

ABB

4 | 15  
de

# review

---

**Steuerung von Windenergieanlagen 18**

Übertragungstechnologien für die Integration 29

**Erhöhung der Netzkapazität 34**

Erfüllung von Grid Codes 50

---

Die technische  
Zeitschrift des  
ABB Konzerns

## Integration erneuerbarer Energien



Power and productivity  
for a better world™



Der Ausgleich eines veränderlichen Angebots und einer veränderlichen Nachfrage stellte schon immer eine Herausforderung dar, die mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in vielen Ländern zunimmt. Um diesem Problem zu begegnen, bietet ABB Unterstützung in allen Bereichen der energetischen Wertschöpfungskette von der Beratung, Erzeugung und Anbindung über die Übertragung, Überwachung und Steuerung bis hin zur Instandhaltung und Optimierung.



# Erneuerbare Energien

- 6 Der Blick in die Zukunft**  
Warum die Zukunft der erneuerbaren Energien von den Kapitalkosten abhängt und andere Fragen rund um erneuerbare Energien
- 13 Symphonie für Strom und Wasser**  
Flexibilität und Optimierung für konventionelle und regenerative Kraftwerke mit Symphony® Plus
- 18 Frischer Wind**  
Neue Technologien zur Steuerung von Windenergieanlagen und Windparks
- 24 Virtuelle Realität**  
Das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem von ABB ermöglicht einen kosteneffektiven Betrieb von virtuellen Kraftwerken
- 29 Potenzielle Verbesserung**  
Übertragungstechnologien zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien
- 34 Ohne Höhen und Tiefen**  
Erhöhung der Netzkapazität zum Anschluss erneuerbarer Energien
- 43 Energiespeicherung**  
Die Vorteile jenseits der Integration erneuerbarer Energien
- 50 Gut beraten beim Netzanschluss**  
ABB und ihre Power-Consulting-Experten helfen bei der Integration erneuerbarer Energien und Einhaltung von Netzanschlussregeln

---

# Zähmung der Leistung

- 57 Ausgependelt**  
Echtzeitüberwachung und Beseitigung von großräumigen Schwingungen in Verbundnetzen

---

# Effiziente Produktion

- 62 Absolut autark**  
Nichtinvasive Temperaturmessung für industrielle Prozesse
- 68 Optimierte Energieflüsse**  
Verbesserung der Energieeffizienz in der Stahlherstellung mit ABB cpmPlus Energy Manager

---

# Index

- 74 Index 2015**  
Das Jahr auf einen Blick

# Integration erneuerbarer Energien



Claes Ryttoft

## Liebe Leserin, lieber Leser,

in den letzten zehn Jahren haben die erneuerbaren Energien eine bemerkenswerte Wandlung durchlaufen. Einst experimentelle und idealistische Möglichkeiten der Stromerzeugung, haben sie heute nicht nur einen erheblichen Anteil an der Gesamterzeugung, sondern sind auch in der Lage, auf dem Energiemarkt zu konkurrieren.

Die Unterstützung erneuerbarer Energien ist ein wichtiges Element bei dem Ziel von ABB, „die Welt zu gestalten, ohne die Erde zu verbrauchen“ (wie es Ulrich Spiesshofer, CEO von ABB, einmal ausgedrückt hat). Unserer Ansicht nach ruht das zukünftige Wachstum der erneuerbaren Energien auf zwei Säulen.

Die erste ist die Rentabilität. Sollen erneuerbare Energien weiter expandieren, müssen sie weiterhin Kapital anlocken, d. h. sie müssen Investoren eine attraktive Rendite bieten. Dabei geht es nicht nur darum, die Anschaffungskosten zu optimieren. Vielmehr müssen die Gesamtkosten über den Lebenszyklus von Betriebsmitteln und Systemen hinweg betrachtet werden. Dies schließt Aspekte wie Service, Zuverlässigkeit und das Verhindern ungeplanter Ausfallzeiten ein.

Die zweite Säule ist die Integration der erneuerbaren Energie in das Stromnetz. Das Netz muss in der Lage sein, Erzeugungsquellen mit schwankendem oder unvorhersehbarem Dargebot zu bewältigen und (besonders im Fall der Windenergie) Energie aus Regionen zu übertragen, in denen das Übertragungsnetz traditionell nicht für solche Energiemengen ausgelegt ist. Mit über 100 Jahren Erfahrung in der Entwicklung und Verbesserung von Übertragungs- und Verteilnetzen fühlt sich ABB im Bereich der Netzintegration sehr zu Hause.

Diese Ausgabe der ABB Review enthält Artikel, die sich mit beiden Säulen befassen. Als Leitartikel lesen Sie ein Interview mit

Gerard Reid, Gründungspartner von Alexa Capital, in dem er über das zukünftige Wachstum erneuerbarer Energien und fortwährende Herausforderungen, insbesondere im Zusammenhang mit finanziellen und gesetzlichen Aspekten, spricht.

Im Hinblick auf die Unterstützung der regenerativen Energieerzeugung befassen wir uns mit verschiedenen Aspekten der Steuerung und Optimierung bei der Stromproduktion. Die Stärkung der Netzkapazität, Speicherlösungen und Regeln für den Netzanschluss, sogenannte Grid Codes, sind weitere Themen dieses Hefts.

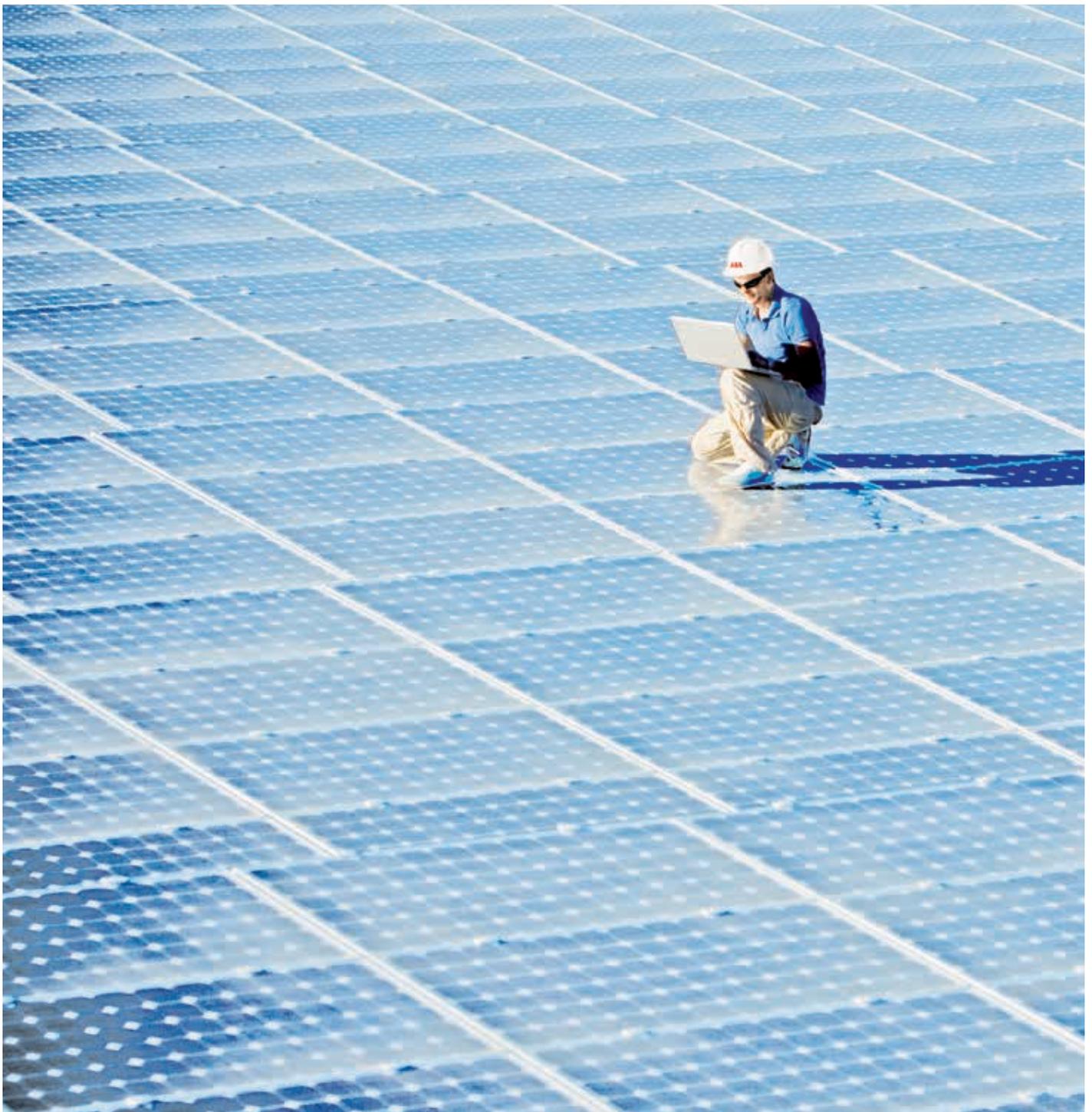
Nur indirekt um erneuerbare Energien, aber um ebenso weitreichende Auswirkungen geht es im zweiten Teil unserer Reihe „Zähmung der Leistung“, der sich mit der Beherrschung von großräumigen Leistungspendelungen in Stromnetzen befasst. Und zu guter Letzt beschäftigen wir uns mit nichtinvasiven Messungen in einer Wodka-Destilliererei und der Modellierung von Energieflüssen in der Stahlherstellung.

Noch ein persönliches Wort zum Schluss: Da sich meine Amtszeit als Chief Technology Officer dem Ende nähert, möchte ich allen Lesern der ABB Review für Ihre Unterstützung danken. Ich hoffe, Sie werden uns auch in Zukunft die Treue halten!

Eine interessante Lektüre wünscht Ihnen

Claes Ryttoft  
Chief Technology Officer &  
Senior Vice President  
ABB Group



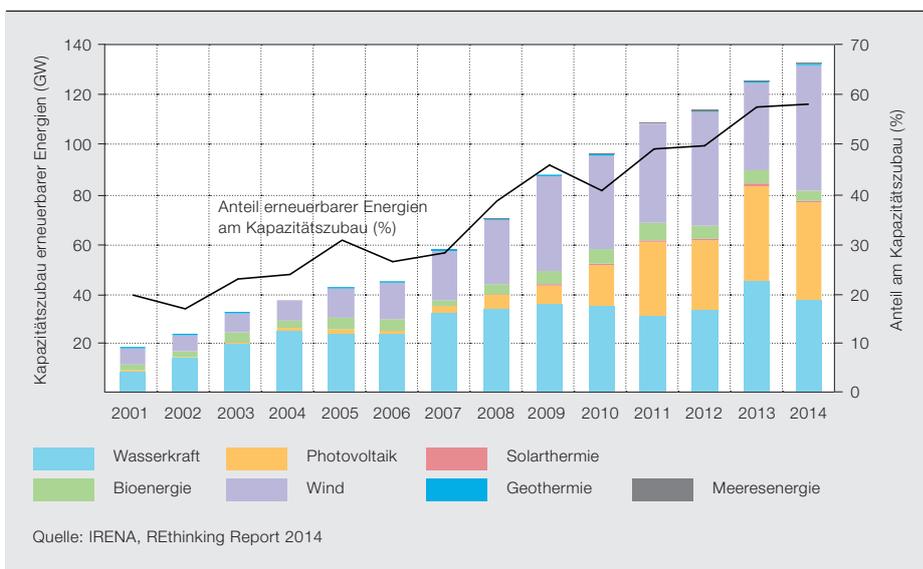


# Der Blick in die Zukunft

Warum die Zukunft der erneuerbaren Energien von den Kapitalkosten abhängt und andere Fragen rund um erneuerbare Energien

Gerard Reid, Gründungspartner von Alexa Capital, und Jochen Kreuzel, Leiter des ABB-Konzernprogramms Smart Grids, sprechen in einem Interview mit der ABB Review über erneuerbare Energien und neue Geschäftsmodelle auf dem Energiesektor

## 1 Jährlicher Kapazitätszubau erneuerbarer Energien nach Technologie (2001–2014)



**ABB Review (AR):** Der Umstieg auf erneuerbare Energien schreitet mit rasanter Geschwindigkeit voran → 1. Was sind die Treiber dieser Entwicklung?

**Gerard Reid (GR):** Ohne staatlichen Auftrag würde es keinen weltweiten Ausbau der erneuerbaren Energien geben. Besonders in Europa ist dies der Haupttreiber → 2.

Es gibt noch zwei weitere wichtige Faktoren. Einer sind die Kosten. Es gab sehr starke Kostensenkungen, besonders bei der Solarenergie, aber auch bei der Windenergie. Erneuerbare Energien werden schnell zu günstig, um sie zu ignorieren → 3.

Der andere Faktor sind strategische Fortschritte in der Technik. Und damit meine ich nicht nur die regenerativen Technologien selbst, sondern auch deren Integration in das System. Vor zehn Jahren hätten die meisten Leute in Deutschland eine Integration von 10% erneuerbarer Energien für unmöglich gehalten – heute sind es 30%. In meiner Heimat Irland sind es 25%.

Diese Treiber werden bestehen bleiben, aber ihre Gewichtung wird sich verschieben. Ich glaube, die Bedeutung wird sich vom staatlichen Auftrag in Richtung Kosten und Technik verlagern.

**Jochen Kreusel (JK):** Und Technologie und die Kosten dafür sind die Bereiche, in denen die Industrie ihre Muskeln spielen lässt. Der Bedarf an elektrischer Energie wächst rasch, und CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen reduziert werden. Diese beiden gegenläufigen Trends können durch Technologie bewältigt werden – regenerative Frontend-Technologie per se und die damit verbundene unterstützende Technologie. Umfassendes Wissen über regenerative Erzeugungstechnologien und Erfahrung mit deren Installation rund um die Welt sind notwendig, um die regenerative Energiewirtschaft voranzutreiben. Dieser ganzheitliche Ansatz wird umso bedeutender, wenn das regenerative Energiegeschäft seine rapide Entwicklung fortsetzt.

**AR:** Was sind die Gründe für den staatlichen Auftrag? Umweltaspekte?

**GR:** Ja. Nimmt man Europa, hätte es ohne eine Grüne Bewegung, die die Gesetzgebung zur Umweltverschmutzung und zum Schadstoffausstoß vorangetrieben hat, nie einen solch massiven Ausbau erneuerbarer Energien gegeben.

**AR:** Wenn die neue Technologie so erschwinglich wird, brauchen wir weiterhin eine staatliche Unterstützung in Europa?

**GR:** Ja. Die Strommärkte, wie wir sie kennen, sind zerklüftet. Keine Erzeugung, ganz gleich welcher Art, kann ohne eine klare Form der Regulierung gebaut werden. Der Grund ist, dass man in Europa seine Investitionskosten nicht zurückbekommt – außer vielleicht in Großbritannien. Ohne diese

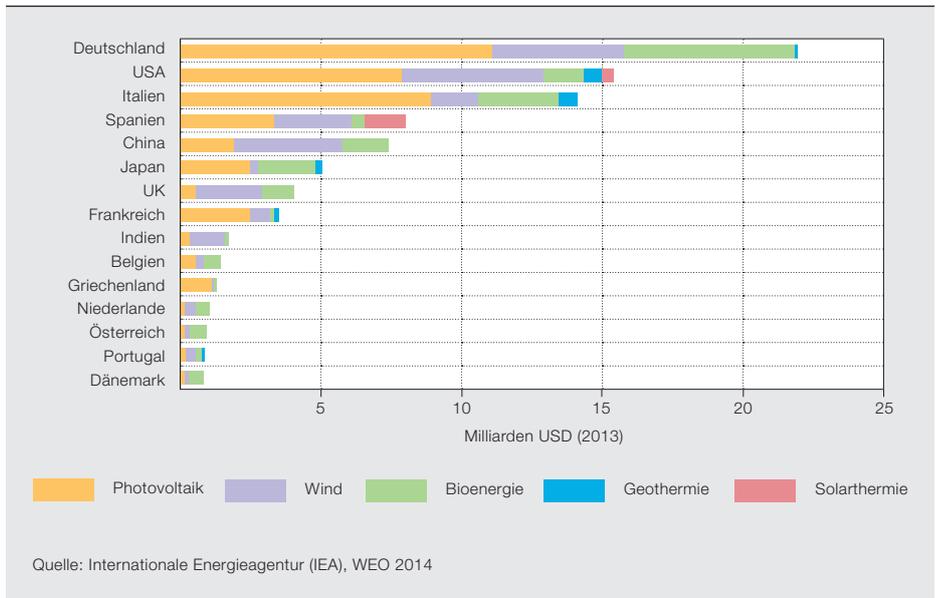
### Ohne staatlichen Auftrag würde es keinen weltweiten Ausbau der erneuerbaren Energien geben. Besonders in Europa ist dies der Haupttreiber.

Rendite wird es keine Investitionen in die Stromerzeugung geben. Darum benötigen erneuerbare Energien – und Energie im Allgemeinen – eine Unterstützung oder einen Marktmechanismus.

Ein neues Phänomen, das erneuerbare Energien aus Sicht des Strommarkts mit sich gebracht haben, ist, dass sie keine Grenzkosten haben. Sie verursachen keine Kraftstoffkosten, und die laufenden Kosten sind sehr gering. Ein Gas- oder Kohlekraftwerk benötigt für jede erzeugte kWh Brennstoff und eine Menge Leute, die das Kraftwerk am Laufen halten. Bei erneuerbaren Energien ist es genau das Gegenteil. Wenn einem Versorgungsunternehmen eine ganze Reihe verschiedener Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen und es entscheiden muss, welche es für seinen Strommix nutzt,

# Staatliche Aufträge, Kosten und technologische Fortschritte sind die treibenden Faktoren für erneuerbare Energien.

## 2 Subventionen für erneuerbare Energien nach Quellen in den 15 führenden Ländern



wird es höchstwahrscheinlich die regenerativen bevorzugen – basierend auf den variablen Kosten. Wenn wir weiter immer mehr erneuerbare Energien ins Netz bringen, wird der Großhandelspreis für Strom letztendlich gegen Null gehen.

Dies zeigt sich besonders in Deutschland. Dort liegen die Strompreise zwischen 30 und 35 €/MWh. Niemand wird bei solchen Preisen konventionelle Erzeugungsanlagen bauen, weil sie die variablen Kosten nicht reinholen, ganz zu schweigen von den Investitionskosten. Und das ist die große Chance, die erneuerbare Energien dem Markt gebracht haben.

**JK:** Für ABB wird ein großer Teil der regenerativen Kostengleichung und die Frage der Strommärkte mit Produkten gelöst, die eine kostengünstige und unkomplizierte Integration großer Mengen regenerativer Energie in das Netz ermöglichen. Ich denke da an Leitsysteme für eine flexible Erzeugung, HGÜ, FACTS und eine Vielzahl anderer Schlüsseltechnologien auf der einen Seite und ein Marktkonzept, das Flexibilität und Regelbarkeit zu einem angemessenen Preis ermöglicht, auf der anderen Seite.

**AR:** Sie sagen, dass die variablen Kosten gegen null gehen, aber was ist mit den Fixkosten?

**GR:** Im Hinblick auf die Investitionskosten könnte man denken, dass, wenn die Kosten für Solarenergie und Gas bei etwa 1 Mio. USD/MW liegen, beide gleichwertig sind. Aber das stimmt nicht, denn was man

betrachten muss, sind die Investitionskosten pro MWh. Wenn ein gasbetriebener Generator 60 % der Zeit in Betrieb ist und ein Solarpark 15 % der Zeit, sind die Investitionskosten pro erzeugter Einheit für den Solarpark viermal höher. Wenn wir erneuerbare Energien in das System bekommen wollen, müssen wir die Kapitalkosten senken. Kapitalkosten werden die bestimmende Größe bei der Integration von erneuerbaren Energien in das Netz sein.

Dies kann je nach Region verschiedene Auswirkungen haben. So sind die Kapitalkosten in Indien fast doppelt so hoch wie in Deutschland. Doch da Indien fast zweimal so viel Sonne wie Deutschland hat, sind die Kosten der Stromerzeugung in beiden Ländern mehr oder weniger gleich.

Bei der konventionellen Erzeugung gab es dieses Szenario nie, da die Investitionskosten durch den Strompreis reingeholt wurden und der Strompreis durch die Grenzkosten bestimmt wurde. Wenn also die Brennstoffkosten stiegen, stiegen sie für alle, und der Strompreis ging nach oben.

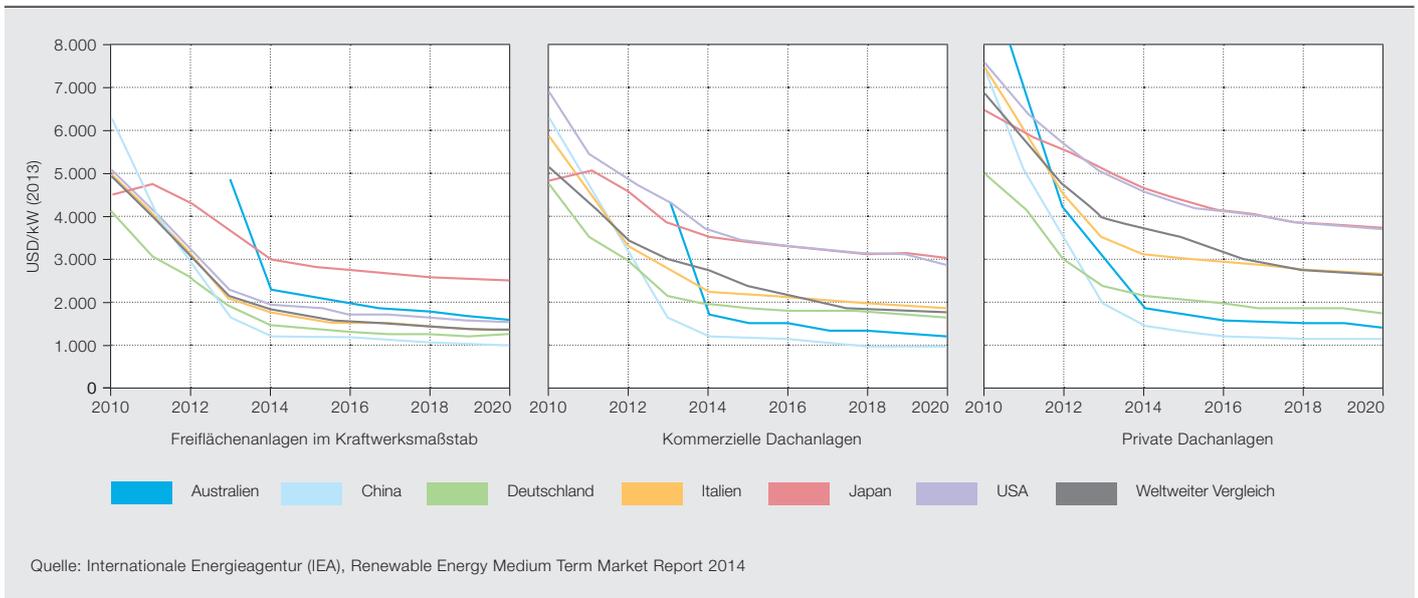
Mit erneuerbaren Energien leben wir nicht mehr in dieser Welt. Ausgehend von den niedrigen Grenzkosten kann ein Stromversorger oder Erzeuger seinen Kunden einen Abnahmevertrag mit einem festen Preis für die nächsten 20 Jahre anbieten. Kein Stromversorger würde dies mit Kohle oder Gas machen. Doch mit Wettbewerb auf dem Markt kann ein Verbraucher den Versorger schnell wechseln und nur kurzfristige Verträge abschließen. Dies passt nicht zu

erneuerbaren Energien, da Investoren die Sicherheit der Strompreise brauchen, um die Kapitalkosten reinzuholen. Dies erfordert eine grundlegende Änderung unserer Sichtweise auf die Strommärkte.

