oder auch Photovoltaik-Parks angeschlossen werden. Dabei erfolgt die Netzanbindung dieser Anlagen zu einem großen Teil über Umrichter. Als Folge dieses Ausbaus werden die mit fossilen Energieträgern betriebenen thermischen Kraftwerke mit den großen rotierenden Massen ihrer Synchrongeneratoren und ihren systemstützenden Eigenschaften aus dem Markt zunehmend verdrängt. Diese Veränderungen werden durch den Kernenergieausstieg bis 2022 weiter beschleunigt.
Zum anderen wird diese Transformation vorangetrieben durch die Intensivierung des Stromhandels auf dem europäischen Strommarkt, die sich seit der Liberalisierung der Strommärkte auf Basis der einschlägigen europäischen Richtlinien vollzieht. Diese Intensivierung des Stromhandels führt zu einer Angleichung der Großhandelsstrompreise in Europa aber auch zu einer erheblichen Zunahme der grenzüberschreitenden Transite, die nur durch die begrenzten Kuppelleitungskapazitäten beschränkt werden.
Als Folge dieser Transformation ergeben sich neue Übertragungs- und Verteilungsaufgaben für die Stromnetze, und es besteht ein erheblicher Netzausbaubedarf in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen.

Im Hinblick auf die Systemstabilität ergibt sich als Folge, dass mit der Verdrängung der konventionellen Kraftwerke mit ihren Synchrongeneratoren auch die Erzeugungsanlagen für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen, insbesondere für die Durchführung der (Übergabe-)Leistungs-Frequenz- und Spannungs-Blindleistungs-Regelung, im geringer werdenden Umfang zur Verfügung stehen. Damit stellt sich die Frage, wer zukünftig die Systemdienstleistungen bereitstellen wird und inwieweit dezentrale Erzeugungsanlagen die Aufgaben der Synchrongeneratoren übernehmen und die Systemstabilität zukünftig sichern können.

In diesem Beitrag wird anhand von ausgewählten Projektbeispielen auf drei Bereiche der Betriebsführung von Elektroenergiesystemen eingegangen:

1. Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und damit der Ausgleich des Wirkleistungsgleichgewichts durch Speicher (SYSPV-NS).
2. Spannungshaltung im stationären Betrieb, wobei hier insbesondere auf die Bereitstellung von Blindleistung im Rahmen der Betriebsführung eingegangen wird (Symbiose, WCMS, IMOWEN).
3. Frequenzstabilität entsprechend der in *Abbildung 1* dargestellten grundsätzlichen Einteilung der Stabilität. In dem vorgestellten Projektbeispiel geht es u. a. um die Frequenzhaltung durch die Bereitstellung von Regelleistung durch Verbünde von mehreren Erzeugungseinheiten (Kombikraftwerk 2).

Universität Hannover und Fraunhofer IWES
Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
hofmann@iee.uni-hannover.de

Fraunhofer IWES
David Sebastian Stock
sebastian.stock@iwes.fraunhofer.de

Kaspar Knorr
kaspar.knorr@iwes.fraunhofer.de

Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

ZSW
Dr. Jann Binder
jann.binder@zsw-bw.de

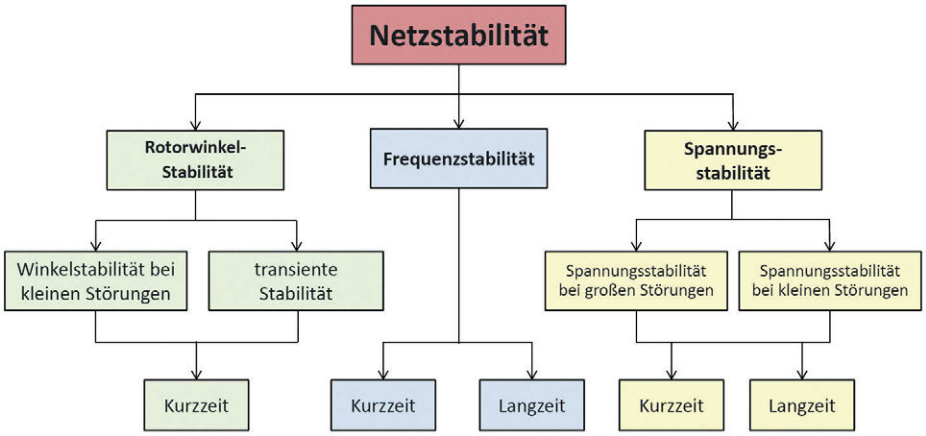


Abbildung 1
Einteilung der Stabilität von Elektroenergiesystemen
(Quelle [1])