**AR:** Wie muss der Strommarkt reformiert werden, um diese andere Sichtweise zu unterstützen?

**GR:** Ich glaube, der beste Weg besteht darin, dem Strompreis zu erlauben, alles zu bestimmen. Statt einer 15-minütigen Preisgestaltung brauchen wir einminütige Preise. Bei einer einminütigen Preisgestaltung entsteht eine große Volatilität im Strompreis, doch das bedeutet, dass Stromversorger ihre Kosten durch diese Volatilität wieder reinholen können.

**JK:** Meiner Meinung nach kann dieser Ansatz tatsächlich dabei helfen, Anreize für Demand Response oder andere regelbare Arten der Erzeugung zu schaffen, doch ich sehe nicht, wie das den erneuerbaren Energien hilft. Der Grund für den derzeitigen Marktmechanismus, bei dem der Strompreis von den Grenzkosten bestimmt wird, ist, dass er die niedrigsten Kosten für den Betrieb einer Gruppe von Kraftwerken liefert. Die Aufgabe besonders von Spotmärkten ist es, die optimale Lastaufteilung zu bestimmen. Diese Aufgabe wird in einem System ohne Grenzkosten hinfällig. Daher werden kurzfristige Märkte kein geeignetes Werkzeug mehr sein. Es gibt bereits unterschiedliche Marktstrategien in anderen fixkostendominierten Märkten wie dem Telekommunikationsmarkt. Es gibt Flatrates und Anreize zum Anschluss längerfris-



tiger Verträge – zugegebenermaßen eher für zwei als für 20 Jahre. In diesem Fall wird der Wettbewerb tatsächlich stark von den Kapitalkosten bestimmt.

**GR:** Eine andere Marktstrategie besteht darin, den Eigentümern von regenerativen Anlagen eine geregelte Rendite zu geben, was in einigen Fällen bereits gemacht wird. Doch so oder so sind radikale Veränderungen notwendig. Jüngste Versuche, den Markt zu reformieren, waren nur Flickschusterei. Wir brauchen eine deutlich radikalere Umstrukturierung.

**AR:** Wir haben über Solarenergie gesprochen. Was ist mit anderen erneuerbaren Energien?

**GR:** Für mich ist die Solarenergie eine Revolution, die Windenergie nicht – sie ist eine Evolution. Wir haben die Windenergie seit 50 Jahren, und sie ist stetig besser geworden. Natürlich ist sie Bestandteil unseres Energiesystems und wird es bleiben. In Irland produzieren wir Strom unter dem Großhandelspreis, sie ist also ein Game Changer.

Das größte Problem der Windenergie ist, dass sie schwer vorhersagbar ist. Selbst in einem Land wie Deutschland, in dem Stromhändler versuchen, sie täglich vorherzusagen, liegen sie selten richtig. Die Solarenergie lässt sich viel leichter vorhersagen. Und was sie noch so attraktiv macht, ist ihre Flexibilität. Man kann sie im Taschenrechner nutzen, auf dem Dach oder in großen Kraftwerken – und sie ist schnell installiert. Sie hat nicht die gleichen optischen und räum-

lichen Auswirkungen wie eine Windenergieanlage, und ihre Installation trifft nicht auf den gleichen Widerstand. Es gibt keine Technologie, bei der man etwas so lokal, günstig, schnell und wirksam machen kann.

Andere erneuerbare Energien wie Biomasse, Geothermie und Wellenenergie sind allesamt evolutionäre Technologien. Verstehen Sie mich nicht falsch, sie sind alle großartig, aber nicht auf die gleiche Weise revolutionär wie die Solarenergie. Vor zehn Jahren lag der weltweite Solarmarkt bei 1 GW. In diesem Jahr wird er auf 50 GW geschätzt. Betrachtet man die zukünftigen Kostenpläne von Unternehmen, sind Kostensenkungen um weitere 40% in den nächsten fünf Jahren zu erwarten. Bei der Windenergie sehe ich nur ein Kostensenkungspotenzial von vielleicht 5% im Jahr, aber keine 10%.

**AR:** Niedrigere Kosten bei der Solarenergie bedeuten also, dass sie bei den erneuerbaren Energien wachstumsmäßig weiterhin vorne liegen wird. Welche Effekte erwarten Sie für andere erneuerbare Energien?

**GR:** Es gibt nur eine begrenzte Menge Geld für Einspeisevergütungen, und das meiste fließt in die Solarenergie. In Deutschland wurden drei Jahre hintereinander 7 GW an neuer Kapazität hinzugebaut. Damit konnte die Windenergie nicht mithalten. Ich glaube, die Windenergie spielt eine wichtige Rolle bei der Erzeugung, aber ich glaube auch, dass die Solarenergie beim Investitionskapital mit der Offshore-Windenergie konkurriert. Warum? Die Kosten für die Offshore-Windenergie sind nicht gesunken – ganz im Gegenteil.

Die Technologie und die Kosten dafür sind die Bereiche, in denen die Industrie ihre Muskeln spielen lässt.

---

# Umfassendes Wissen über Erzeugungstechnologien und Erfahrung mit deren Installation rund um die Welt sind notwendig, um die regenerative Energiewirtschaft voranzutreiben.

**JK:** Ich stimme zu, dass die Solarenergie die Erzeugungslandschaft revolutioniert und neue Möglichkeiten mit sich gebracht hat – aber auch Herausforderungen, besonders für das Verteilungssystem. Aber ich denke, wir sollten das große Potenzial, das die Windenergie noch zu bieten hat, nicht schmälern. Die Windenergie ist in vielen Ländern zur kostengünstigsten Möglichkeit für neue Erzeugungskapazität geworden, und neue Märkte in Asien, Afrika und Lateinamerika sind im letzten Jahr entstanden. Und wenn man z. B. die Ergebnisse des IEA World Energy Outlook 2014 betrachtet, ist bis 2040 eine Verdreifachung der weltweit installierten Windenergiekapazität zu erwarten. Daher glaube ich, dass weitere interessante Entwicklungen in diesem Bereich folgen werden.

**AR:** Wer stellt das Geld für neue regenerative Kapazität bereit bzw. sollte es bereitstellen? Werden die etablierten Unternehmen ihre Marktdominanz verteidigen und die Führung übernehmen, oder werden neue Investoren einsteigen und den Markt übernehmen?

**GR:** Betrachten wir den Telekommunikationsmarkt. All die alten etablierten Unternehmen wie British Telecom, Deutsche Telekom usw. gibt es noch. Einige haben fusioniert, einige haben ihren Namen geändert, aber sie sind noch da. Es gibt aber auch einen ganzen Haufen neuer Unternehmen, die entstanden sind. Das Problem der Etablierten ist, dass sie, nachdem sie 100 Jahre lang das gleiche gemacht haben, Schwierigkeiten haben könnten, sich an die plötzliche Veränderung anzupassen.

**JK:** Bei den Telekommunikationsunternehmen sind, wie Sie sagen, die alten noch da, aber ein Großteil des Geldes mit telekommunikationsbasierten Mehrwertdiensten wird von neuen Playern verdient. Die Etablierten stellen noch immer die kommodifizierte Infrastruktur bereit, doch das Geld wird von den Nutzern dieser Infrastruktur, oder in einem prominenten Fall von einem Gerätehersteller, gemacht. Erwarten Sie eine ähnliche Entwicklung auf dem Strommarkt?

**GR:** Das ist ein guter Vergleich. Eine weitere Parallele sehe ich in der Automobilindustrie, die durch die zunehmende Elektrifizierung große Veränderungen durchläuft und sich damit den Versorgungsunternehmen nähert. Einer der Hauptgründe hierfür sind die sinkenden Kosten für Batterien. Betrachtet man die Automobilhersteller, frage ich mich, wie diese in 10 Jahren aussehen werden. Ich glaube, einige von ihnen werden Dienstleistungsunternehmen sein. Einige nutzen das Auto vielleicht als Plattform, werden aber Energiedienstleistungen und eine ganze Reihe weiterer Services darin anbieten. Ich glaube, die Player, auf die sie achtgeben sollten, sind Apple, Google und Konsorten. Nach allem, was diese Unternehmen im Telekommunikationssektor erreicht haben, richten sie ihre Aufmerksamkeit nun auf den Automobil- und Stromsektor und sehen, dass sich auch dort alles um Daten dreht. Sie können sagen: „Wir sind bereits im Datensektor und im Heimbereich. Lass uns das Elektroauto betreiben, das Solarmodul installieren und alles miteinander verbinden.“

In Zukunft wird es also nicht nur um den Strommarkt gehen, sondern der Strommarkt wird mit diesen anderen Bereichen in einer Konvergenz von zwei, wenn nicht gar drei Branchen verknüpft.

**AR:** Wenn das Solarmodul und die Batterie in Zukunft zu Gebrauchsgütern werden, wo ist dann die Wertschöpfung auf dem regenerativen Energiemarkt?

**GR:** Ich glaube auch, dass das Solarmodul zum Gebrauchsgut wird, aber ich bezweifle, dass die Batterie es wird. Die Batterie ist mit einer großen Komplexität verbunden, und

es steckt echtes geistiges Eigentum darin. Außerdem wird sich angesichts all der Second-Life-Batterien, die auf den stationären Strommarkt geworfen werden, das gesamte Speicherszenario verändern.

**JK:** Ich glaube nicht, dass Second-Life-Batterien eine große Auswirkung auf die Strommärkte haben werden, solange die Batteriepreise mit der derzeitigen Geschwindigkeit sinken und neue Batterien mit höherer Leistungsfähigkeit günstiger sind als gebrauchte. Ich glaube, für die netzseitige batteriegestützte Speicherung werden eher speziell gefertigte Batterien als gebrauchte Batterien verwendet.

**GR:** Second-Life-Batterien werden wahrscheinlich nicht für kritische Anwendungen wie den Primärreservemarkt eingesetzt, aber ich bin überzeugt, dass sie in unseren Privathäusern und Geschäften zum Einsatz kommen werden. Der Hauptvorteil für die Batteriehersteller ist, dass sie das Recycling

---

## Ein neues Phänomen, das erneuerbare Energien aus Sicht des Strommarkts mit sich gebracht haben, ist, dass sie keine Grenzkosten haben.

der Batterien verschieben und mehr Geld mit ihnen verdienen können. Second-Life-Batterien kosten heute die Hälfte von neuen Batterien.

**AR:** Wird nicht die Differenzierung der Technologien irgendwann nachlassen, wenn die Technologie ein Optimum erreicht und Batterien in die Ecke der Gebrauchsgüter gedrängt werden?

**GR:** Ja, aber betrachten wir mal das Fernsehgerätegeschäft. Ich glaube, es gibt zurzeit drei globale Hersteller von TV-Geräten. Irgendwann wurden sie so groß, dass niemand konkurrieren und in den Markt einsteigen konnte. Ich glaube, das gleiche wird bei Batterien passieren, und so können Hersteller sich zu einem gewissen Grad gegen Kommodifizierung schützen. Bei Solarmodulen hingegen gibt es etwa 40 Hersteller weltweit, die alle mit mehr oder weniger dem gleichen Produkt konkurrieren – und das führt zu Kommodifizierung.



Gerard Reid ist Gründungspartner von Alexa Capital, Anbieter von Unternehmensberatung, Finanzierung und Vermögensmanagement in den Bereichen Energie, Energie-Infrastruktur und Energie-Technologien.

In den letzten zehn Jahren war er im Bereich Aktienanalysen, Fondsmanagement und Unternehmensfinanzierung tätig. Sein Schwerpunkt ist der Bereich Energie und insbesondere die Umwälzungen, die er als „digitale Energierevolution“ bezeichnet. Er ist außerdem Autor, Energieblogger ([www.energyandcarbon.com](http://www.energyandcarbon.com)) und Kolumnist für Bizz Energy Today, das deutsche Wirtschaftsmagazin für die Energiebranche.

Gerard Reid wurde kürzlich in den Global Agenda Council on the Future of Electricity des Weltwirtschaftsforums berufen. Vor der Gründung von Alexa Capital war Gerard Reid Geschäftsführer und Leiter der Abteilung European Cleantech Research bei Jefferies & Co.

Der wahre Wert liegt in der Bewältigung der Komplexität und deren Integration in etwas, was der Kunde will. Die Differenzierung liegt in der Software und dem Service.

**JK:** Was die Kommodifizierung im Hinblick auf Ihr Beispiel der TV-Geräteindustrie angeht, könnte Konsolidierung die Branche entkommodifizieren. Dies könnte genauso auch den Herstellern von Solarmodulen passieren.

**GR:** Es kann auf dem Solarmarkt irgendwann zur Konsolidierung kommen wie bei den TV-Geräten, aber ich glaube nicht, dass dies passieren wird, bevor das weltweite Wachstum im Solarbereich nachlässt. Und ich glaube, wir sind wahrscheinlich fünf bis 10 Jahre vom Höhepunkt der jährlichen Installationen entfernt.

**AR:** Die neuen Unternehmen sind bekannt für ihre Fähigkeit, den Markt mit disruptiven Technologien neu zu definieren. Können Sie etwas über disruptive Technologien im Energiesektor sagen?

**GR:** Sprechen wir nicht nur über disruptive Technologien, sondern über disruptive Technologien und Geschäftsmodelle. Wenn man sich die sogenannten disruptiven Unternehmen ansieht, die es da draußen gibt, sind sie in Wirklichkeit eine Mischung aus Technologie und Geschäftsmodell.

Wenn Ihre Kunden eine Batterie in ihrem Auto haben, können Sie diese Batterien bündeln, und für den Handel auf dem Strommarkt nutzen. Die Idee mag verrückt klingen, macht aber aus Sicht des Batterie- oder Automobilherstellers Sinn. Er möchte sicherstellen, dass das Laden der Batterie kontrolliert wird. Er möchte das Laden kontrollieren, indem er Ihnen ein Servicepaket anbietet. Er könnte z. B. sagen: „Hier ist eine Flatrate für Ihre Batterie. Für 35 Dollar im Monat können Sie sie aufladen, wo Sie wollen.“ Er hat alle Daten über Sie, weiß wo Sie sind. Er erkennt, dass Sie am Flughafen sind und zwei Tage in Frankreich sein werden. Also nimmt er die Batterie, bündelt sie mit anderen im Land und nimmt am Strommarkt teil. Das ist eine Revolution. Und Hersteller und Verbraucher werden sich dieser Vereinbarung anschließen, weil es in ihrem Interesse ist.

Damit veranlassen Sie Kunden dazu, langfristige Kaufverträge zu unterzeichnen. Viele von uns wollen nicht losgehen und ein Smartphone für 500 Dollar kaufen, akzeptieren aber diese Kosten, wenn Sie in unseren Mobilfunkrechnungen versteckt sind.

**JK:** Revolutionen beginnen typischerweise als Evolutionen und entwickeln irgendwann ihre eigene Dynamik. Die letzte wirkliche Revolution auf dem Energiesektor war meiner Ansicht nach die Einführung der Elektrizität. Ich glaube, damals ahnten die Leute nicht, wie schnell sie sich durchsetzen oder wie allgegenwärtig sie werden würde – mit Ausnahme einiger Visionäre vielleicht.

**GR:** Das stimmt, aber in anderen Bereichen des Energiesektors, z. B. der Öl- und Gasindustrie, findet zurzeit auch eine große Revolution rund ums Schiefergas statt. Wer hätte gedacht, dass die USA einmal der größte Öl- und Gasproduzent der Welt sein würden? So etwas ist in der Energiewelt seit Langem nicht passiert.

**AR:** Wir sprachen über die Bedeutung von Batterien für die Mobilität. Welche Trends erwarten Sie bei der E-Mobilität im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien?

**JK:** Ein Trend, der sich bereits abzeichnet, ist, dass immer mehr große Unternehmen in der regenerativen Energiekette der E-Mobilität aktiv werden. Dies bringt eigene Herausforderungen mit sich, sodass wir sicherstellen müssen, dass wir über die richtigen Produkte verfügen und es – für

## Ausgehend von den niedrigen Grenzkosten kann ein Stromversorger seinen Kunden einen Abnahmevertrag mit einem Festpreis für die nächsten 20 Jahre anbieten.

den Kunden und das Netz selbst – einfach und sicher machen, sich anzupassen und neue Produkte und Verfahrensweisen einzuführen. Mit anderen Worten, eine höhere Flexibilität wird ein bedeutender Trend sein.

**GR:** Ich bin der Ansicht, dass alles elektrisch und alles digital werden wird. Auch die Verbraucher beginnen, ihr Verhalten zu verändern. Junge Konsumenten müssen nicht das neueste und beste Automodell besit-

# Ich glaube nicht, dass Second-Life-Batterien eine große Auswirkung auf die Strommärkte haben werden, solange die Batteriepreise mit der derzeitigen Geschwindigkeit sinken.

zen. Sie sind damit zufrieden, ein Auto nur zu mieten. Und das bedeutet, dass sie für den jeweiligen Zweck das beste Auto mieten können, anstatt ein Auto für alles zu besitzen.

Ich habe gehört, dass einige Automobilhersteller doppelt so viel Geld mit einem Auto verdienen, das sie zum Car-Sharing geben. Von den Margen her ist das beeindruckend – doch es hilft ihnen natürlich nichts im Hinblick auf die Stückzahl, da sie dadurch insgesamt weniger Autos fertigen. Was aber deutlich wird, ist, dass sie von Eigentumsmodellen zu Servicemodellen umdenken. Das ist eine sehr mutige Strategie, aber in einer Revolution muss man mutig sein. Man kann die Zukunft nicht vorhersagen, aber man kann versuchen, sie zu formen.

**AR:** Mit der Einführung neuer Servicemodelle müssen immer größere Datenmengen erfasst und ausgetauscht werden. Ein Gerät online zu nutzen, bedeutet auch, es potenziellen Cyberangriffen auszusetzen. Verschafft sich jemand Zugang zu einem Haus- oder Gebäudeautomatisierungssystem, kann er im Grunde genommen das Haus oder die Fabrik steuern. Wie begegnen wir dieser Gefahr?

**GR:** Der Stromversorger wird wissen müssen, was ich zu Hause mache. Natürlich wirft dies Fragen hinsichtlich des Datenschutzes auf, aber betrachten wir mal die Menge an Daten, die Google sammelt, und trotzdem stört es die meisten Leute nicht.

Cybersicherheit ist noch kein riesiges Thema, aber es wird eines werden. Die Stromwirtschaft benötigte bisher nicht viel Software,

aber dies ändert sich jetzt. Es besteht also nicht nur eine Bedrohung für Versorgungsunternehmen und Kunden, sondern auch für Hardwarehersteller. Ich glaube nicht, dass der Trend zur Digitalisierung aufhören wird, aber die Sicherheit wird eine wesentlich größere Herausforderung werden.

**AR:** Wir haben viel über die Marktsituation und Services gesprochen. Zu Beginn des Interviews haben Sie gesagt, dass technische Fortschritte bei der Systemintegration ein Schlüsselfaktor für die weitere Nutzung von erneuerbaren Energien seien. Wie sehen Sie die Auswirkungen dieser Technologien auf die Entwicklung des zukünftigen Stromnetzes?

**GR:** Ich glaube, es gibt eine Art Tradeoff zwischen Netz und Speicherung. Mit immer mehr Batterien auf der Verteilnetzebene werden Netzspitzen abgebaut – sowohl Lastspitzen als auch Einspeisespitzen. Damit wird die Speicherung zu einer Alternative zur Übertragung. Um zu unserer Analogie mit der Telekommunikation zurückzukommen: Das Festnetz ist zwar noch immer wichtig, aber nicht mehr das allgegenwärtige Rückgrat, das es einmal war.

**JK:** Ich glaube, es gibt einen wichtigen Unterschied – nämlich, dass die Mobilfunknetze die Funktionalität der Festnetze zum Teil eins zu eins ersetzt haben. Im Stromnetz besteht die Herausforderung, Regionen mit starken saisonalen Schwankungen mit Strom zu versorgen. Nehmen wir z. B. den Winter auf der nördlichen Halbkugel. Mit Batterien kann man die Last innerhalb des Tages verschieben, aber nicht auf wirtschaftliche Weise über mehrere Monate.

Ich sehe nur zwei Wege, dies zu bewältigen. Einer ist, die erneuerbaren Energien auf, sagen wir, 50 % zu begrenzen. Der andere besteht darin, Regionen durch Übertragungssysteme zu verbinden. Die besten Wind- und Sonnenressourcen befinden sich häufig in entlegenen Gebieten. Um diese Ressourcen anzuzapfen, sind effiziente Möglichkeiten zum Transport großer Strommengen zu den Verbrauchszentren erforderlich. Die Übertragungsverbindungen müssen ausgebaut werden, um eine optimale Nutzung erneuerbarer Energien und einen optimalen Lastausgleich zu erleichtern.

**GR:** Na gut. Trotzdem sehe ich den größten Investitionsbedarf im Verteilnetz. Wir sind blind im Verteilnetz, und dort werden die meisten Veränderungen stattfinden.

Ich glaube auch, dass wir eine Flexibilisierung auf der Verbraucherseite erleben werden. Die Versorgungsunternehmen werden kostengetriebene Modelle nutzen, um Strom an die Verbraucher zu verkaufen. Ich weiß, dass das bereits mit Gewerbetunden gemacht wird, oder mit Privathaushalten, die Elektrospeicherheizungen nutzen. Man gibt dem Kunden die Möglichkeit, zum günstigsten Preis zu kaufen.

**AR:** Meine Herren, vielen Dank für das sehr interessante und wertvolle Gespräch. In der ABB Review erscheinen regelmäßig Artikel über regenerative Technologien, und so ist es gut, unseren Horizont zu erweitern und etwas über die Auswirkungen auf Geschäftsmodelle und Kapitalinvestitionen zu erfahren. Wenn man sich umschaute, sieht man, wie drastisch sich die größten erneuerbaren Energien Sonne und Wind entwickeln und wie bedeutend sie werden. Natürlich sind wir uns alle der klimabedingten Notwendigkeit von Veränderungen bewusst. Es ist offensichtlich, dass der Beitrag des privaten Sektors mit abnehmender staatlicher Unterstützung an Bedeutung gewinnen wird und Flexibilität und Beweglichkeit zu Schlüsseleigenschaften werden.

Es hat sich auch gezeigt, wie wichtig das Verhältnis zwischen Kapitalkosten und Grenzkosten ist und welche Auswirkungen dies auf die Richtung der zukünftigen Technologieentwicklung hat.

ABB unterstützt Kunden entlang der gesamten energetischen Wertschöpfungskette bei der Planung, Erzeugung, Anbindung, Überwachung und Steuerung des Stroms aus regenerativen Anlagen sowie bei der Instandhaltung und Optimierung ihrer Systeme. Unsere Diskussion hat deutlich gemacht, dass alle diese technologischen Bereiche für die Zukunft der erneuerbaren Energie von entscheidender Bedeutung sind.

Das Interview wurde von Andreas Moglestue, Chefredakteur der ABB Review, geführt. Eventuelle Anfragen richten Sie bitte an Norma Guentert, Kommunikationsverantwortliche für die Konzernprogramme Smart Grids und Wind Power: norma.guentert@ch.abb.com



# Symphonie für Strom und Wasser

Flexibilität und Optimierung für konventionelle und regenerative Kraftwerke mit Symphony® Plus

ADRIAN TIMBUS, MARK BITTO – Die schwankende Leistungsabgabe von erneuerbaren Energiequellen stellt nicht nur die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen vor eine Herausforderung, sondern auch die Betreiber konventioneller Kraftwerke, die flexibel auf die dadurch verursachten veränderlichen Lastbedingungen reagieren müssen. Daher müssen moderne Kraftwerksleitsysteme in der Lage sein, eine größere Anzahl von Vorgängen und eine größere Menge an Informationen zu bewältigen als traditionelle Leitsysteme. Gleichzeitig gilt es, strenge nationale Netzanschlussregeln einzuhalten. Darüber hinaus müssen sie eine Systemplattform bereitstellen, die die Effizienz, Produktivität und Betriebsabläufe verbessert und eine ganzheitliche Anlagenautomatisierung ermöglicht. Als Remote-Management-Systeme eingesetzt müssen sie zudem die Optimierung mehrerer Kraftwerke unterstützen.