1. Projektbeispiel SYSPV-NS

Erzeugung und Verbrauch müssen im Stromsystem zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Der Steuerung des Verbrauchs kommt in einem von fluktuierenden und dezentralen Quellen dominierten System eine besondere Bedeutung zu. Durch eine Verbrauchssteuerung können

- die Zwischenspeicherung von Energie
- der Einsatz von Back-up-Kraftwerken
- die Abregelung von regenerativer Erzeugung

vermieden bzw. gering gehalten werden. Dabei kann durch Kopplung des Strom- und Wärmesektors das Lastmanagementpotenzial erweitert werden.

Im Rahmen des Projekts SYSPV-NS „Modellprädiktive Betriebsführung von Speichern" zeigt das ZSW eine Bandbreite von Möglichkeiten zur Lastverschiebung sowie zur elektrischen und thermischen Zwischenspeicherung von Energie auf. Ziel ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs und damit des lokalen Ausgleichs zwischen Last und Erzeugung. Dies geschieht am Beispiel dezentraler PV-Anlagen, deren Ertrag vor Ort nicht nur für Haushaltsgeräte sondern auch über Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung genutzt wird (*Abbildung 2*). Gleichzeitig kann durch gezielte Wärmepumpen- und Speichersteuerung die Einspeisung von überschüssigem PV-Strom zeitlich so gesteuert werden, dass eine vorgegebene maximale Einspeiseleistung bei minimaler Abregelung von Solarstrom immer eingehalten wird. Durch die Einhaltung der maximalen Einspeiseleistung verringern sich gleichzeitig die Spannungsanhebungen im Verteilnetz und erhöht sich dessen Aufnahmefähigkeit für dezentral erzeugten Solarstrom.

Abbildung 3 zeigt das Ergebnis einer Jahressimulation der PV-Stromerzeugung einerseits und des Wärme- und Elektrizitätsbedarf andererseits für ein Wohnhaus mit Normheizlast 5 kW bei –12 °C, Wärmeversorgung durch eine Wärmepumpe, PV-Anlage mit 4,5 kWp und Batterie mit genutztem Energieinhalt von 4,5 kWh.
Die blaue Linie zeigt den Eigenverbrauchsanteil des lokalen Solarstroms. Die grüne Linie zeigt den Anteil des „abgeregelten" Solarstroms, wenn maximal 50 % der nominalen PV-Leistung ins Netz eingespeist werden dürfen.

Folgende Batterieladeverfahren wurden implementiert:

- frühestmögliches, direktes Laden der Batterie
- Einsatz der Batterie nur zur Kappung der Einspeisespitzen
- linear verzögertes Laden
- modellprädiktive Laderegelung (MPC)

Die modellprädiktive Regelung basiert auf der Vorausberechnung einer in Bezug auf bestimmte Kriterien optimalen Ladetrajektorie. Als Optimierungskriterien wurde hier die Minimierung der erforderlichen Abregelung und Maximierung des Eigenverbrauchs gewählt. Eingangsparameter in die Optimierung sind die Schätzungen der Erzeugung und des Verbrauchs anhand von historischen Daten und einer Wettervorhersage aus den vergangenen Messwerten. Im letzten Fall ist in *Abbildung 3* zum Vergleich das Ergebnis bei Vorliegen einer idealen Wettervorhersage dargestellt. Abschätzungen von Last und Erzeugung werden anhand eines selbstlernenden Modells generiert. Im Fall der gleichzeitigen Steuerung der Wärmepumpe durch den MPC können sowohl Eigenverbrauch als auch Abregelung weiter reduziert werden.

Eine geeignete lokale Steuerung von Verbrauchern und lokalen Speichern ermöglicht es also, einen sehr hohen Anteil an fluktuierender Solarstromerzeugung

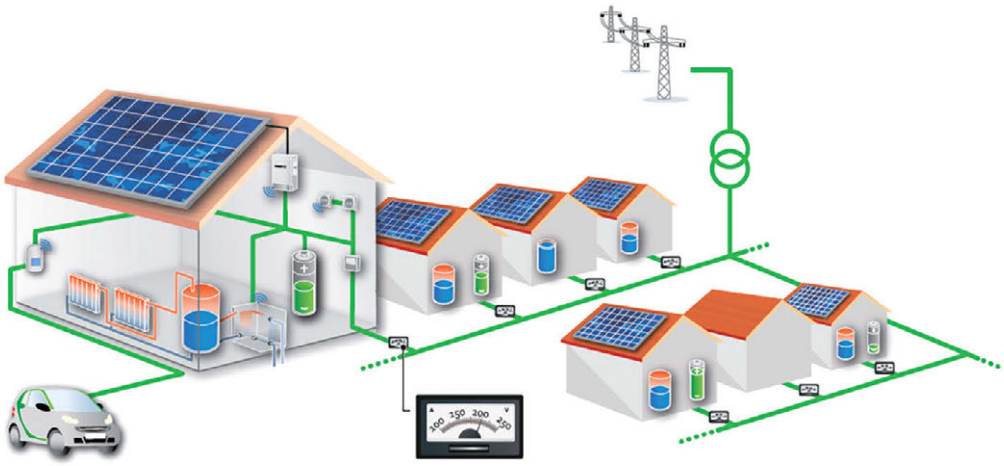


Abbildung 2:
Mögliche Lastverschiebungen
Nachbarschaft mit PV Anlagen, Wärmepumpen für Raumheizung und Warmwasserbereitung, sowie elektrischen und thermischen Speichern
(Quelle ZSW)

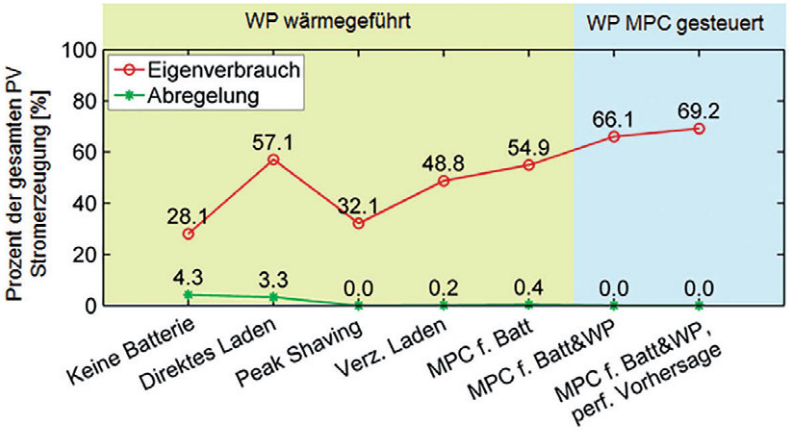


Abbildung 3
Vergleich der Algorithmen zur Steuerung von elektrischem Speicher und Wärmepumpe
(Quelle ZSW)

unmittelbar lokal, bei geringer Netzbelastung für den verbleibenden Anteil des Solarstroms, zu verbrauchen.

2a. Projektbeispiel SymbioSe

Im Rahmen der Systemtransformation muss das Energiesystem derart neu gestaltet werden, dass das Dargebot der fluktuierenden Energieträger bestmöglich durch die steuerbaren Energieträger ergänzt wird und beide optimal zur Versorgungssicherheit beitragen. In diesem Sinne sollte die Rolle der Bioenergie (als der am besten steuer- und speicherbare erneuerbare Energieträger) im Stromsystem neu definiert werden. Zusätzlich trägt Bioenergie dank ihrer Nutzung in der hocheffizienten KWK zur Sicherstellung einer umweltfreundlichen Wärmebereitstellung bei, was so lange von Bedeutung sein sollte, wie nicht entweder die Wärmenachfrage signifikant reduziert bzw. der Anteil anderer erneuerbarer Wärmequellen spürbar erhöht werden kann.
In dem gemeinsamen Projekt SymbioSe „Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen“ wollen das Fraunhofer IWES und das IZES die bestmögliche Rolle der Bioenergie im Strom-Wärme-Sektor im Rahmen der Systemtransformation ermitteln.