Das schwankende und unbeständige Leistungsdargebot von regenerativen Erzeugungsanlagen wie Wind- und Solarparks, die ihre Energie in das Stromnetz einspeisen, machen es den Betreibern schwer, eine höhere Kosteneffizienz, eine bessere Umweltverträglichkeit und einen besseren und flexibleren Anlagenbetrieb sicherzustellen. Gleichzeitig müssen konventionelle Kraftwerke in der Lage sein, flexibel auf die veränderlichen Lastbedingungen zu reagieren, die durch diese Unbeständigkeit verursacht werden. Die Fähigkeit, schnell und kosteneffektiv auf sich rasch verändernde Lastanforderungen reagieren zu können, ist für Stromerzeuger von entscheidender Bedeutung.

Aus diesem Grund müssen heutige Kraftwerksleitsysteme in der Lage sein, eine größere Anzahl von Variablen und Vorgängen sowie eine größere Menge komplexerer Informationen zu bewältigen als die Leitsysteme traditioneller Anlagen. Selbst-

#### Titelbild

Die Rentabilität eines modernen, komplexen Kraftwerks ist abhängig von einem ausgereiften und leistungsfähigen Leitsystem. Symphony Plus ist die neueste Generation der ABB-Leitsysteme für eine ganzheitliche Anlagenautomatisierung in der Energie- und Wasserwirtschaft. Wie kann das System Kraftwerksbetreibern dabei helfen, ihre Anlagen auf möglichst effiziente und kostengünstige Weise zu betreiben?

verständlich müssen dabei die strengen Anforderungen nationaler Netzanschlussregeln (die sogenannten Grid Codes) erfüllt werden. Ferner müssen sie – wenn sie als Remote-Management-Systeme eingesetzt werden – in der Lage sein, den Betrieb und die Produktion von mehreren Kraftwerken zu optimieren.

## Heutige Kraftwerksleitsysteme müssen in der Lage sein, eine größere Anzahl an Variablen und Vorgängen sowie eine größere Menge komplexerer Informationen zu bewältigen.

Mit anderen Worten, die neue Generation von Leitsystemen muss eine ganzheitliche Anlagenautomatisierung ermöglichen, indem sie eine Systemplattform bereitstellt, die die Energieeffizienz steigert, ein produktiveres Engineering ermöglicht und einen effektiveren, flexibleren und zuverlässigeren Anlagenbetrieb mit einer fortschrittlichen Energie- und Wartungsmanagementstrategie unterstützt. Die Fernüberwachung von Prozessinformationen in Echtzeit ist eine weitere wichtige Voraussetzung für wirtschaftliche und betriebliche Stabilität.

#### Anforderungen moderner Leitsysteme

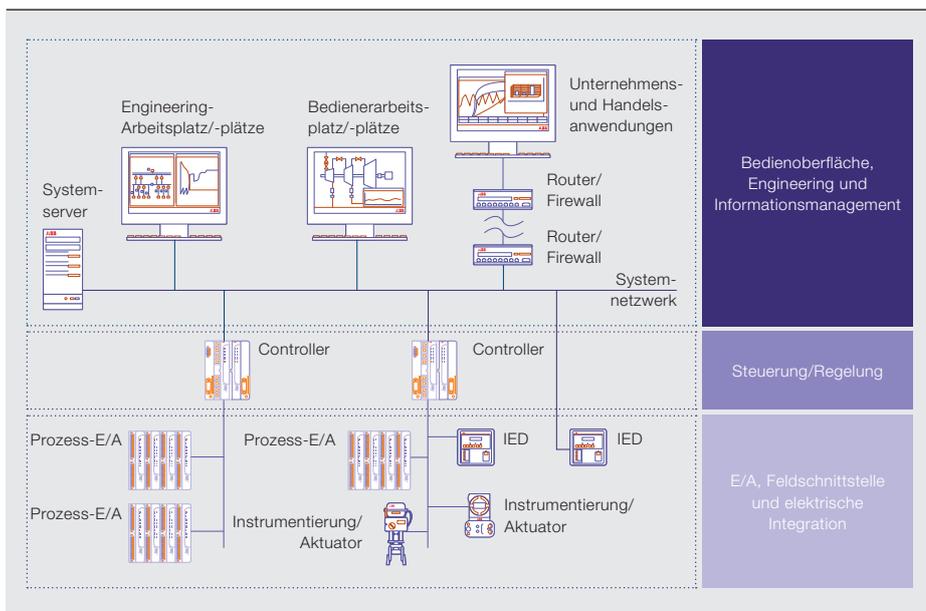
Moderne Leitsysteme erfordern eine flexible Systemarchitektur, um die unter-

schiedlichen Konfigurationen heutiger Kraftwerke abdecken zu können. Während traditionelle, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke oder Kombikraftwerke als zentrale „Blockarchitekturen“ konfiguriert sind, muss das Automatisierungssystem bei regenerativen Anlagen die Steuerung Hunderter oder Tausen-

der kleinerer Einheiten koordinieren, z. B. in Windenergieanlagen, Nachführsystemen, Fernwerkeinheiten oder Pipeline-Sensoren, die geografisch weit verteilt sind. Alle diese Einheiten müssen in eine gemeinsame Betriebshierarchie eingegliedert

werden, um eine bessere Transparenz und Kontrolle der gesamten Anlage bzw. des gesamten Netzes zu ermöglichen.

Leitsysteme wie das Automatisierungssystem Symphony® Plus von ABB nutzen ein zukunftsorientiertes Prozessführungskonzept mit leistungsstarken Technologien, Methoden und Werkzeugen, die autonome Systeme miteinander verbinden und eine ganzheitliche Anlagenautomatisierung mit erweiterter Funktionalität und Zuverlässigkeit ermöglichen. Eine kompaktere Ausrüstung, ein geringerer Stromverbrauch für Vor-Ort-Dienste und ein effizienter Betrieb unter extremen und anspruchsvollen Umgebungsbedingun-



Als Remote-Management-Systeme eingesetzt, müssen moderne Leitsysteme in der Lage sein, den Betrieb und die Produktion von mehreren Kraftwerken zu optimieren.

gen gehören zu den grundlegenden Anforderungen. Eine hohe Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Redundanz sowie Fernüberwachung und -kommunikation sind ebenfalls unabdingbar.

Durch die Integration neuester Kommunikationsstandards in moderne Leitsysteme können mehr Informationen verfügbar gemacht werden als in traditionellen Lösungen. Innovative und intelligente Technologie sorgt dafür, dass Informationen nahtlos verteilt und in einem rollenbasierten Kontext über eine gemeinsame Systemumgebung dem Leitwartenpersonal, Wartungstechnikern, Anlagenoptimierungsexperten und Anlagenmanagern bereitgestellt werden. Die Fähigkeit des Leitsystems, mehr Daten zu erfassen und diese durch eine leistungsfähige Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS) in kontextbezogene Informationen umzuwandeln, ermöglicht eine bessere Wahrnehmung, schnellere Reaktion und letztendlich bessere Entscheidungen.

In der Vergangenheit waren Prozesssysteme und Stationsautomatisierungssysteme getrennt und nicht in der Lage, einfach miteinander zu kommunizieren. Die Bereitstellung von Daten der einzelnen elektrischen Elemente – Instrumentierung, Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungssysteme – für Prozessleitsysteme war problematisch und kostspielig, denn jedes System kommunizierte über unterschiedliche Protokolle und parallele Verkabelungen. Wenn es darum

geht, ein höheres Maß an Verfügbarkeit, Transparenz und betrieblicher Zuverlässigkeit zu erreichen, ist die Integration der Prozessleit- und Stationsautomatisierungssysteme unumgänglich.

### Symphony Plus

Symphony Plus ist die neueste Generation der ABB-Leitsystemfamilie Symphony und wurde entwickelt, um die einzigartigen und anspruchsvollen Anforderungen der Energie- und Wasserwirtschaft zu erfüllen.

Symphony Plus ermöglicht einen einfachen und flexiblen Zugriff auf Daten zur Unterstützung von betrieblichen Entscheidungen. S+ Operations, die vielseitige MMS des Systems, liefert dem Benutzer intuitive Prozessübersichten, die die mit autonomen Leitsystemen verbundenen Navigationsprobleme beseitigen. Dank leistungsstarker Grafik haben Bediener direkten Zugang zu benutzerfreundlichen Displays, übersichtlichen Trenddarstellungen, Alarm- und Ereignisüberwachung (gemäß Richtlinie EEMUA 191) und verschiedenen Berichten, die zur Optimierung der Systemleistung genutzt werden können.

Die Integration von branchenüblichen Kommunikationsprotokollen wie IEC 61859, IEC 60870-5/101/103/104, OPC und Modbus TCP ermöglicht zentralisierte, konsolidierte Betriebsabläufe sowie einen zuverlässigeren und kostengünstigeren Zugang zu Anlagendaten als mit kundenspezifischen Schnittstellen und

---

Bei regenerativen Anlagen muss das Automatisierungssystem die Steuerung Hunderter oder Tausender kleinerer Einheiten koordinieren, die geografisch weit verteilt sind.

fest verdrahteten Verbindungen. Eine gemeinsame Betriebsumgebung und konsolidierte Alarmer und Ereignisse ermöglichen außerdem eine bessere Einschätzung von ungewöhnlichen Situationen und eine höhere Gesamteffektivität des Bedienpersonals. Durch rechtzeitige Meldung von zustandsbedingten und prädiktiven Leistungsminderungen von Betriebsmitteln können Wartungspläne für das Servicepersonal optimiert und somit unerwartete und kostspielige Ausfallzeiten verhindert werden.

Design und Wartung des gesamten Anlagenautomatisierungssystems erfolgen über eine einheitliche Engineering-Umgebung. Engineering, Konfiguration, Verwaltung, Sicherung, Inbetriebnahme und Instandhaltung jeder Systemkomponente – von Feldgeräten und elektrischen Geräten über Steuerungs- und E/A-Module bis hin zu Bedienerarbeitsplätzen und Kommunikationsschnittstellen – erfolgen mithilfe des systemeigenen S+ Engineering Tools. Das Tool stellt eine dezentrale Engineering-Umgebung für mehrere Benutzer bereit, die Engineering und betriebliche Tätigkeiten voneinander trennt und mit rollenbasierten Zugriffsrechten arbeitet. Dies geschieht über vereinfachte Bedienoberflächen und Arbeitsabläufe, die auf eine gemeinsame Datenbank zugreifen. Ein zentraler Eingabepunkt für Konfigurationsdaten unterstützt Versionierung, Dokumentation und Backup-Funktionalitäten nach lokalen Standards.

Symphony Plus ist rückwärts kompatibel mit allen vorherigen Generationen der Symphony-Familie, was ein nahtloses Upgrade und die Nachrüstung des Leitsystems ermöglicht. Dies sorgt für eine maximale Verfügbarkeit der Produktion und eine möglichst kostengünstige Projektdurchführung bei gleichzeitigem Schutz der in das installierte System getätigten Investitionen.

#### **SD Series**

Die Symphony Plus SD Series wurde speziell im Hinblick auf eine verbesserte Leistungsfähigkeit und die Anforderungen geografisch verteilter Prozessanwendungen entwickelt.

Die SD Series nutzt eine Reihe von leistungsstarken, skalierbaren Prozess-Controllern, die alle Regelungsanforderungen einer Anlage von diskreten und kontinuierlichen bis hin zu chargenorientierten

und gehobenen Regelungsanwendungen unterstützt → 1. Mit einem umfassenden Angebot an E/A-Optionen bietet die SD Series leistungsstarke und vielseitige Automatisierungslösungen für Anlagenanwendungen aller Art und Größe. Die gemeinsame Controllerumgebung unterstützt die Ausführung von daten- und programmierungsintensiven Prozessführungsanwendungen. Auf allen Ebenen der Regelung, E/A und Kommunikation stehen Redundanzmöglichkeiten zur Verfügung, was eine maximale Flexibilität und Verfügbarkeit gewährleistet.

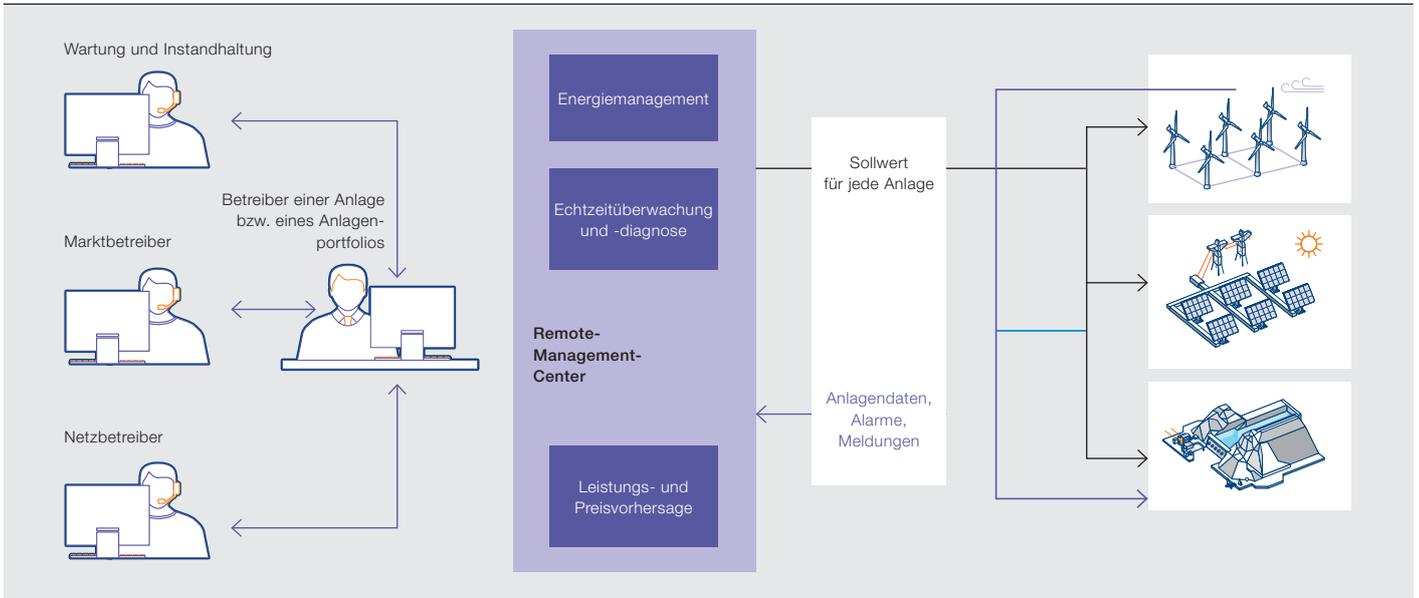
Dank der umfangreichen, praxiserprobten Standard-Funktionscode-Algorithmen von ABB und der grafischen Designtools von S+ Engineering zur Entwicklung von Regelungsstrategien kommunizieren S+ Operations und andere Anwendungen mit den SD Series Controllern und E/A-Modulen über ein flexibles Hochgeschwindigkeitsnetzwerk. Dies ermöglicht die Integration von Feldgeräten, Prozesssystemen, elektrischen Anlagen und Unternehmenssystemen auf einfache, skalierbare, sichere und nachhaltige Weise → 2.

Die SD Series Controller ermöglichen die Integration von intelligenten Feldgeräten einschließlich Messumformern, Aktuatoren, Motorsteuerungen und IEDs (Intelligent Electronic Devices). Die Verwendung der Standardprotokolle IEC 61850, IEC 608705-104, Modbus TCP, PROFIBUS CP und HART reduziert die Verdrahtung und den Platzbedarf und senkt somit die Installationskosten.

Die Produkte der SD Series zeichnen sich durch ein kompaktes modulares Design und eine schlanke Architektur aus, die die Anforderungen an Controller- und E/A-Hardware sowie den erforderlichen Schrankplatz reduziert und somit die Design-, Installations- und Betriebskosten senkt. Mit einem Temperaturbereich von -20 °C bis +70 °C und einer G3-Beschichtung sind die Produkte in der Lage, auch extremen Umgebungsbedingungen standzuhalten, weshalb sie bestens für dezentrale E/A-Anwendungen, z. B. in regenerativen Anlagen, geeignet sind.

Eine deutlich höhere Effizienz bedeutet einen geringeren Stromverbrauch (Produkte der SD Series benötigen 50 % weniger Energie als typische DCS- und andere E/A-Produkte) und eine geringere Wärmeabgabe ohne die Notwendigkeit von Kühl-

### 3 Übersicht über die Symphony Plus Automatisierungslösung für das Fernmanagement eines Anlagenportfolios



maßnahmen wie Lüftern, Lamellen, Luftfiltern und Luftspülsystemen. Dies wiederum verhindert die Verwendung von Komponenten, die die Zuverlässigkeit und Produktivität negativ beeinflussen können, reduziert den Platzbedarf der Ausrüstung und senkt die Installationskosten.

#### Vorteile der elektrischen Integration

Moderne Automatisierungssysteme wie Symphony Plus, die eine vollständige Integration der neuesten Kommunikationsstandards unterstützen, ermöglichen einen optimierten Kraftwerksbetrieb durch:

- die Verwendung eines einzigen Leitsystems für die gesamte Anlage
- kleinere und weniger komplexe Ausrüstungen
- kürzere Engineering-, Installations- und Inbetriebnahmezeiten
- vereinfachte Ersatzteillisten und damit verbundene Instandhaltungsaktivitäten
- geringere Schulungsanforderungen
- reduziertes Projektrisiko beim Einsatz von integrierten Projektteams
- optimierte Lebenszykluskosten mit einem zukunftssicheren System
- niedrigere Energiekosten durch effektives Energiemanagement, z. B. durch optimierte Beschaffung und Erzeugung von elektrischem Strom

#### Optimierung der Produktion

Die Optimierung des Leitsystems hat sich zur vorrangigen Lösung für die Optimierung der Produktion von konventionellen und regenerativen Kraftwerken entwickelt. Das Erreichen einer ganzheitlichen Automatisierung von Kraftwerken mit einer

einigen Regelungs- und E/A-Plattform ist einer der Schwerpunkte bei der Sicherung einer effektiven Anlagenleistung.

Eine Kraftwerksautomatisierung, die eine gemeinsame Betriebsplattform für die Steuerung von Prozesssystemen und elektrischen Systemen bietet, ermöglicht ein höheres Maß an Produktivität und eine Maximierung der Systemverfügbarkeit. Sämtliche Betriebsinformationen können in einer gemeinsamen Datenbank archiviert werden, sodass sie bei Bedarf allen beteiligten Benutzern und Anlagenmanagern zur Verfügung stehen.

Die gesamte Produktion des Kraftwerks wird somit von einem optimierten Prozessleitsystem abgedeckt.

#### Fernüberwachung und virtuelle Kraftwerke

Die Fernüberwachungsfunktionen moderner Automatisierungssysteme bieten Betreibern einzelner Kraftwerke ebenso wie Betreibern ganzer Anlagenportfolios ein hohes Maß an betrieblicher Transparenz und stellen dynamische Entscheidungshilfen zur Verfügung, die ihnen dabei helfen, die Verfügbarkeit ihrer Kraftwerke zu optimieren, anormale Funktionsweisen zu erkennen und Wirkungsgrade sicherzustellen. Während der Betreiber von verbesserten Betriebs- und Instandhaltungsabläufen profitiert, sorgt die daraus resultierende Reduzierung der Betriebskosten für eine höhere Profitabilität.

Angesichts der steigenden Zahl von kleinen Solar- und Windenergieanlagen, die Energie in das Netz einspeisen, wächst auch die Notwendigkeit zur Schaffung von virtuellen Kraftwerken (VKs) und intelligenten Stromnetzen (Smart Grids). Durch die zentralisierte Fernüberwachung von VKs kann die Energieerzeugung von verschiedenen, geografisch verteilten Kraftwerken zusammengefasst und gebündelt werden. Dies ermöglicht Betreibern von VKs die Teilnahme am Strombeschaffungsmarkt, was ihnen dabei hilft, bessere Energiepreise und einen besseren Lastausgleich zu erreichen und die Erzeugung und den Verbrauch ihrer eigenen Kraftwerke zu optimieren → 3. So trägt auch die Automatisierungslösung Symphony Plus von ABB zur Optimierung des virtuellen Kraftwerksbetriebs bei.

Mehr über virtuelle Kraftwerke lesen Sie im Artikel „Virtuelle Realität“ auf Seite 24 dieses Hefts.

#### Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation  
Zürich, Schweiz  
adrian.timbus@ch.abb.com

#### Mark Bitto

ABB Power Systems, Power Generation  
Wickliffe, OH, USA  
mark.bitto@us.abb.com

# Frischer Wind

## Neue Technologien zur Steuerung von Windenergieanlagen und Windparks

ADRIAN TIMBUS – Seit jeher versucht der Mensch, die Kraft des Windes für sich zu nutzen. Doch diese raue Energie einzufangen und in eine andere Energieform umzuwandeln, war und ist eine große Herausforderung. Ein modernes Beispiel ist die Stromerzeugung mithilfe der Windkraft. Eine wirksame Optimierung von Windparks und einzelnen Windenergieanlagen erfordert modernste, innovative Leittechnik. Das ABB-Leitsystem Symphony Plus for Wind trägt durch bessere Überwachung und Steuerung zur einer höheren Wertschöpfung der Windenergie bei.

---

### Titelbild

Um die Stromgestehungskosten der Windenergie weiter zu senken, ist fortschrittliche Leittechnik erforderlich.





---

## Symphony Plus for Wind stellt die zur Erfüllung von Grid Codes notwendigen Steuerungsfunktionen mithilfe maßgeschneiderter Bibliotheken bereit, die in einem Hochleistungs-Controller implementiert sind.

**W**ährend sich die Stromwirtschaft zunehmend von subventionierten Märkten mit festen Einspeisetarifen verabschiedet und sich einer stärkeren Beteiligung am Energiegroßhandel und langfristigen Stromabnahmeverträgen zuwendet, erfordert die Teilnahme am wettbewerbsintensiven Markt für erneuerbare Energien eine Optimierung der Stromerzeugung aus Windkraft mithilfe moderner Technologie.

Gefragt sind neue Technologien, die eine optimierte Netzintegration ermöglichen, indem sie die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen (WEAs) verbessern, die Erzeugungskosten senken und die Produktionsvorhersagen und das Stromerzeugungsmanagement über den gesamten Lebenszyklus eines Windparks hinweg verbessern.

Um die gewünschten Verbesserungen erzielen zu können, ist ein eingehendes Verständnis sowohl der rauen Bedingungen, unter denen WEAs arbeiten, als auch der hohen Anforderungen, die an Windparkbetreiber gestellt werden, unerlässlich.

So gilt es, moderne Leitsysteme und neue Sensorgeräte zu entwickeln, um die hohen speziellen Anforderungen der Windparkbetreiber zu erfüllen. Die Leittechnik muss über eine intuitive Mensch-Maschine-

Schnittstelle (MMS) verfügen, die dem Bedienpersonal zeitnahen Zugang zu den aktuellen Betriebsparametern und Produktionsdaten bietet, die für eine Optimierung des Windparkbetriebs erforderlich sind.

### Marktanforderungen

Basierend auf der einschlägigen Erfahrung im erfolgreichen Betrieb konventioneller Kraftwerke können ABB-Leitsysteme für eine optimierte Stromerzeugung mit Windparks angepasst werden. Dabei gelten die gleichen Herausforderungen in puncto Flexibilität und Versorgungssicherheit. Indem die Versorgungsqualität mithilfe geeigneter Leittechnik sichergestellt wird, kann die Stromproduktion präzise vorhergesagt und geplant und eine bedarfsgerechte Leistungsabgabe gewährleistet werden.