Hierfür werden in SymbioSe die Konsequenzen zweier idealtypischer Fahrweisen der Bioenergie analysiert und simuliert:

1. Die erste Fahrweise ist im Wesentlichen am Spotmarktpreis der Bioenergie orientiert. Dabei soll sich die Bioenergie vor allem dem fluktuierenden erneuerbare Energien(FEE)-Dargebot anpassen, d. h. weniger einspeisen, wenn viel FEE am Netz sind und umso mehr, wenn die FEE schwach vertreten sind, wobei als Indikator hierfür der Spotmarktpreis gewählt wird.

2. Die zweite Fahrweise ist v. a. an der Erbringung der netztechnisch notwendigen Systemdienstleistungen orientiert und soll dazu beitragen, diese Rolle konventioneller Erzeuger zu übernehmen.

Beide (idealtypischen) Fahrweisen weisen damit ein grundsätzlich systemdienliches Verhalten auf, können aber auch unerwünschte Effekte mit sich bringen. Eine sehr stark spotmarktorientierte Fahrweise könnte dazu führen, dass fossile Energieträger (aufgrund der zeitweiligen Absenkung der Bioenergieeinspeisung) sogar eher gestärkt werden, während die Konkurrenz im Bereich der Spitzenlastkraftwerke verstärkt wird und damit die Situation der Gaskraftwerke am Strommarkt tendenziell noch erschwert wird. Umgekehrt könnte eine auf den Ersatz fossiler ‚Must-Run-Kraftwerke‘ (wobei ‚Must-Run‘ grundsätzlich als eine Abweichung vom grenzkostenorientierten Verhalten definiert wird) zielende Fahrweise wiederum einen neuen Typ von Must-Run-Verhalten hervorbringen und somit die FEE benachteiligen.
Es könnte sich also herausstellen, dass keine der beiden idealtypischen Fahrweisen per se als am transformationstauglichsten gelten kann, sondern eher eine genau zu ermittelnde bzw. abzuwägende Mischform ratsam ist.
Um diese Leitthese zu beantworten, wird in SymbioSe zuerst eine Analyse der Gründe für heutiges Must-Run-Verhalten durchgeführt. (vgl. *Abbildung 4*). Diese erscheint als angemessen, da davon auszugehen ist, dass nicht nur rein technische Gründe für Must-Run-Verhalten entscheidend sind, sondern auch ökonomische und organisatorische oder regulatorische Gründe.

Abbildung 4
Gründe für heutiges Must-Run-Verhalten

2b. Projektbeispiel WCMS

Die Transformation der Stromversorgung in Deutschland hat bereits jetzt eine Schwelle erreicht, an der es nicht mehr alleine ausreicht, Leistungsbilanzen von Erzeugung und Verbrauch sicherzustellen. Vielmehr ist es dringend notwendig, eine vorausschauende Planung der Netzregelverfahren durchzuführen, die die Versorgungssicherheit jederzeit sicherstellt.
Für den sicheren Betrieb des elektrischen Netzes ist es von großer Bedeutung, dass das Spannungsprofil des Netzes in einem bestimmten Toleranzband bleibt. Dieses Spannungsprofil besteht aus den Spannungen der einzelnen Netzknoten, die in 110-kV-Netzen abhängig sowohl von den lokalen Blindleistungsflüssen als auch vom Spannungsniveau des überlagerten Übertragungsnetzes sind.

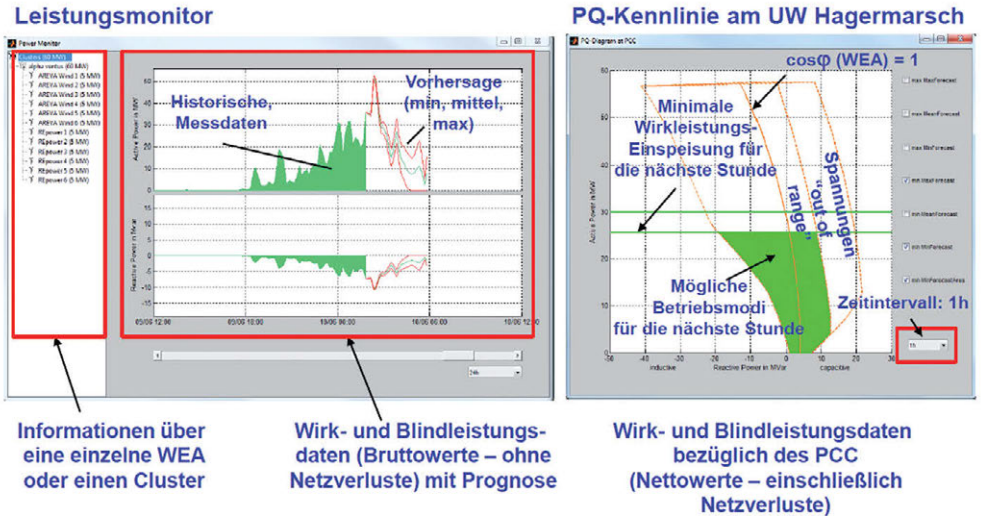
Dieser Beitrag befasst sich mit der intelligenten Einbindung einer großen Anzahl von Windparks in das Spannungs-Blindleistungsregelungskonzept eines 110-kV-Verteilnetzbereichs. Die einzelnen Windparks werden dabei aus Sicht des Netzbetriebs zu einem Windpark-Cluster zusammengefasst. Dafür soll ein Windpark Cluster Management System (WCMS) als Erweiterung eines bestehenden Netzleitsystems entwickelt werden, das es erlaubt, die Blindleistungseinspeisung der Windparks automatisiert anhand von verschiedenen Kriterien anzupassen und zu koordinieren. Wichtige Kriterien sind die Einhaltung vorgegebener Spannungstoleranzen an allen Knoten des Verteilnetzes und die Grenzen des Blindleistungsaustauschs mit dem direkt übergeordneten Übertragungsnetz. *Abbildung 5* zeigt das WCMS in Verbindung mit dem Forschungswindpark alpha ventus. Hier wurde unter Einbezug von Onlineprognosen der mögliche Stellbereich in Form eines PQ-Diagramms am Netzverknüpfungspunkt errechnet und bereitgestellt.

2c. Projektbeispiel IMOWEN

Als Erweiterung zu der Entwicklung des WCMS startete am Fraunhofer IWES ein BMWi-Projekt der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ namens IMOWEN. Das Akronym steht für Integration großer Mengen Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung. Hierbei wird nun nicht mehr nur ein einzelner Windpark analysiert, sondern ein großräumig vermaschtes 110-kV-Netz, in welchem sich mehrere Windparks und weitere Kraftwerke aber auch Lasten befinden.

Das WCMS wird in diesem Projekt sowohl die Windenergieanlagen, die Transformatorstufenstellungen und ggf. weitere zu identifizierende Aktoren wie Kompensationsanlagen in das Blindleistungsmanagement einbinden können und somit optimale Ergebnisse (Bilanzgrößen, Verluste, Schalthäufigkeiten der Transformatoren etc.) erzielen und dabei alle Betriebsgrenzen (Spannungsbänder, Strombelastbarkeit bzw. (n-1)-Sicherheit, etc.) einhalten.

Abbildung 5
PQ-Stelldiagramm am Netzverknüpfungspunkt
unter Berücksichtigung von Onlineprognosen des Windfarm Cluster Management Systems (WCMS) am Beispiel des Forschungswindparks alpha ventus



Durch den Vermaschungsgrad hängen alle Größen wie Spannung, Blindleistung oder Verlustleistung voneinander ab. Es konnte allerdings gezeigt werden, dass im Rahmen der Untersuchung in allen Szenarien hinsichtlich der Wirkleistungsverluste und/oder des Blindleistungsaustauschs mit dem überlagerten Netz günstigere Betriebspunkte eingestellt werden konnten. Für das konkrete Netzgebiet konnte also ein entsprechendes Optimierungspotenzial identifiziert werden. Abschließend zeigt die nachfolgende *Abbildung 6* noch das geplante Gesamtsystem des IMOWEN-Projektes.