### Grid Codes ...

Um Strom in das Netz einspeisen zu können, müssen Stromerzeuger die für das jeweilige Land gültigen Netzanschlussregeln erfüllen. Diese sogenannten Grid Codes definieren die notwendigen technischen Voraussetzungen und Verfahren, die ein Erzeuger hinsichtlich Planung, Anschluss und Betrieb seiner Anlagen einhalten muss.

Eine wesentliche Anforderung der Grid Codes besteht darin, sicherzustellen, dass sich Windenergieanlagen ähnlich

verhalten wie konventionelle Kraftwerke und die notwendigen Funktionen zur Netzstützung bieten.

Moderne Leitsysteme und neue Technologien müssen in der Lage sein, die Herausforderungen, die mit der Netzintegration und den für eine weltweite Erfüllung der Grid Codes erforderlichen gegensätzlichen Betriebsparameter verbunden sind, zu unterstützen.

### ... und darüber hinaus

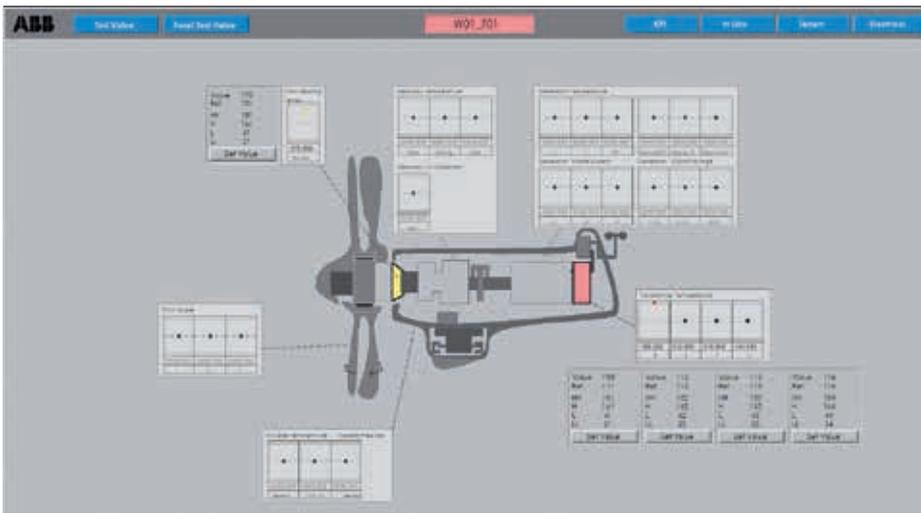
Das ABB-Leitsystem für die Windenergiebranche Symphony Plus for Wind unterstützt die Erfüllung von Grid Codes, indem es die notwendigen Steuerungsfunktionen mithilfe maßgeschneiderter Bibliotheken (sogenannter Control Libraries) bereitstellt, die in einem Hochleistungs-Controller implementiert sind.

---

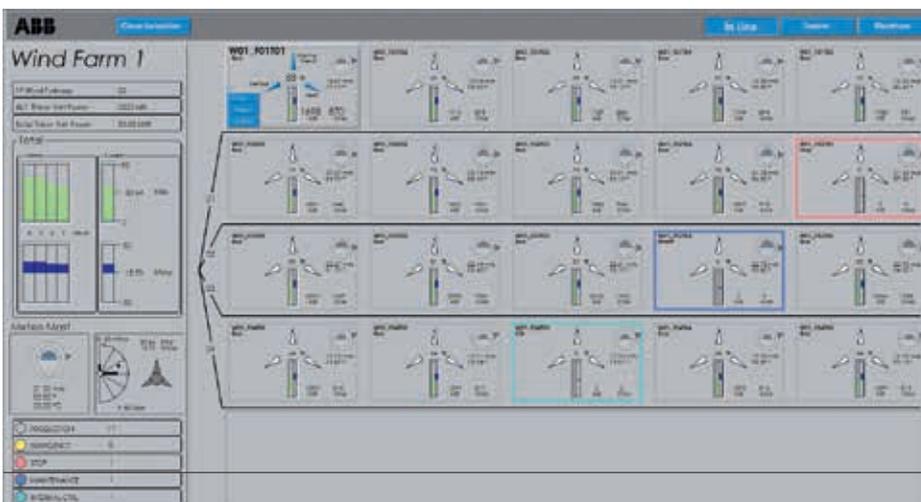
## Informationen können nahtlos über ein gemeinsames Datenbankmanagementsystem an das Leitwartenpersonal, Wartungstechniker und Betriebsingenieure verteilt werden.

Diese neueste Technologie ermöglicht eine Primärregelung durch Modulierung der Wirkleistung und eine stationäre Spannungsregelung durch Veränderung der Blindleistung.

1 Die einfache aber dennoch fortschrittliche ergonomische Mensch-Maschine-Schnittstelle von Symphony Plus für die Windenergiebranche



1a Ergonomische Darstellung der Informationen rund um die Turbinengondel bezogen auf den normalen Betriebspunkt



1b Windparkübersicht mit Angaben zur Gesamtproduktion sowie Statusangaben und Produktionsdaten einzelner Turbinen

Vor allem aber wird dadurch, dass der Windpark wie ein integriertes Kraftwerk behandelt wird, der Einfluss der Unterstationen in das System einbezogen. Ein optimiertes Leitsystem berücksichtigt die Fähigkeit jeder WEA zur Bereitstellung von Blindleistung; prüft den Blindleistungspegel auf Unterstationsebene; ist mit dem Stufenschalter der Haupttransformatoren gekoppelt, um die Spannungsregelung innerhalb des Windparks zu unterstützen; überwacht die Spannungspegel innerhalb des Windparks und steuert die Blindleistungsressourcen, um Verluste im Sammelnetz zu minimieren und die Spannungspegel innerhalb der vorgegebenen Grenzen zu halten.

Durch das Management von Spannung und Blindleistung innerhalb des Windparks werden die Gefahr von Abschaltungen und Verluste in den Sammelnetzen reduziert.

**Einzigartige Automatisierungssysteme** Symphony Plus for Wind wurde mit dem Ziel entwickelt, Windenergieanlagen und die dazugehörige elektrische Infrastruktur (Unterstationen, Kondensatorbänke, STATCOMS usw.) in ein einziges Leitsystem zu integrieren. Die Integration der Kraftwerks- und Stationsautomatisierungssysteme sorgt für ein höheres Maß an Verfügbarkeit, Transparenz und betrieblicher Zuverlässigkeit.

Die Verwendung von Standardprotokollen wie IEC 61850, Modbus TCP und IEC 104 hilft dabei, die Zahl der Leitsysteme innerhalb einer Anlage sowie die mit dem Engineering, der Installation und der Inbetriebnahme einzelner Leitsysteme verbundene Komplexität zu reduzieren. Informationen können nahtlos über ein gemeinsames Datenbankmanagementsystem an das Leitwartenpersonal, War-

Standardprotokolle helfen dabei, die Zahl der Leitsysteme innerhalb einer Anlage und die mit dem Engineering, der Installation und der Inbetriebnahme einzelner Leitsysteme verbundene Komplexität zu reduzieren.

nungstechniker und Betriebsingenieure verteilt werden.

Die Integration aller Betriebsmittel in ein einziges Leitsystem ist eine wesentliche Voraussetzung für die Optimierung der Stromproduktion in Windkraftwerken.

**Optimierung der Stromproduktion**

Generell haben Windkraftwerke eine kürzere Reaktionszeit als konventionelle Kraftwerke. Allerdings gibt es dabei eine entscheidende Variable: die Verfügbarkeit der Windenergie und deren Auswirkung auf die Stromproduktion der Anlage.

Durch kontinuierliche Überwachung der Leistungsabgabe jeder einzelnen WEA und der kumulativen Leistung des gesamten Windparks – wobei große Mengen von betrieblichen Daten wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Rotor-

---

Die Integration aller Betriebsmittel in ein einziges Leitsystem ist eine wesentliche Voraussetzung für die Optimierung der Stromproduktion.



drehzahl erfasst und im Zusammenhang mit Produktionsdaten wie Wirk- und Blindleistung ausgewertet werden – können Entscheidungen getroffen werden, die einen effektiven und effizienten Betrieb jeder Anlage und des gesamten Windparks sicherstellen, indem die Leistungsabgabe der einzelnen Anlagen an die jeweiligen Lastanforderungen angepasst wird → 1.

Eine effiziente und praktikable Möglichkeit, den Ertrag von WEAs zu erhöhen, ist die Beseitigung von Nachlaufeffekten. Je nach Layout des Windparks kann dies im Vergleich zu nachlaufreifen Windströmungsbedingungen einige Prozent an Leistung ausmachen. Die Optimierung der aerodynamischen Wechselwirkungen zwischen WEAs ist auch entscheidend, wenn es darum geht, der Windenergie einen Vorteil auf dem Markt für erneuerbare Energien zu verschaffen.

Um die Stromproduktion eines Windparks durch Optimierung von Nachlaufeffekten zu maximieren, modelliert Symphony Plus for Wind die aerodynamischen Wechselwirkungen zwischen WEAs und berechnet die Auswirkung von Nachlaufströmungen auf die elektrische Leistungsabgabe.

Mithilfe einer leistungsstarken Online-Optimierungseingine optimiert das System die Wirkleistung jeder einzelnen WEA, sodass die Stromproduktion der gesamten Anlage maximiert wird. Gleichzeitig sorgt es durch entsprechende Blindleistungsregelung dafür, dass die Gesamtverluste im Sammelnetz minimiert werden.

#### Neue Sensorgeräte

Durch strategische Investitionen in die beiden Unternehmen Pentallum Technologies und ROMO Wind, deren Produkte darauf ausgelegt sind, die Leistungsfähig-

---

Durch die Integration neuer Sensorgeräte kann die Produktionsleistung von WEAs und Windparks mit Symphony Plus for Wind noch weiter optimiert werden.

keit und den Betrieb von WEAs durch genauere Messung der tatsächlichen Windbedingungen zu verbessern, ist ABB in der Lage, die neueste Technologie auf dem Gebiet der Windmesssysteme anzubieten. Die Integration der Technologien von Pentallum und ROMO Wind in Symphony Plus for Wind eröffnet neue Möglichkeiten für die WEA- und Windparksteuerung.



## Symphony Plus for Wind basiert auf einer hierarchischen Architektur für die Anlagen- und Leistellensysteme, die mithilfe der bewährten S+ Operations-Technologie realisiert wird.

Die innovative LIDAR-Technologie (Light Detection and Ranging) von Pentalum bestimmt den Windvektor vor WEAs, um die Anlage optimal am einströmenden Wind auszurichten. Die als SpiDAR bekannte Technologie wird auch zur Windvorhersage und für Standortbeurteilungen eingesetzt und ist darauf ausgelegt, den Wirkungsgrad von Windparks deutlich zu erhöhen – und zwar zu geringeren Kosten pro Standort als andere Messtechniken mit Windfahnen, die die Luftströmung auf weniger effektive Weise hinter der Anlage erfassen.

Darüber hinaus ist SpiDAR in der Lage, Nachlaufeffekte und die Auswirkungen von Turbulenzen zu bestimmen. Wird das

System in Symphony Plus for Wind integriert, bekommt das Bedienpersonal zeitnah alle relevanten Informationen, die es benötigt, um entsprechend auf sich verändernde Witterungsbedingungen zu reagieren, die den Betrieb der WEAs beeinflussen können → 2.

Die iSpin-Technologie von ROMO Wind liefert genaue Messungen von Windgrößen wie Geschwindigkeit, Richtung und Turbulenzen → 3.

Die Kombination von iSpin und Symphony Plus for Wind ermöglicht eine Leistungsanalyse einzelner WEAs in einem Windpark (sowohl online als auch historisch) und bietet Betreibern damit die Möglichkeit, effizienzsteigernde Maßnahmen zu implementieren und somit die Rentabilität zu steigern. Gondelfehlausrichtung, Rotorwirkungsgrad, MPPT-Effektivität (Maximum Power Point Tracking) und genaue Leistungskurven können berechnet und überwacht werden, um Leistungsdefizite von WEAs zu erkennen. Spezielle Softwareanwendungen nutzen iSpin und WEA-Daten zur Definition fortschrittlicher Leistungskennzahlen und Erstellung entsprechender Berichte für WEAs mit dem Ziel, die Anlagenleistung zu maximieren.

### Moderne Leitsysteme

Durch die Integration neuer Sensorgeräte wie SpiDAR und iSpin kann die Produktionsleistung von WEAs und Windparks mit Symphony Plus for Wind noch weiter optimiert werden.

Mithilfe spezieller Anwendungen und Echtzeit-Überwachung werden die von den Sensorgeräten vor Ort gemessenen Parameter genutzt, um die Leistungsabgabe der WEAs vorherzusagen und zu optimieren und die bestmöglichen Energiepreise zu bestimmen. Außerdem dienen die Felddaten der Diagnose und Prognose des WEA-Betriebs und zur Alarmierung des Bedien- und Wartungspersonals bei potenziellen Störungen der Betriebsmittel.

Symphony Plus for Wind basiert auf einer hierarchischen Architektur für die Betriebsmittel auf Anlagenebene und die Systeme in entfernten Leitstellen, die mithilfe der bewährten S+ Operations-Technologie realisiert wird. Das System kann als vollständiges Power-Management-System eingesetzt werden, das regenerative Anlagen in zuverlässige Erzeugungsquellen verwandelt.

Standardisierte Kommunikationsprotokolle ermöglichen den Zusammenschluss mehrerer Kraftwerke. Dadurch werden alle relevanten Betriebsmittel mit den übrigen Systemen zu einem zentralisierten Managementsystem gekoppelt, das von der geografischen Lage der dezentralen Kraftwerke unabhängig ist.

Alles in allem stellt Symphony Plus for Wind eine effektive Systemplattform dar, die die Energieeffizienz erhöht, ein produktiveres Engineering ermöglicht und einen flexibleren und zuverlässigeren Anlagenbetrieb und eine ebensolche Gesamtwartungsstrategie unterstützt.

### Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation  
Zürich, Schweiz  
adrian.timbus@ch.abb.com

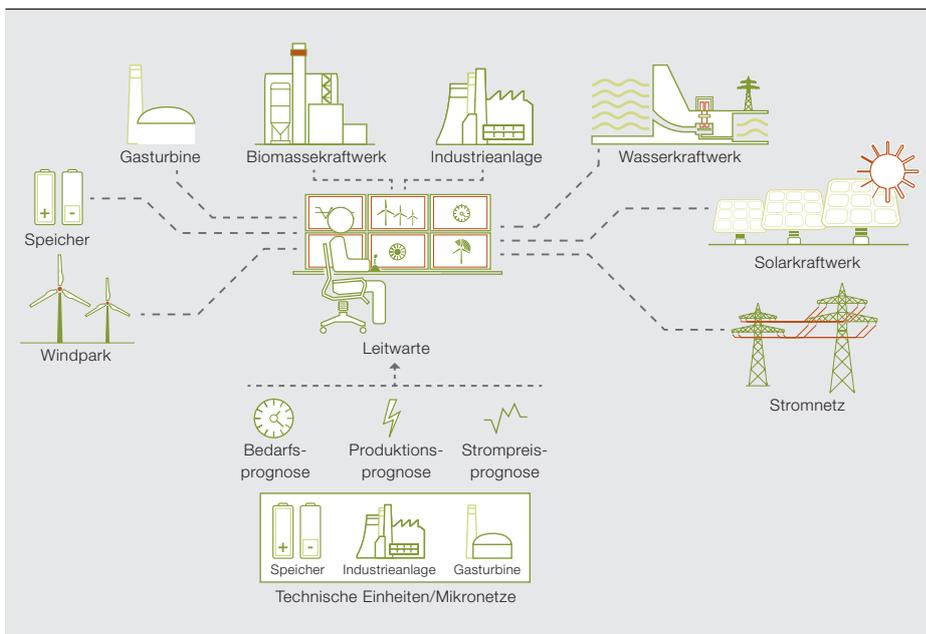


# Virtuelle Realität

Das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem von ABB ermöglicht einen kosteneffektiven Betrieb von virtuellen Kraftwerken

SLEMAN SALIBA – Ein virtuelles Kraftwerk (VK) umfasst eine Reihe von Stromerzeugungseinheiten, Energiespeichern und flexiblen Verbrauchern, die von einem zentralen Leitsystem gesteuert werden. Ein VK kann kleinen und mittelgroßen regenerativen Erzeugungsanlagen die Teilnahme am Strommarkt oder an der Erbringung von Netzdienstleistungen ermöglichen. Dadurch können der Anteil an und die Erträge von

erneuerbaren Energien erheblich gesteigert werden. Das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem für virtuelle Kraftwerke von ABB ermöglicht Betreibern nicht nur den Betrieb ihrer VKs in Echtzeit, sondern bietet ihnen auch die Möglichkeit, ihre Anlagen entsprechend ihren eigenen Bedürfnissen kostenoptimiert zu betreiben.



Mögliche VK-Erzeugungsanlagen umfassen nahezu das gesamte technische Spektrum der Stromerzeugung: Biogas, Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), BHKWs (Blockheizkraftwerke), Wind, Solar, Wasserkraft, Power-to-Heat, Dieselmotoren und fossile Brennstoffe. VKs bündeln die Produktion Hunderter kleiner und mittelgroßer regenerativer Erzeugungsanlagen in einem großen virtuellen Kraftwerk, das über die notwendige Größe und Flexibilität verfügt, um am Strommarkt – insbesondere an der lukrativen Erbringung von Systemdienstleistungen – teilzunehmen.

Darüber hinaus können in VKs Energiespeicherlösungen verschiedener Art wie Batterien, Wärme-, Druckluft- oder Pumpspeicher zum Einsatz kommen. Und zu guter Letzt können auch Verbraucher in die VK-Topologie eingebunden werden, z. B. indem sie ihre Prozesse an die aktuelle Bedarfssituation anpassen oder ihre Produktionslast verschieben → 1.

Generell verfolgt ein VK drei Ziele: das Erzielen besserer Preise für die erzeugte Energie auf den Spot- und Derivatemarkt

**Titelbild**

Wie können virtuelle Kraftwerke die Integration regenerativer und dezentraler Erzeugungsanlagen unterstützen?

## VKs bündeln die Produktion Hunderter kleiner und mittelgroßer regenerativer Erzeugungsanlagen in einem großen virtuellen Kraftwerk, das über die notwendige Größe und Flexibilität verfügt, um am Strommarkt teilzunehmen.

ten, die Teilnahme am Regelenergiemarkt und die Optimierung der eigenen Produktion und des eigenen Verbrauchs.

**Märkte**

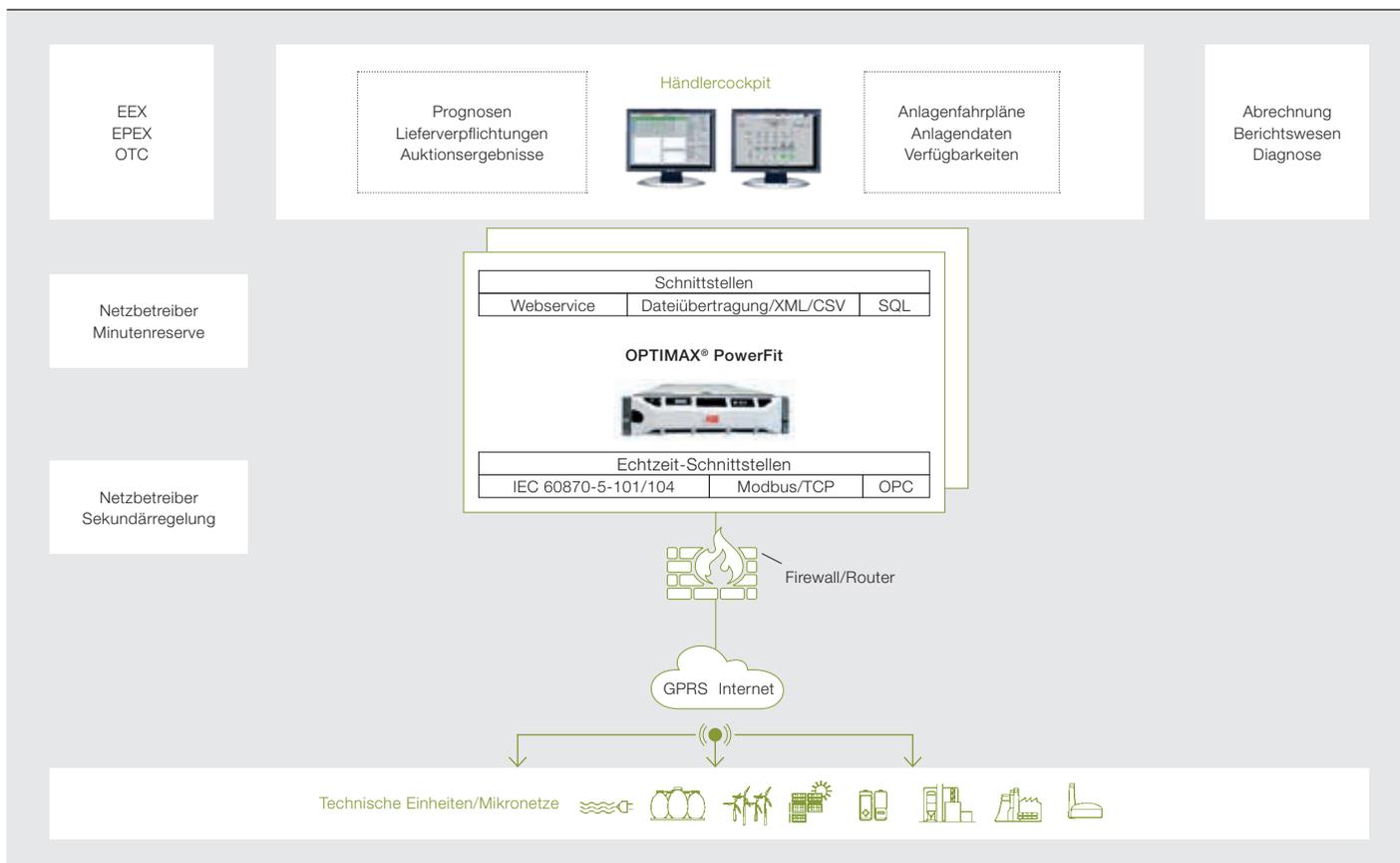
Eine der Hauptherausforderungen beim Betrieb eines VKs besteht darin, die Leistung möglichst gewinnbringend auf den verschiedenen Energiemärkten zu platzieren.

Der erste Schritt dazu besteht darin, die verfügbaren Kapazitäten im VK, die voraussichtliche Produktion an Regenerativstrom, den zu erwartenden Leistungsbedarf und die langfristigen Verpflichtungen zu bestimmen. Diese Informationen werden dann an ein Marktoptimierungssystem weitergegeben, das die verfügbaren Erzeugungskapazitäten des VKs auf die verschiedenen Energiemärkte verteilt.

Energiehandel findet auf drei verschiedenen Märkten statt: dem Regelenergiemarkt, dem Spotmarkt und dem Derivatemarkt. Darüber hinaus gibt es den außerbörslichen Over-the-Counter-Handel (OTC), bei dem Verträge bilateral ausgehandelt werden. Dieser Artikel befasst sich mit den Möglichkeiten für VK auf dem liberalisierten Energiemarkt und nutzt den deutschen Energiemarkt und die europäische Energiebörse (EEX) als Referenz. Die dargestellten Konzepte gelten jedoch ebenso für die meisten internationalen Stromnetze und Energiemärkte.

**Der Regelenergiemarkt**

Die Voraussetzung für einen stabilen Stromnetzbetrieb ist ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Kommt es zu einem Ungleichgewicht, wird sogenannte Regelleistung eingespeist. Das Ziel der Regelleistung ist es, die Frequenz von 50 Hz innerhalb einer bestimmten Toleranz zu halten und regionale Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen.



Ein VK verfolgt drei Ziele: das Erzielen besserer Preise für die erzeugte Energie auf den Spot- und Derivatemärkten, die Teilnahme am Regelenergiemarkt und die Optimierung der eigenen Produktion und des eigenen Verbrauchs.

Dazu gibt es drei Arten von Regelleistung, die dynamisch miteinander interagieren: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve.

Die Regelleistung wird von Systemdienstleistungsanbietern bereitgestellt, die auf Angebotsanfragen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) reagieren. Bevor ein VK-Betreiber auf diesem Regelenergiemarkt ein Angebot abgeben kann, müssen sich alle seine Erzeugungsanlagen einer Präqualifizierung durch den ÜNB unterziehen.

Früher waren konventionelle Kraftwerke die einzige Quelle für Regelenergie. Mittlerweile kann ein VK mehrere kleinere Erzeugungsanlagen miteinander koppeln, um die Mindestgröße zu erreichen, die zur Abgabe von Angeboten auf dem Regelenergiemarkt erforderlich ist. In der Regel bieten die VK-Betreiber eine bestimmte Menge an Regelenergie an, die von Marktagenten auf dem Energiemarkt platziert wird.

**Der europäische Spotmarkt**

Der europäische Spotmarkt EPEX bietet zwei Möglichkeiten für den kurzfristigen Handel mit Energie: den Day-Ahead-

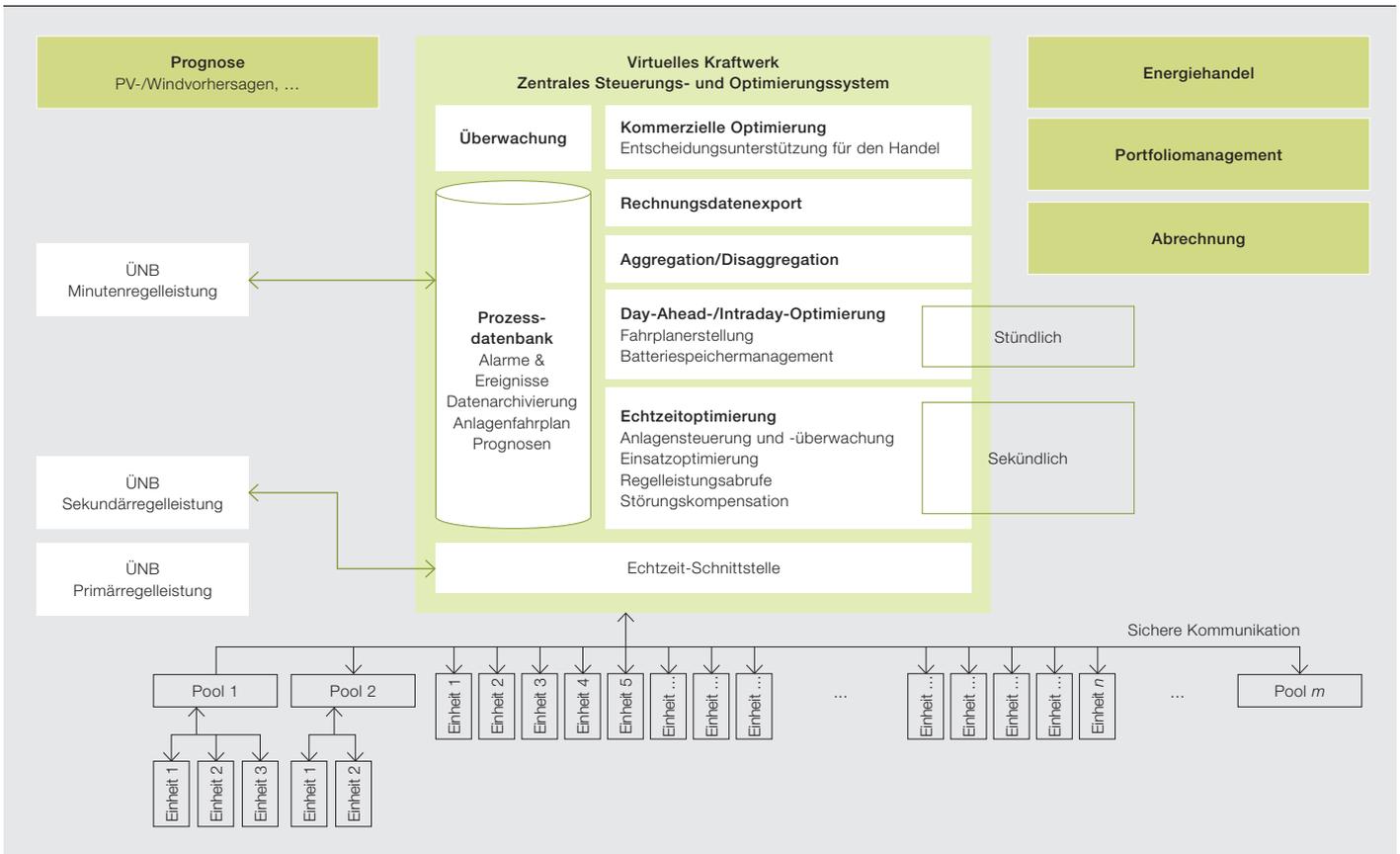
Markt und den Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt wird Strom in Blöcken von einzelnen oder mehreren Stunden zur Lieferung am Folgetag gehandelt. Die tägliche Auktion findet an jedem Tag des Jahres einschließlich Feiertagen um 12 Uhr mittags statt. Beim Intraday-Handel wird Strom zur Lieferung am selben Tag oder dem Folgetag in einzelnen Stunden, Viertelstunden oder Stundenblöcken gehandelt.

**Der Derivatemarkt**

Der dritte Markt ist der Derivatemarkt (Strom-Terminmarkt) der EEX. Auf diesem Markt können Broker Termingeschäfte (Futures) und Optionen auf Strom-Futures finanziell erfüllen. Der Derivatemarkt wird häufig zur Absicherung gegen die Preisschwankungen auf dem Spotmarkt genutzt.

**Optimaler Betrieb von VKs**

Wie die bisherigen Ausführungen zeigen, muss der Betreiber eines VKs nicht nur einen klaren Überblick und eine umfassende Kontrolle über seine Erzeugungsanlagen haben, sondern auch über Möglichkeiten für ein kosteneffektives Management der kommerzielle Seite des Geschäfts verfügen → 1. Das zentrale



Steuerungs- und Optimierungssystem von ABB liefert die Grundlage dafür. Es verbindet die dezentralen Anlagen und optimiert den Betrieb, die Planung und die kommerziellen Aspekte → 2.

Dabei muss das Leitsystem eine hohe Verfügbarkeit besitzen, um die strengen Anforderungen für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu erfüllen. Außerdem müssen sämtliche betrieblichen Optimierungsergebnisse in Echtzeit zur Verfügung stehen.

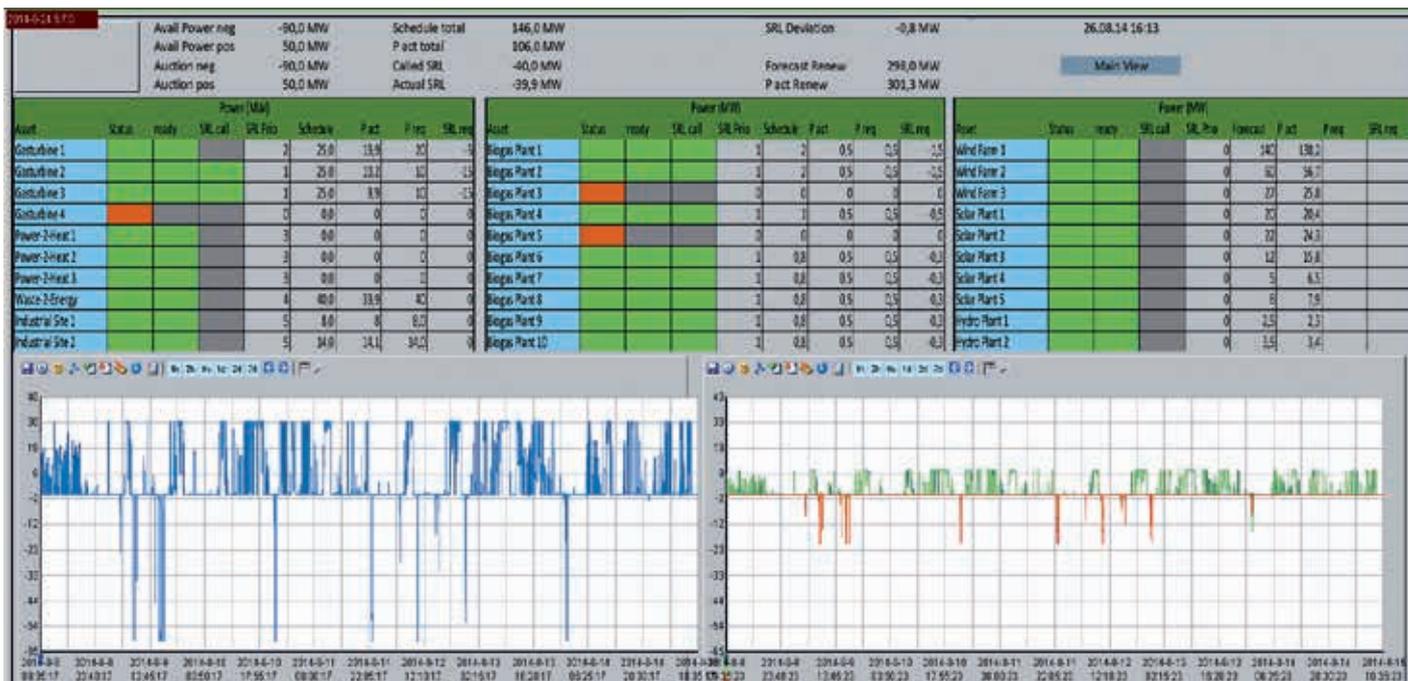
VK-Betreiber stehen häufig vor der Herausforderung eines schnell wachsenden Anlagenbestands. Daher ist es wichtig, dass das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem skalierbar ist, damit es binnen kurzer Zeit von einem Pool mit einigen wenigen Einheiten auf einen Pool mit mehreren Tausend Einheiten mitwachsen kann. Bei einer der Installationen von ABB wuchs der installierte Bestand des Kunden in weniger als drei Jahren von 20 auf über 2.800 Einheiten. Da sämtliche erforderliche Soft- und Hardware im laufenden Betrieb ausgetauscht werden konnte, war ABB in der Lage, alle neuen Einheiten ohne Unterbrechung des Betriebs einzubinden.

Da die Kommunikation mit den dezentralen Anlagen auf drahtlosen Verbindungen basiert, müssen bei der Übertragung von Sollwerten und Befehlen zur Regelleistungsabgabe vom Leitsystem an die Einheiten im Feld höchste Standards in puncto Informationssicherheit eingehalten werden. Um dies zu gewährleisten, werden die Anlagen – bzw. Pools von lokalen Anlagen – mit Fernwirk-einheiten ausgerüstet, die VPN-Tunnel nutzen, um Signale über private GSM- oder verschlüsselte Internetverbindungen zu übertragen → 2.

Bei der Optimierung der kommerziellen Seite des Systems werden die Prognosen für die regenerative Erzeugung, die eingegangenen langfristigen Verpflichtungen, der Leistungsbedarf und die verfügbaren Kapazitäten der Anlagen zusammengeführt. Auf diese Weise bekommt der VK-Betreiber einen Überblick über die verfügbaren Kapazitäten und die Grenzkosten. Auf der Grundlage dieser Informationen werden der zuständigen Abteilung optimale Angebotsstrategien für die verschiedenen Strommärkte vorgeschlagen, die dann entsprechende Angebote bei den Energiemärkten abgibt. Erfolgreiche Angebote, d. h. Stromlieferungen und

Das System von ABB liefert dem Betreiber einen klaren Überblick über die Erzeugungsanlagen und ermöglicht ein kosteneffektives Management der kommerziellen Seite des Geschäfts.

4 Regelleistungsabrufe werden auf die verfügbaren Einheiten verteilt: Gesamtabrufe (unten links), positive Abrufe in grün und negative Abrufe in rot (unten rechts)



Da die Kommunikation mit den dezentralen Anlagen auf drahtlosen Verbindungen basiert, müssen höchste Sicherheitsstandards eingehalten werden.

Verpflichtungen zur Erbringung von Netzdienstleistungen, werden an das Steuerungs- und Optimierungssystem zurück gemeldet, das daraufhin unter Berücksichtigung aller aktuellen Einschränkungen und Störungen die notwendigen Fahrpläne für die Erzeugungseinheiten generiert → 3.

Dabei werden auch einzeln eingehende Abrufe von Regelleistung berücksichtigt, die in die Ermittlung der optimalen Sollwerte für alle betreffenden Einheiten einfließen → 4.

Die von ABB bereitgestellten standardisierten offenen Schnittstellen erleichtern dem VK-Betreiber die Integration des Leitsystems in die IT-Landschaft und die Automatisierung des Informations- und Signalfusses von der Feldebene auf die Energiemanagementebene → 2.

Die ABB-Lösung nutzt ein mathematisches Optimierungsprogramm zur Verteilung der optimalen Sollwerte in Echtzeit. Anlageneigenschaften wie Leistungsgrenzen, Störungen oder Fahrplanabweichungen werden online erfasst und direkt in die Steuerung der Anlagen einbezogen. Auf diese Weise sorgt das Optimierungsprogramm dafür, dass das VK stets mit der bestmöglichen Konfiguration betrieben wird.

Mit ihrem Lösungsangebot deckt ABB sämtliche Aspekte und Anforderungen für einen optimalen VK-Betrieb ab. Das zentrale Steuerungs- und Optimierungsprogramm läuft redundant auf Servern, die sich in geografisch verteilten Rechenzentren befinden. Damit ist ABB in der Lage, die hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten, die für ein Leitsystem in einer solch hochkritischen Umgebung unerlässlich ist.

Angesichts der weltweit zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energiequellen wird die Rolle von VKs in der regenerativen Erzeugung an Bedeutung gewinnen. Da die möglichst optimale Erzeugung von Strom, Abstimmung mit dem Bedarf und möglichst kosteneffektive Vermarktung immer komplexer werden, wird das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem von ABB ein wichtiges Werkzeug für VK-Betreiber bleiben.

**Sleman Saliba**  
 ABB Power Systems, Power Generation  
 Mannheim, Deutschland  
 sleman.saliba@de.abb.com



# Potenzielle Verbesserung

Übertragungstechnologien zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien

ROLF GRUNBAUM, SIMON VOGELSANGER, ANDERS GUSTAFSSON, JANISSA AREVALO – Seit einigen Jahren haben Hochspannungs-Übertragungsnetze mit bisher nicht dagewesenen Herausforderungen zu kämpfen. Diese sind vor allem auf die Liberalisierung des Marktes, die rasche Zunahme des Leistungstransports zwischen Versorgungsunternehmen sowie wirtschaftliche und ökologische Bedenken gegen den Bau neuer Übertragungsleitungen zurückzuführen. Die Integration erneuerbarer Energien (EE) – z. B. von entlegenen Offshore-Windparks – im großen Maßstab erschwert die Regelung des Lastflusses und die Sicherung der Stabilität zusätzlich – besonders in Zeiten mit starkem Wind oder intensiver Sonneneinstrahlung und geringem Verbrauch. Diese Herausforderungen können mit Produkten wie den flexiblen Drehstrom-Übertragungssystemen (FACTS) und der HGÜ-Technologie (Hochspannungs-Gleichstromübertragung) von ABB bewältigt werden, die die Übertragung größerer Leistungen auf äußerst flexible, kontrollierbare und stabile Weise ermöglichen.



**T**heoretisch können Einschränkungen bei der Übertragungskapazität oder der Lastflussregelung durch den Bau zusätzlicher Übertragungs- und/oder Erzeugungsanlagen umgangen werden. Mithilfe der FACTS-Produkte von ABB lassen sich die gleichen Ziele ohne umfangreiche Ausbaumaßnahmen erreichen, während die HGÜ-Technologie eine ideale Ergänzung zur Bewältigung anspruchsvoller Übertragungsaufgaben darstellt.

FACTS-Lösungen bieten sich immer dann an, wenn eine schnelle Reaktion, häufige Veränderungen der Leistungsabgabe oder eine kontinuierliche Anpassung der Ausgangsleistung gefordert sind. Die wichtigsten Elemente der FACTS-Familie sind:

- Statische Blindleistungskompensatoren (Static Var Compensators), SVCs)
- Reihenkondensatoren (Series Capacitors, SCs)
- Statische synchrone Kompensatoren (STATCOM) vom Typ SVC Light® und PCS 6000

### Statische Blindleistungskompensatoren

Ein SVC ermöglicht eine schnelle Regelung der Netzspannung auf einen bestimmten Sollwert. Nach einem Vorfall im Stromnetz – z. B. einem Kurzschluss oder einem Leitungs- oder Generatorausfall – kann der SVC schnell dynamische Blindleistung bereitstellen. Darüber kann ein SVC zur Erhöhung der Übertragungskapazität, Senkung der Verluste, Milderung von Wirkleistungspendelungen und Verhinderung von Überspannungen bei Lastverlust eingesetzt werden. Dank seiner Fähigkeit zur schnellen Bereitstellung von Blindleistung eignet sich der SVC zur:

- Statischen und dynamischen Spannungsregelung für eine bessere Leistungsübertragung und geringere Spannungsschwankungen
- Verbesserung der synchronen Stabilität für eine höhere Winkelstabilität und bessere Dämpfung von Leistungspendelungen
- Verbesserung der Stromqualität in Netzen mit großen industriellen Verbrauchern

ABB hat kürzlich zwei SVCs mit je  $\pm 250$  MVar im norwegischen 420/300-kV-Übertragungsnetz implementiert. Die Systeme wurden in den Unterstationen von Viklandet und Tunnsjødal installiert, um die Leistungsaufnahmekapazität in der Region um bis zu 400 MW zu erhöhen.

### Reihenkondensatoren

Die Reihen- oder Serienkompensation in Übertragungsnetzen mittels Kondensatoren bietet mehrere Vorteile:

- Erhöhung der Wirkleistungsübertragung ohne Beeinträchtigung der Winkel- und Spannungsstabilität

- Verbesserung der Winkel- und Spannungsstabilität für eine bestimmte Übertragungsleistung
- Senkung der Übertragungsverluste in vielen Fällen
- Verringerung der notwendigen Anzahl von Übertragungsleitungen

Damit die Reihenkompensation als integraler Bestandteil eines Stromnetzes funktioniert, sind entsprechende Steuerungs-, Schutz- und Überwachungsmaßnahmen erforderlich. Und da der Reihenkondensator auf demselben Spannungsniveau wie der Rest des Systems arbeitet, muss er vollständig vom Erdpotenzial isoliert sein.

Die Hauptschutzeinrichtung im Reihenkondensator ist ein Varistor – üblicherweise auf Zinkoxid-(ZnO-)Basis –, der die Spannung über dem Kondensator auf einen sicheren Wert begrenzt und gegen Kurzschlussströme schützt. Ist der Varistor nicht in der Lage, einen übermäßigen Fehlerstrom aufzunehmen, wird häufig eine schnelle Schutzeinrichtung verwendet, um den Reihenkondensator zu umgehen.

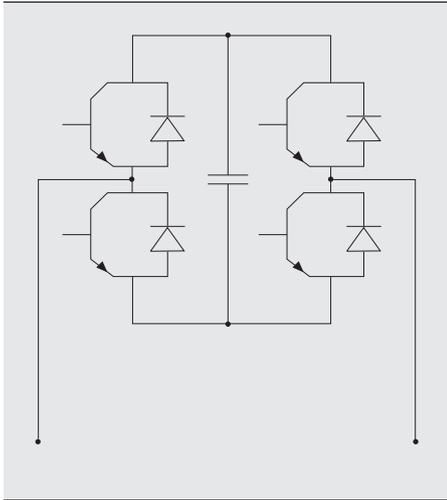
Der finnische Übertragungsnetzbetreiber Fingrid hat ABB damit beauftragt, zwei solche Reihenkondensatoren (mit 301 und 369 MVar) zu installieren, um die Erfüllung interner Übertragungsanforderungen zu unterstützen, die Netzstabilität zu verbessern und die Kapazität des Exportkorridors nach Schweden um 200 MW zu erhöhen → 1.

### SVC Light

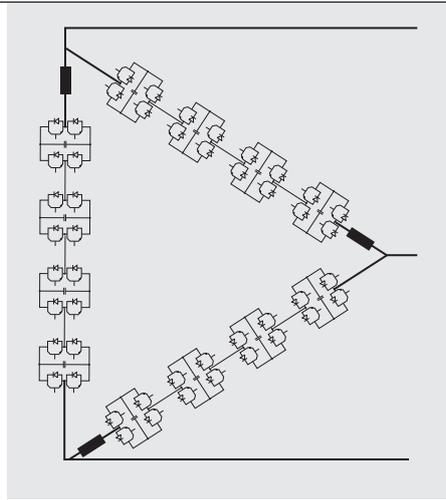
SVC Light ist ein STATCOM (statischer synchroner Kompensator) auf der Basis eines modularen, mehrstufigen Spannungszwi-

#### Titelbild

Wie können die FACTS- und HGÜ-Technologien von ABB dabei helfen, die Übertragungskapazität von Stromnetzen zu erhöhen? Das Bild zeigt den SVC in der 400-kV-Unterstation Viklandet in Norwegen.



2a H-Brücken-Zelle mit IGBTs (eine Phase)



2b Dreiphasige Verkettung von H-Brücken

schenkreis-Umrichterkonzepts (VSC) in verketteter (Chain-Link) Anordnung, das an Stromnetzanwendungen angepasst wurde. Das System ist in der Lage, auf äußerst dynamische Weise Blindleistung in das Netz einzuspeisen, und kann z.B. schwache Netze unterstützen, die Verfügbarkeit großer Windparks unter schwankenden Netzbedingungen verbessern und Netze in warmen Ländern entlasten, die eine große Anzahl von Klimaanlagen speisen.

Ein zentraler Bestandteil von SVC Light sind IGBTs (Insulated-Gate Bipolar Transistors). Die mehrstufige Chain-Link-Lösung besteht aus in Reihe geschalteten H-Brücken-Modulen, die jeweils einen Phasenzweig bilden → 2.

SVC Light ist für Systemspannungen bis 69 kV und Umrichter-Nennleistungen bis ±360 MVar erhältlich → 3. Für höhere Spannungen wird SVC Light über einen Abspanntransformator an das Netz angebunden.

Der größte chilenische Übertragungsnetzbetreiber und -eigentümer Transelec S.A. setzt ebenfalls auf SVC Light, um die dynamische Stabilität und Kapazität seines Netzes zu erhöhen. Das für 65 MVar induktiv bis 140 MVar kapazitiv bei 220 kV ausgelegte System ist in der stark belasteten 220-kV-Unterstation Cerro Navia in Santiago de Chile installiert. Neben der Erhöhung der Kapazität reguliert das SVC Light-System die Netzspannung von 220 kV unter statischen und Störbedingungen und sorgt für eine schnelle Bereitstellung dynamischer Blindleistung nach Vorfällen im Stromnetz.

### PCS 6000 STATCOM für die Offshore-Übertragung

Da auf See – besonders am Nachmittag, wenn der Stromverbrauch hoch ist – oft starker Wind weht, werden immer mehr Windparks vor der Küste gebaut.