3. Projektbeispiel Kombikraftwerk 2

Im Projekt „Kombikraftwerk2“ wurde unter der Federführung des Fraunhofer IWES das Szenario einer 100 %igen Stromversorgung Deutschlands auf Grundlage von erneuerbaren Energien (EE) entwickelt, das mehrere Arten von Stromerzeugung und -verbrauch, Stromtransport und -speicherung umfasst und sich durch eine besonders hohe räumliche Auflösung auszeichnet. Das Szenario wurde durch numerische Wetterdaten der Vergangenheit und Algorithmen zum Kraftwerkseinsatz, zur Lastverschiebung und zur Energiespeicherung in die Abhängigkeit von Wetter und Zeit gesetzt und die resultierenden Stromflüsse im Höchstspannungsnetz mit Hilfe von vollständigen Leistungsflussberechnungen und Strategien zur Behandlung der Wirk- und Blindleistungen berechnet. Diese umfassenden Simulationsrechnungen dienten im Projekt als Grundlage für die Abschätzung wesentlicher Aspekte der zukünftigen Netzstabilität:

- Die Spannungsbänder an den Höchstspannungsknoten des Szenarios können mit der im Projekt gewählten Strategie zur Spannungshaltung bei entsprechender Blindleistungsbereitstellung sicher eingehalten werden. Der Blindleistungsbedarf an den Höchstspannungsknoten des Szenarios tritt vor allem in kapazitiver Richtung auf, was wesentlich aus dem Einsatz der geplanten Gleichstromleitungen resultiert. Die Gleichstrom-Leitungen werden die derzeitigen Blindleistungsprobleme beim Leistungstransport über weite Distanzen beheben können und damit zu einem veränderten Blindleistungsbedarf im Höchstspannungsnetz führen.
- Zur Behandlung von Netzengpässen wurden die flexiblen Erzeuger und Speicher im Szenario derart positioniert und eingesetzt, dass die Netzbelastungen minimal bleiben. Dabei wurde das sogenannte (n-1)-Kriterium für die Identifikation von Netzengpässen verwendet. Das (n-1)-Kriterium besagt, dass es bei Nichtverfügbarkeit eines beliebigen Netzbetriebsmittels (z. B. eines Stromkreises, Transformators etc.) zu keinen Überlastungen von anderen Betriebsmittel, Spannungsbandverletzungen, Versorgungsunterbrechungen oder Störungsausweitungen kommen darf. Zur Überprüfung und Herstellung der (n–1)-Sicherheit im Szenario wurden für jeden Zeitpunkt (n–1)-Leistungsfluss-

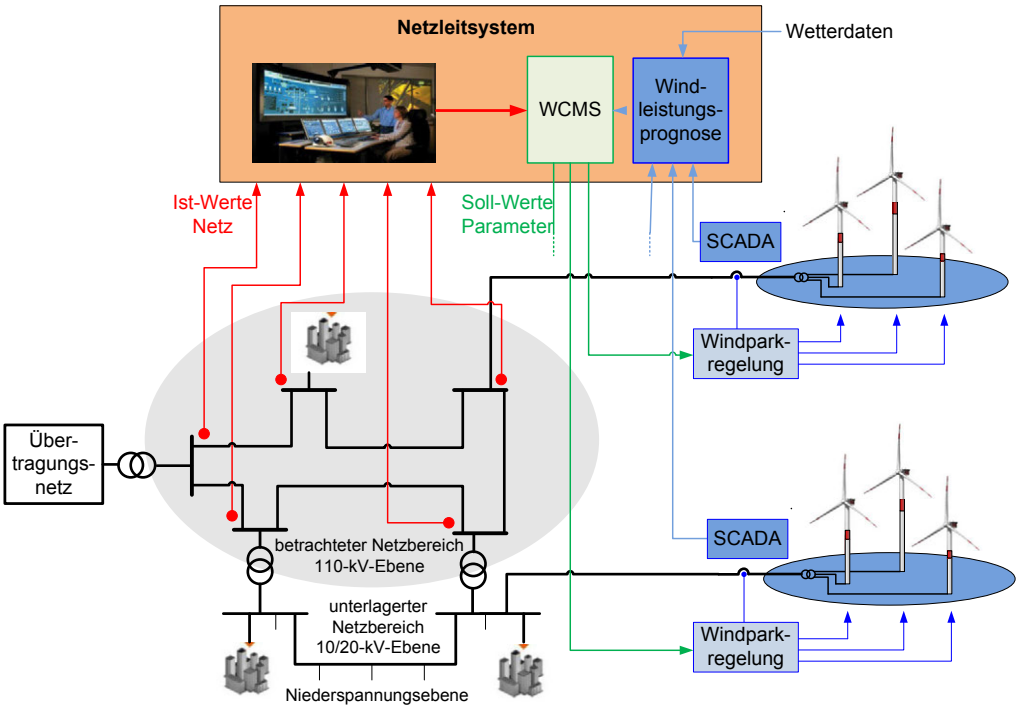


Abbildung 6
Gesamtsystem aus Windpark Cluster Management System und unterlagerten Windparkregelungen

berechnungen bei Ausfall eines jeden Betriebsmittels durchgeführt.