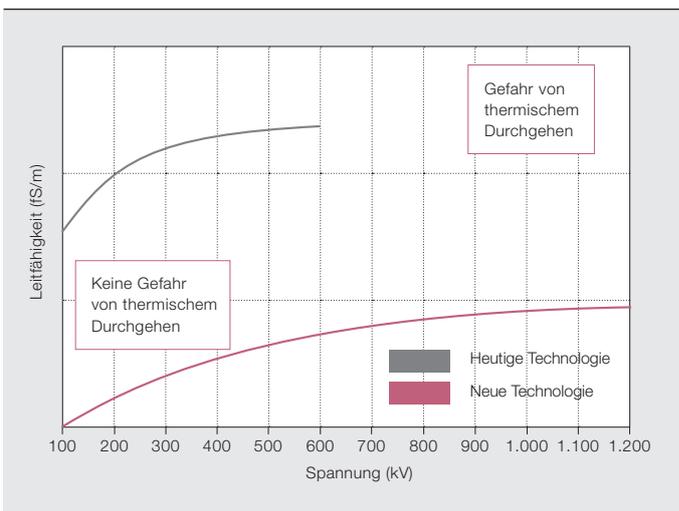
Bei Offshore-Windenergieanlagen wird der Strom über eine Transformatorplattform und ein Drehstromkabel an Land transportiert, wo die Spannung hochtransformiert und der Strom in das Netz eingespeist wird. Aufgrund der großen Entfernung zwischen den Erzeugungsanlagen und dem Hauptteil des Netzes können Stabilitäts- und Zuverlässigkeitsprobleme auftreten, weshalb die Netzbetreiber ihre Anforderungen für den Netzanschluss (die sogenannten Grid Codes) – besonders im Hinblick auf Blindleistung, Spannungsregelung und die Netzstützung bei temporären Spannungseinbrüchen – zunehmend verschärfen.

Anders als herkömmliche, mechanisch geschaltete Blindleistungskomponenten wie Kondensatoren und Drosselbänke sind FACTS in der Lage, die schnelle, dynamische Spannungsregelung bereitzustellen, die zur Einhaltung der Grid Codes erforderlich ist.

Neben der üblichen Reaktanz des Netzes besitzen die Transformatoren und Kabel von Windparks eine eigene Reaktanz, die mit der Wirkleistungsabgabe variiert. Auch diese zusätzlichen, variablen Blindleistungsquellen müssen kompensiert werden, was mit dem PCS 6000 STATCOM von ABB erreicht werden kann.



Damit die Reihen-kompensation als integraler Bestandteil eines Stromnetzes funktioniert, sind entsprechende Steuerungs-, Schutz- und Überwachungsmaßnahmen erforderlich.



## Der PCS 6000 sichert die Einhaltung von Grid Codes und ermöglicht einen dynamischen Leistungsausgleich für jeden Windpark.

Der PCS 6000 sichert die Einhaltung von Grid Codes und ermöglicht einen dynamischen Leistungsausgleich für jeden Windpark. Er ist als kompaktes, modulares System für Anwendungen bis 38 MVar pro Einheit ausgelegt, wobei höhere Leistungsanforderungen durch einfache Parallelschaltung mehrerer Einheiten erfüllt werden können. Mehr als 20 Systeme vom Typ PCS 6000 sind bereits in verschiedenen Windparks im Einsatz.

Während SVCs, Reihen Kondensatoren und STATCOM-Systeme die Drehstromübertragung verbessern, vereinfacht die HGÜ-Technologie von ABB die Gleichstromübertragung.

### HVDC Light (selbstgeführte HGÜ)

Die HGÜ ermöglicht die kostengünstige Übertragung großer Leistungsmengen per Freileitung über Entfernungen von mehr als 600 km und per Erd- oder Seekabel über Entfernungen von 50 bis 100 km. Es gibt aber noch viele weitere Gründe, die die HGÜ (insbesondere selbstgeführte Technologien wie HVDC Light von ABB) zur einer idealen Ergänzung für die sich entwickelnden Drehstromnetze machen. HVDC Light-Systeme zeichnen sich z. B. durch neutrale elektromagnetische Felder, ölfreie Kabel und kompakte Umrichterstationen aus. Darüber hinaus unterstützen sie die Integration erneuerbarer Energien durch die schnelle (unabhängige) Regelung von Wirk- und Blindleistung, die Bereitstellung von Spannungsunterstützung und die Verbesserung der Stromqualität. Weitere Vorteile wie Schwarzstartfähigkeit und die Möglichkeit zum Anschluss an schwache Drehstromnetze machen HVDC Light besonders attraktiv für die Kopplung von Stromnetzen und die Versorgung isolierter Systeme oder

städtischer Ballungszentren. Starke Übertragungsverbindungen senken die Variabilität und tragen durch die glättende Wirkung über einen großen geografischen Bereich zu einer genaueren Vorhersage der regenerativen Erzeugung bei.

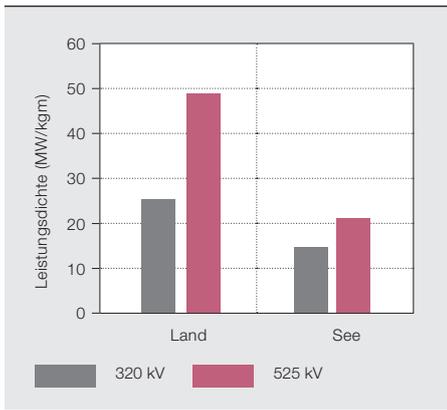
### HVDC Light – höchste Spannung und längstes Kabel

Mit der 500-kV-Leitung am Skagerrak zwischen Norwegen und Dänemark hat ABB kürzlich einen neuen Spannungsrekord für HVDC Light aufgestellt. Alle vier Leitungen des Skagerrak-Systems wurden von ABB bereitgestellt: Skagerrak 1 und 2 in den 1970er Jahren, Skagerrak 3 im Jahr 1993 und nun Skagerrak 4. Die 240 km lange Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 1.700 MW ermöglicht die Nutzung von Wasserkraft- und Pumpspeicherwerken in Norwegen zum Ausgleich der Windenergieerzeugung in Dänemark.

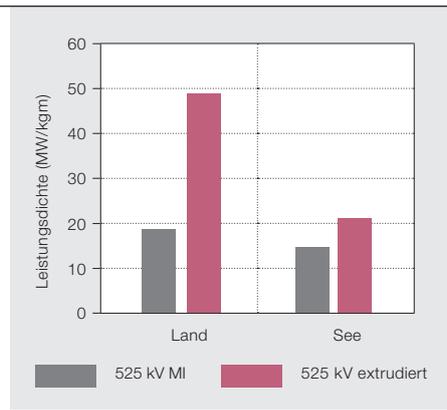
Skagerrak 4 umfasst zwei VSC-Stationen mit 700 MW. Die neue Verbindung wird zweipolig mit der Leitung Skagerrak 3 betrieben, die auf klassischer HGÜ-Technik mit netzgeführten Umrichtern basiert. Damit wurden erstmals die beiden Technologien in einer zweipoligen Konfiguration zusammengeführt. Die unterschiedlichen Verfahren zur Umkehr des Leistungsflusses bei beiden Technologien werden mithilfe des fortschrittlichen ABB MACH-Leitsystems bewältigt.

ABB wird auch das weltweit längste extrudierte HGÜ-Kabel für die NordBalt-Verbindung zwischen Schweden und Litauen liefern. NordBalt (300 V/700 MW) umfasst ein Kabelpaar mit einer Länge von 53 km über Land und 400 km auf dem Grund der Ost-

## 6 Vergleich der Leistungsdichte für das 525-kV-Kabelsystem



6a Mit einem extrudierten 320-kV-DC-Kabelsystem; Vergleich für 1,5 GW oder weniger (525 kV Al, 320 kV Cu)



6b Mit einem masseimprägnierten Kabel (Al-Leiter)

see. Die Kabeltrasse verläuft durch ehemals verminte Gebiete und Munitionsversenkungsgebiete sowie durch ein Natura 2000-Naturschutzgebiet auf litauischer Seite. Die Verbindung soll die Stromversorgung und Energiesicherheit auf beiden Seiten der Ostsee stärken und den wachsenden baltischen Strommarkt mit dem skandinavischen Markt verbinden.

### Ein neues, leistungsfähigeres Kabelsystem

Extrudierte HGÜ-Kabel eignen sich besonders zur effizienten Stromübertragung durch bewohnte oder ökologisch sensible Gebiete sowie für den Einsatz an der Küste und auf offener See.

ABB hat ein 525-kV-Gleichstromkabelsystem mit einer Nennleistung von deutlich über 2 GW für See- und Erdkabelanwendungen entwickelt und erfolgreich getestet. Das innovative System umfasst ein neues DC-Isoliermaterial aus vernetztem Polyethylen (VPE/XLPE), einen öl- und porzellanfreien Endverschluss auf Basis der ABB-Technologie für Durchführungen, eine Muffe für die Erdverlegung sowie eine flexible Muffe für die Verlegung unter Wasser. Das neue 525-kV-HGÜ-Kabelsystem eröffnet interessante Möglichkeiten für die Zukunft der Stromübertragung und stellt einen wichtigen Schritt zur Realisierung eines Gleichstromnetzes für die Integration von Energiemärkten und die umfangreichere Nutzung erneuerbarer Energien dar → 4. Ein einziges 525-kV-HGÜ-Kabelpaar – jedes der Kabel hat den Durchmesser einer Compact Disc – ist in der Lage, genügend Strom aus großen Offshore-Windparks zu transportieren, um zwei Millionen Haushalte zu versorgen.

Ein guter Isolierstoff für HGÜ-Kabel sollte eine geringe Gleichstromleitfähigkeit besitzen, um thermische Verluste zu vermeiden. Die Leitfähigkeit von Isolierstoffen steigt mit der elektrischen Feldstärke und der Temperatur. Somit nimmt bei einer höheren Leitfähigkeit auch die Gefahr eines thermischen Durchgehens und elektrischen Versagens zu. → 5 zeigt einen Vergleich der Leitfähigkeit des neuen Kabels mit anderen Kabeln. Bei der bisherigen Technologie steigt das Risiko eines thermischen Durchgehens, wenn die Prüfspannung 600 kV überschreitet, während das Risiko bei der neuen Technologie auch bei weitaus höheren Spannungen vernachlässigbar bleibt.

Die neuen Endverschlüsse basieren auf der HGÜ-Durchführungstechnologie von ABB. Der verwendete Isolator aus Polymer-Verbundwerkstoff bietet dank splitterfreier Explosionseigenschaften eine maximale Sicherheit. Erreicht wird dies durch Elastomerelemente (Adapter und Wickelkeule) – einschließlich eines Materials mit hohen nichtlinearen elektrischen Eigenschaften und geometrischen Elementen.

Das extrudierte Gleichstrom-Kabelsystem für 525 kV ist in der Lage, 50 % mehr Leistung über extreme Entfernungen zu übertragen als bisherige Lösungen (z. B. das extrudierte DC-System für 320 kV). Die Technologie ermöglicht ein äußerst geringes Kabelgewicht pro Megawatt installierter Übertragungskapazität, während die höheren Spannungen für eine zuverlässige Übertragung mit geringen Energieverlusten sorgen.

Im Vergleich zum 320-kV-Spannungsniveau ist die übertragene Leistung, ausgedrückt in MW/kgm (Leistung pro Kilogramm auf einem Meter Kabel), bei einem Landkabel etwa doppelt so hoch und bei einem Seekabel um 50 % höher → 6a.

Im Vergleich zu „klassischen“ HGÜ-Kabeln, deren Isolierung aus mit einem hochviskosen Öl imprägniertem Papier besteht, (sogenannte masseimprägnierte oder MI-Kabel) ist das extrudierte DC-Kabelsystem im Hinblick auf die Leistung pro Kilogramm und Meter Kabel im Vorteil → 6b. Auch die für die Verbindung der Kabel erforderliche Zeit ist bei extrudierten Kabeln erheblich kürzer als bei MI-Kabeln.

Bei den erneuerbaren Energien zeichnet sich ein ebenso deutlicher wie starker Trend zum Bau von immer mehr und immer größeren Erzeugungsanlagen ab. FACTS und HGÜ-Technologien helfen dabei, die Realisierung miteinander gekoppelter, flexibler und zuverlässiger Stromnetze zu unterstützen. Es stehen bereits viele innovative und hoch entwickelte Produkte zur Verfügung, um die mit der Integration erneuerbarer Energien verbundenen Herausforderungen zu bewältigen und die Flexibilität und Effizienz zu erreichen, die erforderlich ist, um dem wachsenden weltweiten Energiebedarf zu begegnen. Neue Technologien und Produkte, wie die 500-kV-VSC-Umrichterstationen oder das neue extrudierte 525-kV-HGÜ-Kabel von ABB, eröffnen dabei neue Möglichkeiten. Fortschritte wie diese unterstreichen den Anspruch von ABB, die Entwicklung und Nutzung von Stromübertragungstechnologien weiterhin anzuführen.

#### Rolf Grunbaum

ABB Power Systems, FACTS  
Västerås, Schweden  
rolf.grunbaum@se.abb.com

#### Simon Vogelsanger

ABB Power Systems, FACTS  
Turgi, Schweiz  
simon.vogelsanger@ch.abb.com

#### Anders Gustafsson

ABB Power Systems, High Voltage Cables  
Karlskrona, Schweden  
anders.h.gustafsson@se.abb.com

#### Janissa Arevalo

ABB Smart Grids Industry Sector Initiative  
Zürich, Schweiz  
janissa.arevalo@de.abb.com



# Ohne Höhen und Tiefen

Erhöhung der Netzkapazität zum Anschluss erneuerbarer Energien

MARTIN CARLEN, ADAM SLUPINSKI, FRANK CORNELIUS – „I see problems down the line, I know that I'm right“, heißt es in einem Lied von José González. Dies mag zwar auf einige Situationen zutreffen, doch was Stromleitungen angeht, verhindert der Längsspannungsregler von ABB Probleme, indem er die Spannung automatisch auf ein normales Niveau regelt und das Verteilnetz „intelligenter“ macht. Viele Länder haben sich vorgenommen, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Besonders im Fokus stehen dabei die Wind- und Solarenergie. Durch den Wandel

von einer traditionellen zentralen Erzeugung zu einer dezentralen lokalen Erzeugung verändern sich auch die Bedingungen in den Stromnetzen. So kann es in den Verteilnetzen nicht nur zu lastbedingten Spannungsabfällen, sondern auch zu erzeugungsbedingten Spannungsanstiegen und somit zu großen Spannungsschwankungen kommen. Ein Längsspannungsregler ist in der Lage, diese Schwankungen auszugleichen, was bedeutet, dass Herr González zumindest im Hinblick auf erneuerbare Energien im Stromnetz falsch liegt.



Da die erzeugte Leistung höher ist als die Lastleistung, kann die Spannung stark ansteigen und das zulässige Spannungsband überschreiten.

Ende 2014 lag die installierte Erzeugungskapazität in Deutschland bei rund 195 GW. Davon entfielen mit jeweils 38 GW fast 20 % auf die Windenergie und die Photovoltaik (PV). An sonnigen und windigen Wochenenden werden bis zu 80 % des Stroms aus erneuerbaren Ressourcen erzeugt. Das Ziel der Regierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix von derzeit 27 % bis 2030 auf 50 % und bis 2050 auf 80 % zu erhöhen.

Dank der beschlossenen Energiewende ist Deutschland beim Umstieg von der traditionellen Stromerzeugung auf erneuerbare Energien führend, doch viele andere Länder folgen diesem Beispiel. Was die Investitionen in erneuerbare Energien angeht, ist China Spitzenreiter. Dort übertrifft die Kapazität der erneuerbaren Energien mittlerweile die der neu gebauten

fossil befeuerten Kraftwerke und Kernkraftwerke. In den USA haben sich mehrere Bundesstaaten verbindliche Ziele für einen prozentualen Anteil regenerativer Erzeugung gesetzt. So will der Staat New York bis 2015 30 % und Kalifornien bis

2020 33 % erreichen. Ende 2014 lag die weltweit installierte Windenergiekapazität bei über 350 GW und die weltweite PV-Kapazität bei über 180 GW.

## Traditionelle Verteilnetze sind nicht für eine dezentrale Einspeisung ausgelegt, die manchmal wesentlich höher sein kann als die Lastleistung.

Im Gegensatz zu großen zentralisierten Kraftwerken speisen viele der regenerativen Erzeugungsanlagen ihren Strom in das lokale Verteilnetz ein – entweder auf der Niederspannungsebene (hauptsäch-

lich PV-Anlagen) oder auf der Mittelspannungsebene (hauptsächlich Windenergieanlagen). Traditionelle Verteilnetze sind darauf ausgelegt, den aktuellen und zukünftigen Leistungsfluss zu den angeschlossenen Verbrauchern zu bewältigen, nicht aber für eine

dezentrale Einspeisung, die manchmal wesentlich höher sein kann als die Lastleistung.

Besonders in ländlichen Gegenden kann die von Windenergie- oder PV-Anlagen erzeugte Leistung die geplante Lastleistung schnell um den Faktor 2 oder 3 übersteigen und sogar den zehnfachen Wert erreichen. Anstatt eines Spannungsabfalls entlang der Leitung zwischen Transformator und Verbraucher kommt es zu einem Spannungsanstieg in der Nähe des Erzeugers. In vielen Fällen stellt die Strombelastbarkeit oder thermische Begrenzung der vorhandenen Kabel oder

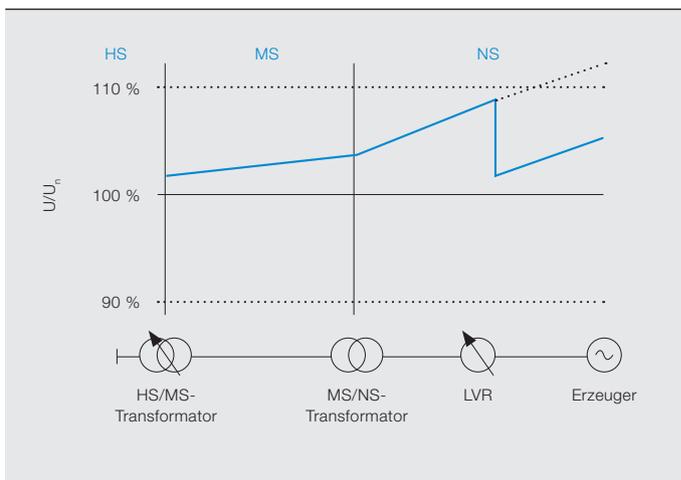
### Titelbild

Ein NS-Längsspannungsregler, installiert zwischen dem von mehreren Kunden genutzten Verteiltransformator und dem PV-Wechselrichter

## 1 Verfügbares Spannungsband im MS- und NS-Verteilnetz für einen Spannungsabfall oder -anstieg



## 2 Spannungsanstieg durch Einspeisung eines lokalen Erzeugers und Absenkung der Spannung durch einen Längsspannungsregler (LVR)



Es gibt verschiedene Lösungen für das Problem des Spannungsanstiegs. Welche am wirtschaftlichsten ist, hängt vom jeweiligen Fall ab.

Freileitungen kein Problem dar. Doch da die erzeugte Leistung höher ist als die Lastleistung, kann die Spannung stark ansteigen und das zulässige Spannungsband überschreiten. Dies kann dazu führen, dass der Erzeuger abgeschaltet werden muss.

Es gibt verschiedene Lösungen für das Problem des Spannungsanstiegs wie den Ausbau des Netzes, die Installation eines Spannungsreglers oder den Einsatz von Blindleistung. Welche Lösung am wirtschaftlichsten ist, hängt vom jeweiligen Fall ab.

### Europäische Anforderungen an die Netzspannung

Die europäische Norm EN 50160 [1] definiert die Anforderungen an die Spannung in öffentlichen Verteilnetzen. Unter normalen Betriebsbedingungen muss die Spannung am Kundensandort innerhalb eines Bereichs von  $\pm 10\%$  der Nennleistung  $U_n$  liegen. In anderen Regionen können noch strengere Anforderungen gelten. In den USA muss die vom Stromversorger bereitgestellte Spannung laut ANSI C84.1 [2] am Gebäudeanschluss für Niederspannung (NS) in einem Bereich von  $\pm 5\%$  und für Mittelspannung (MS) zwischen  $-2,5\%$  und  $+5\%$  der Nennspannung liegen.

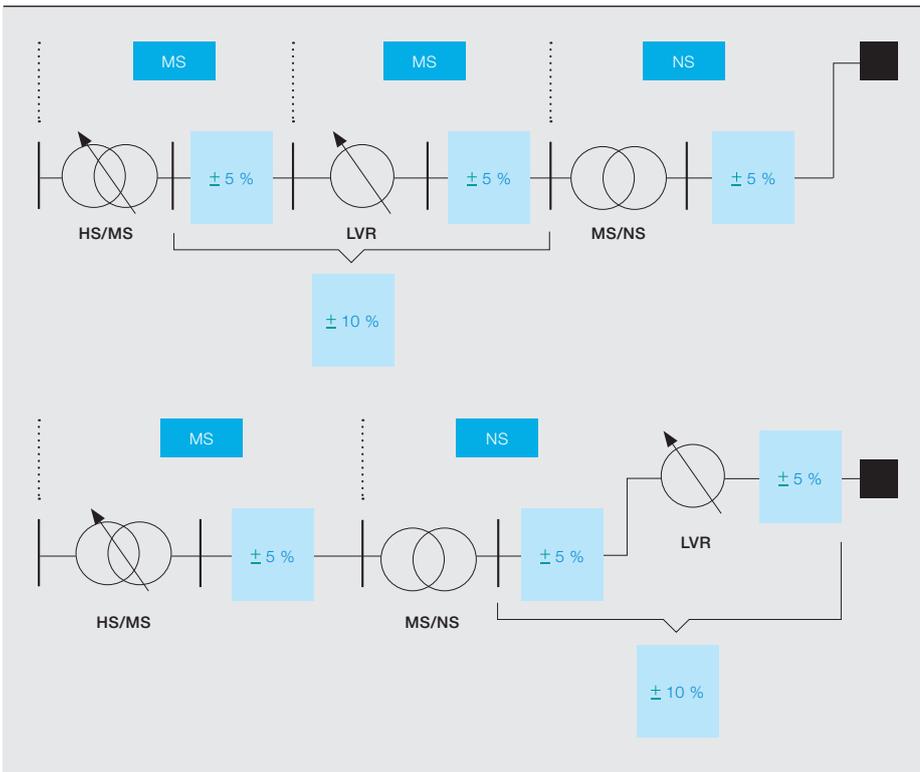
Betrachtet man die heutigen Methoden zur Auslegung von Verteilnetzen jedoch genauer, wird deutlich, dass die verschiedenen Spannungsebenen fest miteinander gekoppelt sind und dass den einzelnen Netzebenen nicht die volle Spannungsbandbreite zur Verfügung steht. Der letzte Transformator, der in der Lage ist, die Spannung anzupassen, ist der HS/MS-Stationstransformator. Die gesamte Spannungsbandbreite muss daher zwischen den nachgeschalteten MS- und NS-Netzen aufgeteilt werden. Damit steht eine geringere Spannung für einen durch lokale Erzeugung verursachten Spannungsanstieg zur Verfügung.

In  $\rightarrow 1$  wird die Spannungsbandbreite von  $\pm 10\%$  gleichmäßig zwischen der MS- und LV-Ebene aufgeteilt. Um den unterschiedlichen Bedingungen an den einzelnen Abzweigen gerecht zu werden, benötigt der

Mithilfe eines LVR kann das verfügbare Spannungsband erheblich vergrößert werden. So kann zusätzliche Leistung ohne Verletzung des zulässigen Spannungsbands in das Netz eingespeist werden.