Die Auswertungen zeigen, dass ein sicherer Systembetrieb zu allen Zeitpunkten des betrachteten Jahres möglich ist, da ausreichend hohe Redispatch-Potenziale im Szenario zur Verfügung stehen. Für den sicheren Betrieb sind jedoch teilweise Redispatch-Leistungen im Umfang von mehreren Gigawatt und ein Ausbau des Höchstspannungsnetzes notwendig, der deutlich über das Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplans 2012 hinausgeht.

- Die Untersuchungen zur dynamischen Frequenzstabilität, die mit einem aggregierten Netzmodell (Punktmodell) und unter Ansatz eines Verlusts von Erzeugungskapazität in Höhe von 592 MW als auslegungsrelevante Störung durchgeführt wurden, zeigen, dass der Rückgang von rotierender Masse durch den vermehrten Einsatz von Umrichteranlagen durch die schnellere Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) durch EE-Anlagen und Speicher kompensiert werden kann. Es wird angeregt, die PRL-Regelleistungsanforderungen bezüglich Bereitstellungzeit nach Energieträger zu unterscheiden, was ggf. einen „PRL-Redispatch" notwendig macht.

- Der Regelleistungsbedarf im Szenario erhöht sich im Mittel gegenüber heute nicht, wenn er mit Hilfe einer dynamischen Bedarfsdimensionierung ermittelt wird, die täglich für die Stunden des Folgetages mit Hilfe von Prognosen den Regelleistungsbedarf festlegt und damit kürzere Ausschreibungsfristen und kürzere Vorlaufzeiten am Regelleistungsmarkt (ca. 1 Tag) notwendig macht. Die Deckung des Regelleistungsbedarfs im 100 %-EE-Szenario kann zu jedem Zeitpunkt problemlos erfolgen. Hierbei werden auch Wind- und Photovoltaikparks zur Regelleistungsbereitstellung benötigt, wobei deren Anteil von der Anzahl der restlichen Flexibilitäten im System abhängt.

- Neben den Simulationsrechnungen wurden im Projekt auch Feldtests zur Regelleistungsbereitstellung durch regenerative Kombikraftwerke durchgeführt, die zeigen, dass EE schon heute technisch in der Lage sind, Regelleistung zu erbringen.

- Für die Regelleistungsmarkt-Teilnahme von wetterabhängigen EE, deren Einspeiseleistungen sich nur mit einer Vorlaufzeit von einigen Stunden bis zu etwa einem Tag genau genug vorhersagen lassen, müssten die Ausschreibungsfristen, Produktlängen, Vorlaufs- und Auktionszeiten deutlich verkürzt werden.

Zusammenfassung und Empfehlungen

Im Hinblick auf die Systemstabilität können aus den oben beschriebenen Projekten verschiedene Empfehlungen hinsichtlich notwendiger Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen abgeleitet werden:

- Zum einen sind für die Integration von Wind und PV-Systemen in den Regelleistungsmarkt die Prognosemethoden weiter zu verbessern.
- Für die Analyse der Netzstabilität für Deutschland und das ENTSO-E-System sind durch entsprechende Systemuntersuchungen der notwendige Anteil an netzbildenden Wechsel- und Umrichtern zu bestimmen.
- Des Weiteren ist die Spannungsregelung und der Ausgleich des Blindleistungshaushalts von unterlagerten Netzen im Zusammenspiel mit dem Übertragungsnetz zu analysieren, die weitere Entwicklung des Kurzschlussleistungsniveaus zu untersuchen, Simulationen der Frequenz- und Spannungsstabilität mit detaillierten Maschinen-, Umrichter- und Regelungsmodellen durchzuführen und verschiedene Übergangsszenarien mit größer werdenden Anteilen von erneuerbaren Energien hinsichtlich ihrer Stabilität zu bewerten.
- Letztendlich sind auch die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien weiterzuentwickeln und anzupassen.

Quellenangaben

[1] P. Kundur et. al., IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE TPWRS, 2004)