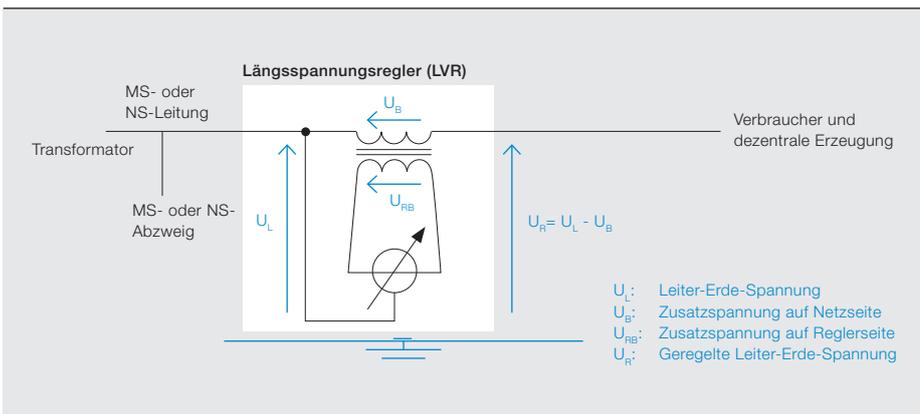
für die Auslegung des Netzes verantwortliche Ingenieur feste Vorgabewerte. In diesem Fall werden jeder Netzebene  $\pm 5\%$  der Spannungsbandbreite zugeordnet. Auch eine asymmetrische Verteilung der Span-

### 3 Verdopplung des verfügbaren Spannungsbands mit einem LVR in einer MS-Leitung (oben) und NS-Leitung (unten)



Ein LVR ist in der Lage, das Spannungsniveau im nachgelagerten Teil des Netzes anzupassen bzw. zu „rekalibrieren“.

### 4 Funktionsprinzip eines Längsspannungsreglers



nung zwischen den Netzebenen ist möglich. In Deutschland bekommt das NS-Netz typischerweise nur + 3 % für einen Spannungsanstieg. Dadurch wird die Leistungsmenge, die in das NS-Netz eingespeist werden kann, relativ schnell begrenzt.

Der Spannungsabfall, der vom Strom bei einer Übertragungsleistung von 120 kVA und einer Spannung von 400 V in einem typischen Kupferkabel mit einem Querschnitt von 3 x 50 mm<sup>2</sup> verursacht wird, liegt nach 45 m bei 3 %.

#### Rekalibrierung der Spannung

Mithilfe eines Längsspannungsreglers (Line Voltage Regulator, LVR) kann das verfügbare Spannungsband erheblich vergrößert

werden, sodass zusätzliche Leistung in das Netz eingespeist werden kann, ohne das zulässige Spannungsband zu verletzen. Ein LVR ist in der Lage, das Spannungsniveau im nachgelagerten Teil des Netzes anzupassen bzw. zu „rekalibrieren“ → 2. In dem dargestellten Beispiel befindet sich ein Erzeuger am Ende einer NS-Leitung. Ohne einen LVR würde die Spannung das zulässige Band überschreiten.

Ein LVR kann an jeder Stelle im Netz installiert werden. Je nachdem, ob die Installation in einer einzelnen Abzweigleitung oder an einer Sammelschiene mit mehreren Abzweigen erfolgt, wird nur die Spannung des einen Abzweigs oder aller Abzweige reguliert.

Der Transformator mit Laststufenschalter ermöglicht die schrittweise Veränderung der Spannung um  $\pm 10\%$ .

## 5 Mittelspannungs-LVR in einer Kompaktstation



Spannungsanpassungen durch den Stufenschalter des HS/MS-Transformators wirken sich auf alle MS- und NS-Netzwerke auf der Sekundärseite des Transformators aus, obwohl der Spannungsabfall und -anstieg an einzelnen Abzweigen sehr unterschiedlich sein kann. Das gleiche gilt für regelbare Ortsnetztransformatoren, bei denen Spannungsanpassungen das gesamte NS-Netz beeinflussen.

geregelten Spannung  $U_R = U_L \pm U_B$  resultiert.

Als veränderliche Spannungsquelle dient ein Transformator mit Laststufenschalter, der eine schrittweise Veränderung der Spannung um  $\pm 10\%$  ermöglicht. Der Laststufenschalter besitzt eine lineare Konfiguration mit mechanischen Schaltern, Lastumschaltern und Widerständen.

Abzweige mit einer hohen Erzeugungsleistung werden durch den LVR vom übrigen Netz entkoppelt. Die Reduktion der Spannung ermöglicht eine Erhöhung der verfügbaren Kapazität bei gleichzeitiger Einhaltung des zulässigen Spannungsbands → 3.

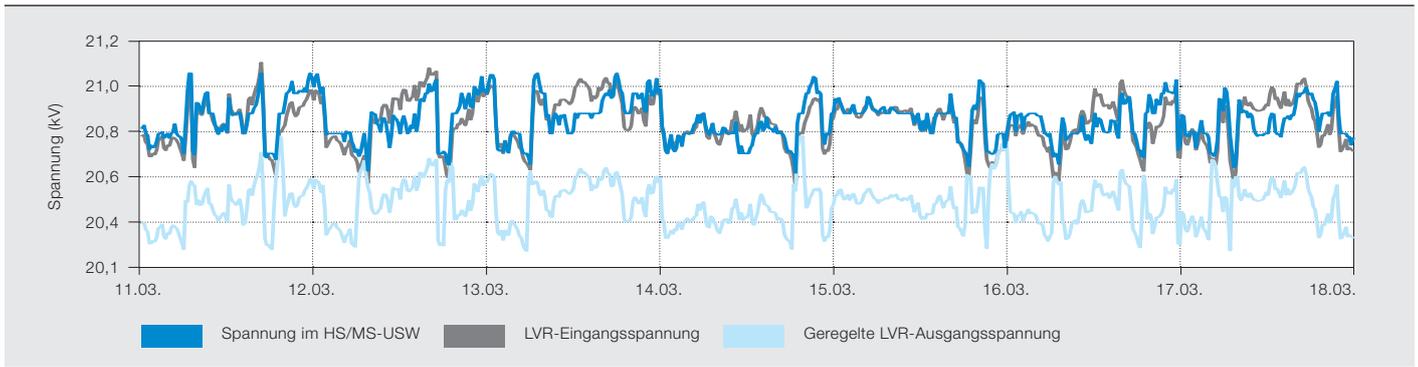
## Die Schaltelemente des Stufenschalters sind für 3 Millionen wartungsfreie mechanische Schaltspiele ausgelegt.

Die Schaltelemente sind für 3 Millionen wartungsfreie mechanische Schaltspiele ausgelegt.

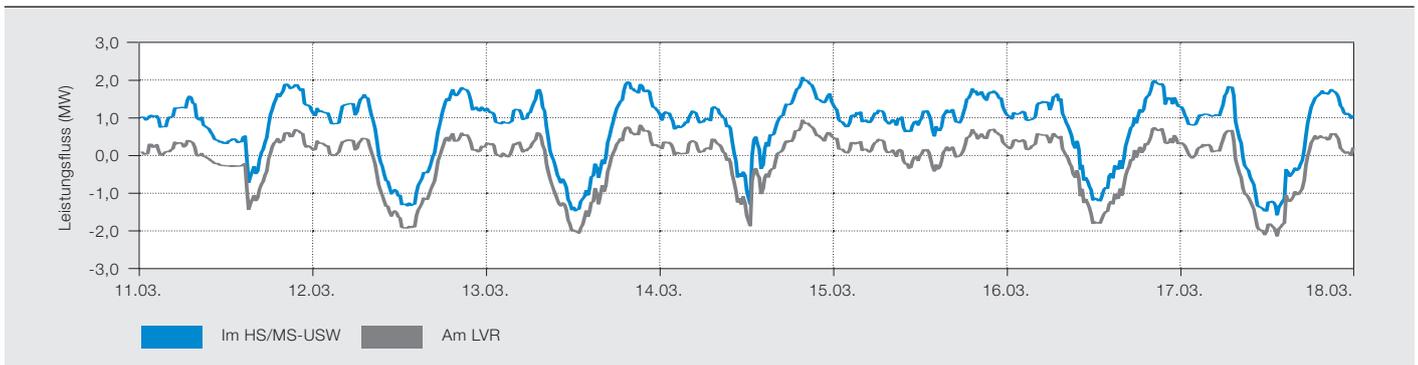
### Betriebsweise eines LVR

Ein LVR erzeugt eine zusätzliche Spannung, die die vorhandene Netzspannung  $U_L$  überlagert. Die Zusatzspannung wird über einen Zusatztransformator eingekoppelt und kann entweder additiv oder subtraktiv sein. In → 4 erzeugt eine vom Netz gespeiste veränderliche Spannungsquelle eine Spannung  $U_{RB}$ , die als  $U_B$  in die Leitung eingespeist wird und in der

Zum Einsatz kommen Trockentransformatoren vom Typ RESIBLOC, d. h. sämtliche Komponenten sind ölfrei, und es besteht keine Brand- oder Explosionsgefahr. Die RESIBLOC-Gießharztransformatoren eignen sich besonders für diese Anwendung, da sie einen hohen Wirkungsgrad besitzen, eine hohe Flexibilität hinsichtlich verschiedener Anzapfkonfigurationen



6a Spannung



6b Wirkleistung

bieten, mechanisch sehr stabil sind, unempfindlich gegenüber schnellen Last- oder Temperaturveränderungen sind und für Temperaturen bis  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  qualifiziert sind.

**Der LVR ist auch für den Einsatz in geerdeten, niederohmig geerdeten oder isolierten Netzen geeignet.**

Der LVR von ABB stellt keine galvanische Trennung in der geregelten Leitung her und schafft eine minimale zusätzliche Impedanz. Der Stromkreis für die veränderliche Spannungsquelle hingegen ist galvanisch vom Netz getrennt. Dadurch ist der LVR auch für den Einsatz in geerdeten, niederohmig geerdeten oder isolierten Netzen geeignet.

Der LVR enthält außerdem Trenn- und/oder Erdungsschalter auf der Ein- und Ausgangsseite, Sensoren zur Messung von Spannung und Strom sowie einen Bypass-Schalter, der eine vollständige

Umgehung des LVR ermöglicht. Für Niederspannung und Mittelspannung gilt das gleiche Funktionsprinzip.

#### Ein Mittelspannungs-LVR in Deutschland

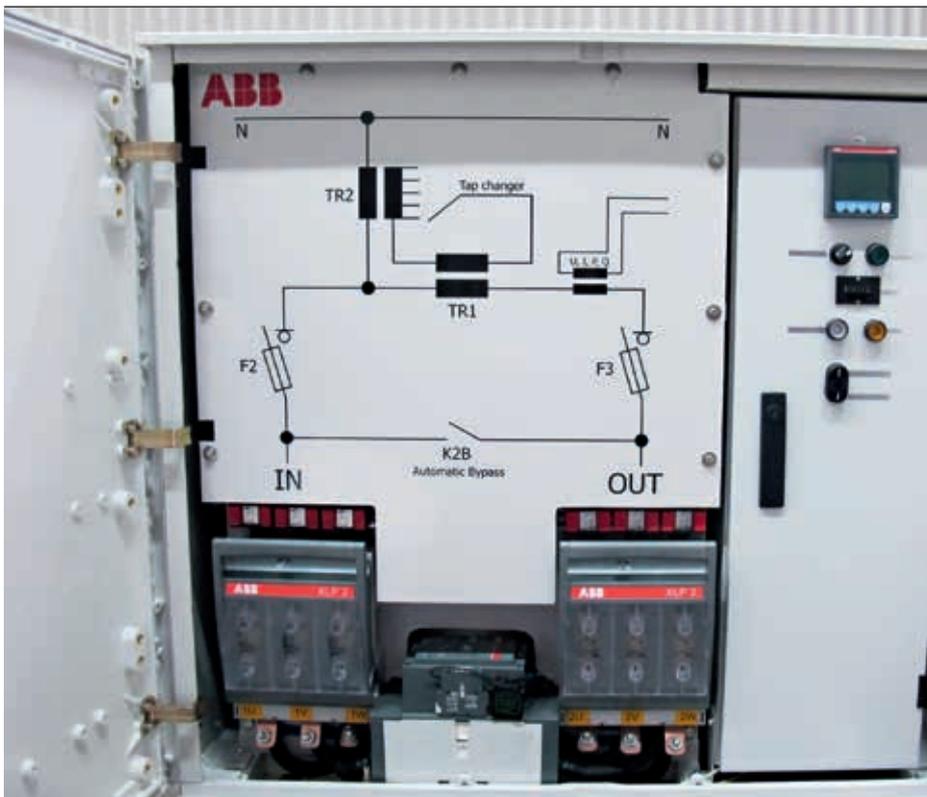
Das RWE-Tochterunternehmen Westnetz ist der größte Verteilnetzbetreiber (VNB) im Westen Deutschlands. In der Eifel betreibt das Unternehmen ein 20-kV-Mittelspannungsnetz mit über 200 angeschlossenen Erzeugern (PV-, Biomasse- und kleine Wasserkraftanlagen) mit einer Gesamterzeugungsleistung von über 5 MW. Das Netz erstreckt sich zurzeit über eine Länge von 26 km, und der Anschluss weiterer regenerativer Anlagen ist in den nächsten Jahren vorgesehen.

Eine Netzstudie ergab, dass das damit verbundene Problem der Spannungsanhebung weder durch aktive Regelung des HS/MS-Transformators noch durch den breiten Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (insgesamt mehr als 60 MS/NS-Trafos) gelöst werden kann. Daher entschied sich Westnetz für die Installation eines Mittelspannungslängsreglers in 10 km Entfernung vom HS/MS-Transformator → 5. Diese Lösung erwies sich als wesentlich kostengünstiger als ein Ausbau des Netzes. Zudem waren die vorhandenen Kabel für eine höhere

**Der LVR besitzt eine hohe Kurzschlussfestigkeit, und die Spannungsregelung erfolgt automatisch.**

Ein LVR ist in der Lage, die Spannung einer NS- oder MS-Leitung automatisch anzupassen, sodass teure Netzerweiterungen vermieden werden können.

## 7 Blick ins Innere eines Niederspannungs-LVR



Strombelastbarkeit ausgelegt und stellen daher keinen begrenzenden Faktor dar [3]. Die gesamte Installation einschließlich der Planung und der behördlichen Genehmigung wurde binnen weniger Monate realisiert, also in einem wesentlich kürzeren Zeitraum, als eine Netzerweiterung in Anspruch genommen hätte.

Der LVR ist in der Lage, die Spannung bei einem Leistungsfluss von bis zu 8 MVA um  $\pm 10\%$  anzupassen. Die Spannungsregelung erfolgt in Schritten zu je 2%. Der LVR besitzt eine hohe Kurzschlussfestigkeit, und die Spannungsregelung erfolgt automatisch. Er ist über eine RTU (Remote Terminal Unit) und GPRS-Kommunikation mit dem Netzleitsystem verbunden. So kann Westnetz jederzeit auf Messwerte wie Spannung, Strom und Leistungsfluss sowie den Status des Reglers zugreifen. Der LVR kann außerdem lokal oder aus der Ferne gesteuert werden.

Für die Regeleinstellungen stehen verschiedene Betriebsarten zur Verfügung. So kann z. B. eine feste Spannung als Sollwert gewählt werden. Dieser kann per Fernsteuerung verändert oder z. B. auf einer Spannungsmessung an einem anderen Standort basieren. Der LVR von Westnetz arbeitet mit einer Regelkurve,

die eine Funktion des Leistungsflusses und der Flussrichtung in der MS-Leitung ist.

→ 6a zeigt die (nicht geregelte) Eingangsspannung und die (geregelte) Ausgangsspannung des LVR sowie die Spannung im HS/MS-Umspannwerk (USW). Das Diagramm zeigt, dass die LVR-Eingangsspannung zu Zeiten mit hoher lokaler Stromerzeugung die Spannung im Umspannwerk übersteigt, während es nachts umgekehrt ist. Der Spannungssollwert für den LVR liegt bei 20,5 kV. Die geregelte Spannung bleibt deutlich innerhalb des festgelegten Spannungsregelbands von  $\pm 1,5\%$  dieses Werts. Die LVR-Eingangsspannung und die USW-Spannung erreichen Spitzenwerte von über 21 kV. Ohne den LVR und bei einer maximalen Einspeiseleistung von 5 MW würde die Spannung am Ende des Netzes in 26 km Entfernung deutlich höher ansteigen.

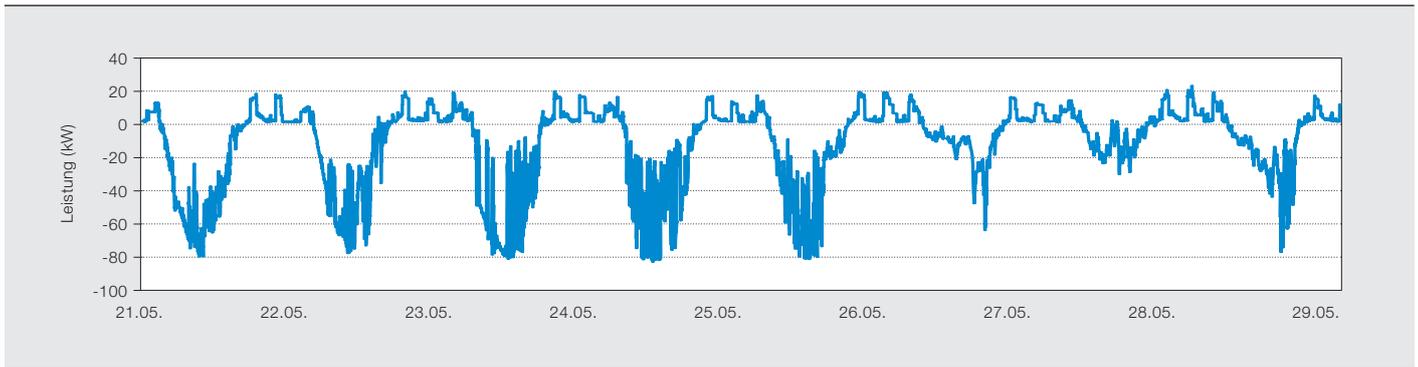
In → 6b zeigt sich deutlich, dass der Leistungsfluss gegen Tagesmitte negativ wird, d. h. es werden bis zu 1,5 MW vom MS-

Netz in das HS-Netz eingespeist. In der Nacht – typischerweise zwischen 17 Uhr und 9 Uhr – kehrt sich der Leistungsfluss um, und es fließen bis zu 2 MW vom HS-Netz. Der 15. März scheint ein regnerischer oder sehr bewölkter Tag gewesen zu sein, da nur wenig Strom lokal erzeugt wurde.

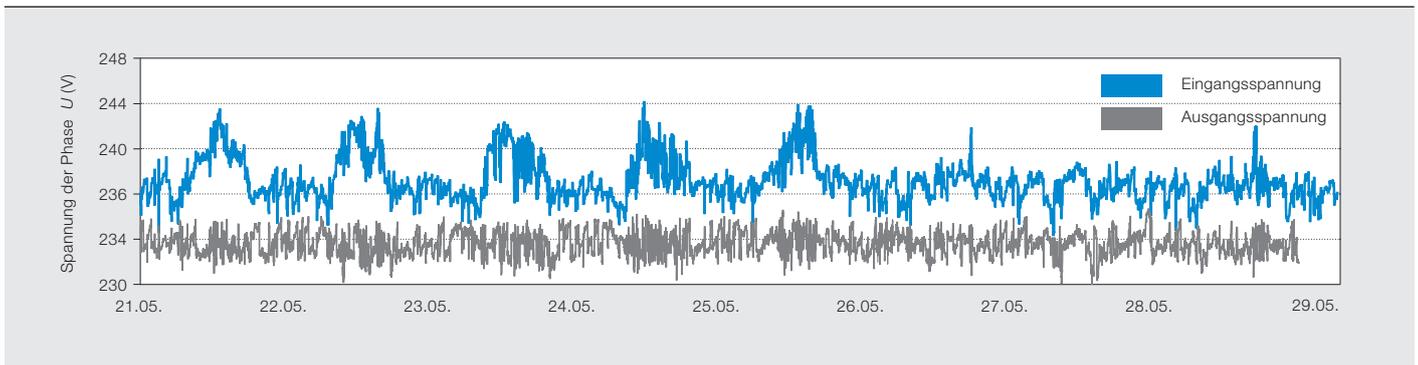
## Der Sollwert kann per Fernsteuerung verändert oder auf einer Spannungsmessung an einem anderen Standort basieren.

### Ein Niederspannungs-LVR in der Schweiz

Das Dach eines Bauernhauses in der Schweiz sollte mit PV-Modulen mit einer maximalen Leistung von 134 kW ausgerüstet werden. Der Bauernhof ist über ein 250 m langes 400-V-Kabel mit dem Verteiltransformator verbunden, an dem mehrere weitere Kunden angeschlossen sind. Eine von ABB durchgeführte Netzsimulation ergab, dass das Kabel nicht thermisch begrenzt ist, aber der Spannungsanstieg das zulässige Band überschreiten würde. Daher wurde ein Niederspannungs-LVR in einem NS-Verteiler-



8a Wirkleistung



8b Spannung

schränk in der Mitte zwischen dem Verteiltransformator und dem PV-Wechselrichter installiert → 7 [4]. Auch in diesem Fall war die Installation eines LVR deutlich kostengünstiger als die Installation zusätzlicher Kabel.

Der LVR ist in der Lage, die Spannung für eine übertragene Leistung von bis zu 250 kVA zu regulieren. Der Standard-Regelbereich liegt bei  $\pm 6\%$  bzw.  $\pm 8\%$  in Spannungsschritten von 1,2% bzw. 1,6%. Die in → 8 dargestellten Unterschiede im täglichen Leistungsprofil spiegeln die unterschiedlichen Witterungsbedingungen wider: Während es an den ersten fünf Tagen überwiegend sonnig war, schien die Sonne an Tag sieben kaum. Besonders an den Tagen drei, vier und fünf lassen die veränderlichen Spannungen auf eine Auflockerung in der Bewölkung schließen. In der Nacht gab es eine Last von 20 kW, die regelmäßig eingeschaltet wurde.

### Problem gelöst

Verteilnetze sind traditionell darauf ausgelegt, die zu erwartende Leistung vorhandener und zukünftiger Lasten zu bewältigen. Während die Einspeisung von regenerativen Erzeugungsanlagen zunimmt, kann die erzeugte Leistung die Spitzenlast leicht um ein Mehrfaches

übersteigen und die Verteilnetze somit an ihre Grenzen bringen. In vielen Fällen ist nicht die Übertragungskapazität an sich das Problem, sondern die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands.

Dieses Problem kann mithilfe eines LVR gelöst werden. Ein LVR ist in der Lage, die Spannung einer NS- oder MS-Leitung automatisch innerhalb eines bestimmten Bereichs auf einen Sollwert anzupassen, sodass teure Netzerweiterungen vermieden werden können.

Der Niederspannungs-LVR von ABB wird in standardmäßigen NS-Verteilerschranken installiert. In den meisten Fällen benötigen Energieversorger keine besondere Genehmigung für solche Installationen, weswegen sie sehr schnell realisiert werden können. Der Mittelspannungs-LVR wird vollständig montiert und getestet in einer Betonstation installiert. Lediglich die MS-Kabel müssen an die integrierten MS-Schaltgeräte angeschlossen werden. In beiden Fällen kann der LVR problemlos versetzt und an einem anderen Standort installiert werden, wenn sich die Situation im Netz ändert oder der Anschluss weiterer Erzeuger eine Stärkung des Netzes erforderlich macht.

#### Martin Carlen

ABB Power Products, Transformers  
Zürich, Schweiz  
martin.carlen@ch.abb.com

#### Adam Slupinski

ABB Power Consulting  
Mannheim, Deutschland  
adam.slupinski@de.abb.com

#### Frank Cornelius

ABB Power Products, Transformers  
Brilon, Deutschland  
frank.cornelius@de.abb.com

#### Literaturhinweise

- [1] „Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks“. EN 50160:2010, 2010
- [2] „Voltage ratings for electric power systems and equipment (60 Hz)“. ANSI C84.1-2011, 2011
- [3] M. Carlen et al.: „Line voltage regulator for voltage adjustment in MV-grids“. CIRED 2015, Lyon
- [4] F. Cornelius et al.: „Erhöhung der Anschlusskapazitäten im Verteil- und Ortsnetz durch den Einsatz von Längsspannungsreglern“. Von Smart Grids zu Smart Markets 2015 – Beiträge der ETG-Fachtagung, Kassel





# Energie- speicherung

## Die Vorteile jenseits der Integration erneuerbarer Energien

PAT HAYES, JANISSA AREVALO – Viele Länder stehen am Anfang einer Revolution der erneuerbaren Energien. Doch während die Erzeugungskapazität von Solar- und Windenergieanlagen in den Stromnetzen rapide steigt, wird es für die Netzbetreiber zunehmend schwieriger, die Stabilität und Zuverlässigkeit ihrer Netze sicherzustellen. Zwei Hauptgründe hierfür sind die naturbedingte kurzfristige Veränderlichkeit und die geringe Vorhersagbarkeit erneuerbarer Ressourcen. Energiespeichersysteme können diesen Problemen entgegenwirken und somit einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung des elektrischen Netzes leisten. Doch Energiespeicherung kann noch mehr: Die strategische Platzierung von Energiespeichern eröffnet Versorgungsunternehmen nicht nur neue Möglichkeiten für die Bereitstellung und Bepreisung von elektrischer Energie und entsprechenden Netzdienstleistungen, sondern bietet auch eine Möglichkeit zur Optimierung des gesamten Stromnetzes.

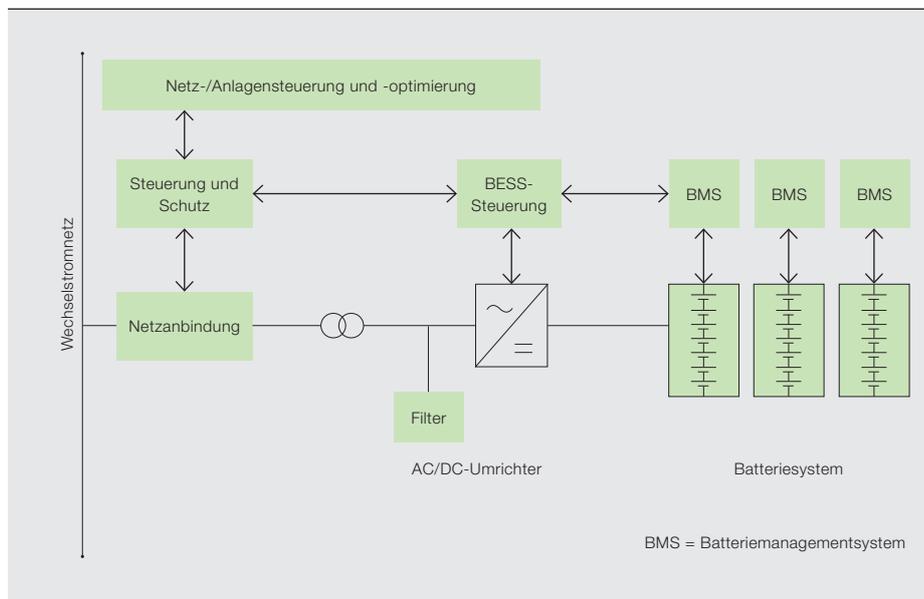
---

### Titelbild

Strategisch platzierte Energiespeichersysteme können das Geschäftsmodell von Unternehmen in der elektrischen Energieversorgung verändern.

Die Vorteile der Energiespeicherung umfassen den gesamten Bereich der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung vom Erzeuger bis zum Endverbraucher.

## 1 Funktionsblockschaltbild eines batteriegestützten Energiespeichersystems



Die elektrische Energiespeicherung umfasst eine breite Palette von Technologien wie Batterien, Schwungräder, Pumpspeicher, Wärmespeicher und Druckluftspeicher. Selbst Elektrofahrzeuge können zur Energiespeicherung genutzt werden. Zurzeit bevorzugen die meisten Energieversorgungsunternehmen (EVUs) batteriegestützte Energiespeichersysteme (BESSs), da diese leicht skalierbar sind und nahezu überall platziert werden können.

Unabhängig von der verwendeten Technologie besteht ein vollständiges Energiespeichersystem (ESS), d. h. eines, das autonom betrieben oder ans Netz angeschlossen werden kann, aus vier Hauptkomponenten: dem Speichermedium, dem Leitsystem, dem Stromrichtersystem und den Nebenanlagen (Balance of Plant, BOP). Das Design dieser Komponenten hängt zum großen Teil von der Energiespeicheranwendung und der erforderlichen Nennleistung ab. Das Speichermedium kann auf einer der vielen Batterietechnologien – z. B. Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel, Nickel-Cadmium, Bleisäure oder Redox-Flow-Batterien – basieren. Bei höheren Leistungsanforderungen können mehrere Stromrichtersysteme parallel geschaltet werden, um eine dynamische Regelung des Wirk- und Blindleistungsflusses in beide Richtungen

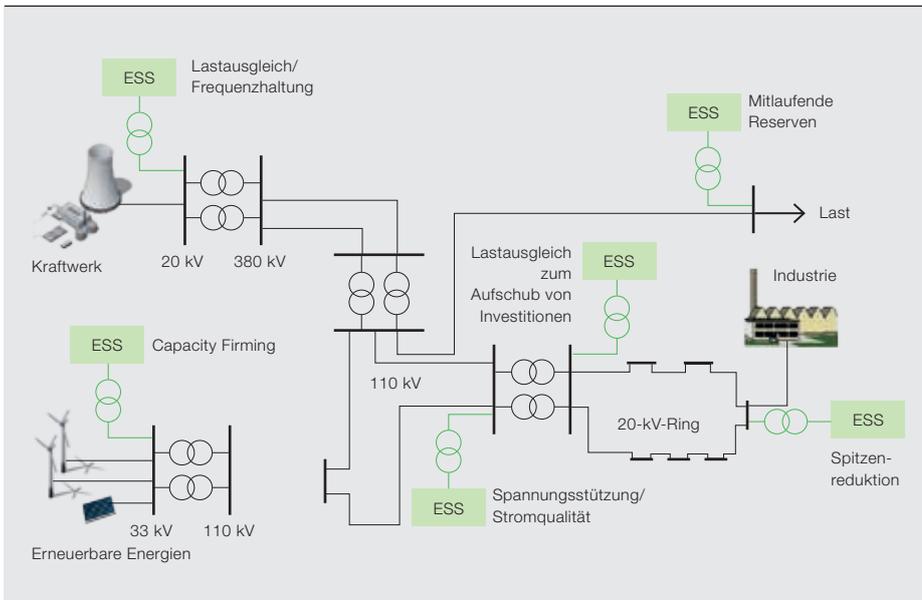
zu ermöglichen. Leitsysteme, die den manuellen und automatischen Betrieb aller Komponenten ermöglichen, ergänzen das Energiespeichersystem. Kommunikationsprotokolle unterstützen die Überwachung und Steuerung aus der Ferne und können zur Bereitstellung von Last- und Wettervorhersagen genutzt werden. Neben den Systemkomponenten sind Nebenanlagen wie Transformatoren, Schutzeinrichtungen und Schaltanlagen erforderlich, um einen sicheren und zuverlässigen Netzanschluss und Betrieb des Systems zu gewährleisten [1] → 1.

### Anwendungen und Vorteile der Energiespeicherung

Die Vorteile der Energiespeicherung umfassen den gesamten Bereich der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung vom Erzeuger bis zum Endverbraucher. Darüber hinaus kann moderne Speichertechnik und Leistungselektronik den Betrieb von großen, miteinander gekoppelten Infrastrukturen – ebenso wie von kleinen, isolierten Stromnetzen – bei einer Vielzahl verschiedener Anwendungen unterstützen → 2.

### Frequenzhaltung

Die Nutzung von Energiespeichern zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung oder als „mitlaufende Reserve“ für das Stromnetz erweist sich zunehmend als ein erfolgreiches Geschäftsmodell, das minimale Betriebs- und Instandhaltungskosten verursacht – und einen deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweist als die konventionelle



Um eine wirksame mitlaufende Reserve bereitzustellen, wird das ESS in einem Ladezustand gehalten, der ausreicht, um auf einen Erzeugungs- oder Übertragungsausfall zu reagieren.

Erzeugung. Zur Frequenzhaltung wird das ESS bei einem Anstieg bzw. Absinken der Netzfrequenz infolge eines plötzlichen Ungleichgewichts zwischen Energieange-

**Lastausgleich**

Beim Lastausgleich wird Strom zu Zeiten geringer Last gespeichert und zu Zeiten mit hohem Bedarf abgegeben. Wenn das

ESS bei hohem Bedarf Leistung abgibt, reduziert es die Last für weniger wirtschaftliche Spitzenlastkraftwerke. Da EVUs ihr Netz nach dem Spitzenbedarf auslegen müssen, können durch die strategische Plat-

Die Spitzenreduktion ähnelt dem Lastausgleich, dient aber eher der Senkung des Spitzenbedarfs als der Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs.

bot und -nachfrage im Netz ge- oder entladen. Die kurze Reaktionszeit und der emissionsfreie Betrieb machen diese Lösung besonders attraktiv.

zierung von Energiespeichern in der Nähe der Verbraucher Investitionen in den Netzausbau oder neue Erzeugungskapazitäten aufgeschoben werden.

**Mitlaufende Reserve**

Um eine wirksame mitlaufende Reserve bereitzustellen, wird das ESS in einem Ladezustand gehalten, der ausreicht, um auf einen Erzeugungs- oder Übertragungsausfall zu reagieren. Das System kann innerhalb von Millisekunden reagieren und Leistung in das Netz einspeisen, um die Stromversorgung aufrecht zu halten, während ein Reservegenerator angefahren und mit dem Netz verbunden wird. Damit können Erzeugungsanlagen mit optimaler Leistungsabgabe betrieben werden, ohne dass freie Kapazität als mitlaufende Reserve vorgehalten werden muss.

**Spitzenreduktion**

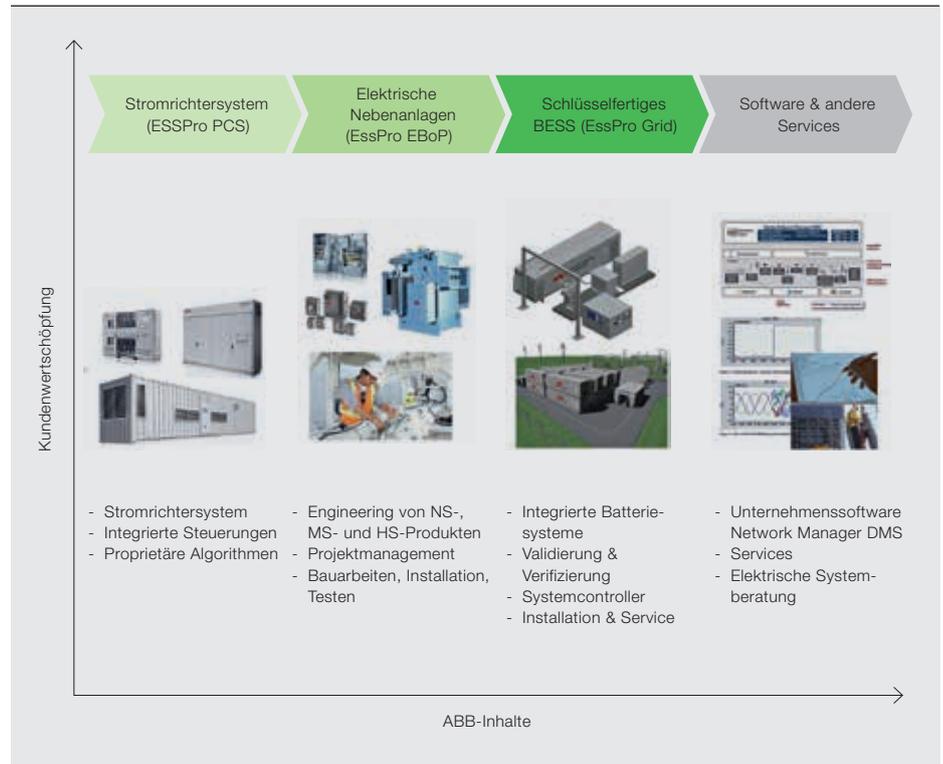
Die Spitzenreduktion (Peak Shaving) ähnelt dem Lastausgleich, dient aber eher der Senkung des Spitzenbedarfs als der Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs. Entsprechende Einrichtungen befinden sich häufig eher im Besitz der Stromverbraucher als des EVUs. Gewerbliche und industrielle Kunden profitieren so von einem optimierten zeitabhängigen Management der Energiekosten und des Leistungspreises.

**Stromqualität**

Im Hinblick auf die Stromqualität kann ein ESS dabei helfen, nachgeschaltete Lasten gegen kurzzeitige Ereignisse zu schützen, die sich auf die Qualität des

ABB bietet optimierte ESS-Komponenten und Komplettlösungen, die dabei helfen, die Netzstabilität zu sichern und eine zuverlässige und hochwertige Versorgung zu gewährleisten.

### 3 Das Angebot von ABB: von Stromrichtersystemen bis zu integrierten Lösungen



gelieferten Stroms auswirken. Spannungsschwankungen aufgrund von Betriebsmittelausfällen, herabgefallene Zweige auf Stromleitungen oder die Unbeständigkeit der Leistungsabgabe von Photovoltaikanlagen und Windparks können sich negativ auf die Qualität des Stroms auswirken, der an die Verbraucher geliefert wird. Diese Qualitätsprobleme können zu Spannungsabfällen (sogenannten Brownouts) und möglicherweise zu einem kompletten Stromausfall führen. ESSs ermöglichen eine sofortige Unterstützung der Spannung durch die Abgabe bzw. Aufnahme von Wirk- und Blindleistung. Neben der Spannungsstützung kann das ESS auch als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) dienen, die ungeplante Störungen in der Stromversorgung überbrückt und somit zur Verbesserung der Versorgungsqualität für die Verbraucher beiträgt.

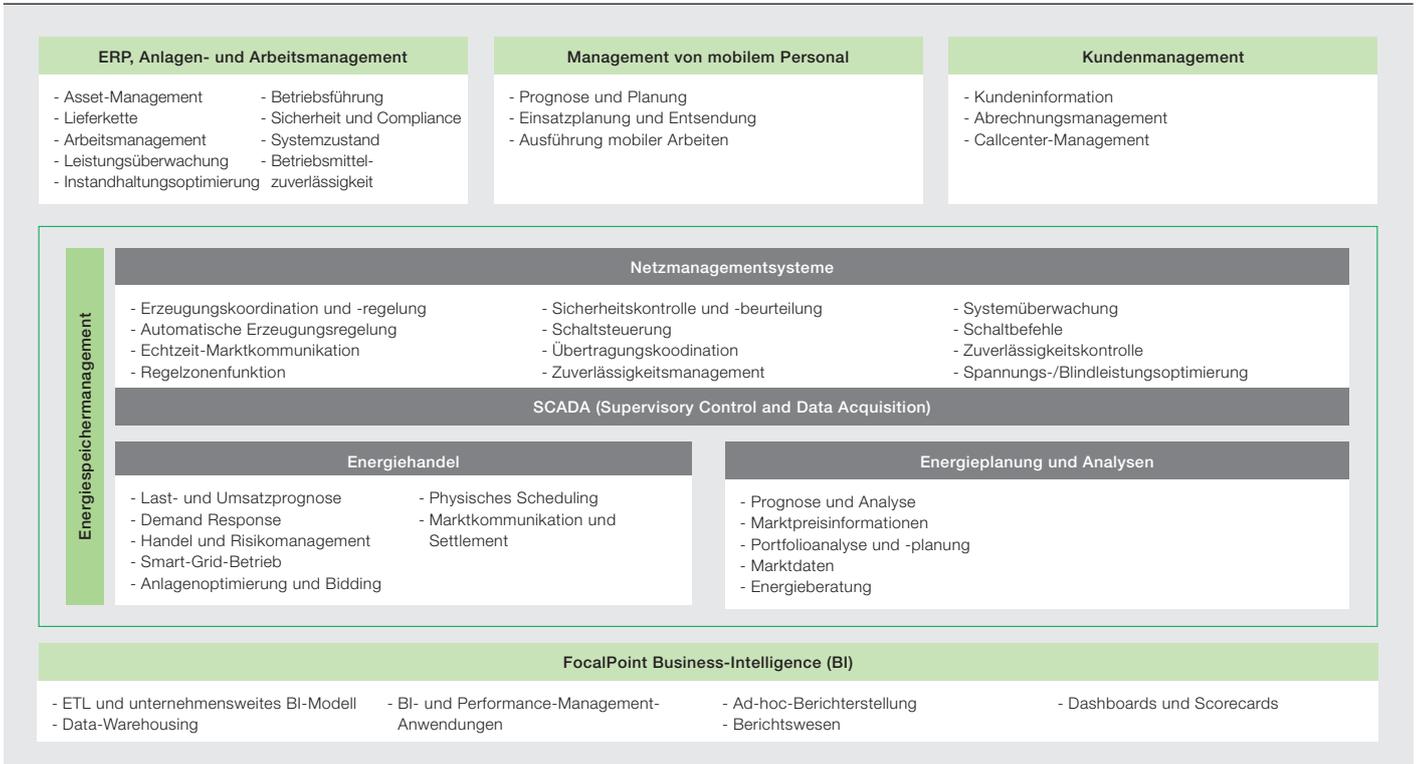
#### Capacity Firming

Das Halten der veränderlichen, unsteten Leistungsabgabe einer regenerativen Erzeugungsanlage auf einem bestimmten (festen) Niveau für einen bestimmten Zeitraum wird als „Capacity Firming“ bezeichnet. Das ESS glättet die Leistungsabgabe und steuert die Änderungsrate (MW/min), um schnelle Spannungs- und Leistungspendelungen im Stromnetz zu verhindern. Für jede der genannten Anwendungen

bietet ABB optimierte Energiespeicherkomponenten und Komplettlösungen, die dabei helfen, die Netzstabilität zu sichern und eine zuverlässige und hochwertige Energieversorgung zu gewährleisten. Die ABB-Lösungen sind für Leistungsanforderungen von einigen Hundert Kilowatt bis zu mehreren Dutzend Megawatt erhältlich und für den direkten Anschluss an Mittel- oder Hochspannungsnetze vorbereitet [2] → 3. Zu den Merkmalen des ABB EssPro™ Grid Systems gehören dynamische Wirk- und Blindleistungsregelung, aktive Filterung von Oberschwingungen, Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit. Die implementierten gehobenen Regelalgorithmen enthalten umfangreiches Wissen über Grid Codes und sichern die Erfüllung der Standards von Netzbetreibern.

#### Strategische Vorgehensweise

Um diese Vorteile umzusetzen, muss die Energiespeicherung ein integraler Bestandteil der EVU-Netze sein, keine isolierte Komponente zur Deckung eines unmittelbaren lokalen Bedarfs. Das Hinzufügen von Energiespeichern ist wesentlich komplizierter und umfasst mehr als nur die Beschaffung der Hardware, deren Anschluss an das Netz und die Normierung der Spannung. EVUs müssen über den taktischen bzw. lokalen Horizont hinaus blicken und die physischen und finan-



ziellen Komponenten der Energiespeicherung aus einer ganzheitlichen – bzw. strategischen – Perspektive betrachten.

Der erste Schritt sollte die Entwicklung eines langfristigen Ressourcenplans zur Erfüllung der Portfolioziele des EVUs sein – unabhängig von der betreffenden Energiespeichertechnik. Dies bietet dem EVU die Möglichkeit, die bestmögliche Verteilung der gespeicherten Energie auf der Basis von Energiepreisprognosen und vor allem die kostengünstigste Bereitstellung des Stroms zu bestimmen.

EVUs, die Verteilnetze betreiben, müssen zuerst die Schwachpunkte in den Netzen identifizieren, an denen Energiespeicher zur Verbesserung der Systemzuverlässigkeit beitragen können, und dann den optimalen Verknüpfungspunkt bestimmen. ABB verfügt über langjährige Erfahrung in der Durchführung von Netzstudien und kann Kunden bei der Auslegung eines technisch und wirtschaftlich optimierten BESS unterstützen.

Außerdem müssen Netzbetreiber Entscheidungen auf der Grundlage der Leistungsfähigkeit ihres Netzes treffen. Diese Entscheidungen basieren auf Strompreisprognosen, die wiederum dazu genutzt werden, die Einsatzhäufigkeit und die erwartete Profitabilität der Energiespei-

cheranlagen über einen bestimmten Zeitraum vorherzusagen. Dazu sind zusätzliche Eingaben auf der Grundlage von Wettervorhersagen, Lastprognosen, Netzwissen sowie der Lebensdauer und der Lebenszykluskosten des Systems erforderlich. Durch Berücksichtigung all dieser Schlüsselemente kann ein Energiespeichersystem gewählt werden, das zu einem effizienten Betrieb und zur Verbesserung der Netzstabilität beiträgt.

#### Maximierung der Leistungsfähigkeit

Nach Abschluss dieser strategischen Analyse ist das EVU in der Lage, die optimale Speichertechnologie und deren Größe für jede Anwendung zu bestimmen. Um einen maximalen Nutzen aus der Investition zu erzielen, muss ein EVU die Energiespeicher so effizient wie möglich, d.h. mit größtmöglicher Rendite zu jedem Zeitpunkt, einsetzen. Dies erfordert Software, die in der Lage ist, mehr als eine Energiespeicheranlage zu überwachen und zu steuern – sie muss Netzbetreibern die Visualisierung ihres gesamten Netzes ermöglichen.

Die Enterprise-Software von ABB stellt eine Verbindung zwischen dem Energiespeichersystem und dem Verbraucher her. Sie kann dezentrale Energieressourcen im Netz abbilden und gleichzeitig fortschrittliche Algorithmen dazu nutzen,

Zur Frequenzhaltung wird das ESS bei einem Anstieg bzw. Absinken der Netzfrequenz ge- oder entladen. Die kurze Reaktionszeit und der emissionsfreie Betrieb machen diese Lösung besonders attraktiv.

Zu den Merkmalen des ABB EssPro Grid Systems gehören dynamische Wirk- und Blindleistungsregelung, aktive Filterung von Oberschwingungen, Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit.

5 1-MW/15-min-BESS vom Typ EssPro Grid der EKZ in Dietikon, Schweiz



Wettervorhersagen und prognostizierte Lastprofile zu analysieren, um EVUs dabei zu helfen, die Fahrpläne für das Laden und Entladen der Energiespeicher zu optimieren → 4. Dies steigert nicht nur die betriebliche Effizienz, sondern ermöglicht auch einen unmittelbaren Zugang für die Nutzer der Energiespeicherressourcen.

#### Verbesserte Stromspeicherung und Netzstabilisierung

Im Jahr 2012 nahm ABB in Zusammenarbeit mit den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ), einem der größten Schweizer EVUs, das größte batteriegestützte Energiespeicherprojekt der Schweiz in Betrieb → 5. Um bei Bedarf die Bereitstellung von zusätzlicher Leistung im Netz zu ermöglichen, lieferte und installierte ABB ein BESS mit Lithium-Ionen-Batterien, das in der Lage ist, 15 Minuten lang 1 MW zu liefern. Die Speicheranlage ist in das Verteilnetz der EKZ integriert und wird zurzeit im Hinblick auf den Ausgleich von Spitzenlasten, die Bewältigung eines schwankenden Leistungsangebots und die Optimierung des Netzes evaluiert. Im Inselbetrieb ist die Anlage in der Lage, ein ganzes Bürogebäude zu versorgen. Das BESS ermöglicht die Regelung von Blindleistung und kann als Primärregelreserve für das Übertragungsnetz dienen. Wertvolle Erfahrungen wurden auch mit

der Integration einer Photovoltaikanlage und einer Reihe von Ladestationen für Elektrofahrzeuge gewonnen.

#### Ein BESS auf Kauai Island

Als Tausende von Meilen vom Festland entfernte Inselgruppe ist der US-Bundes-

Mit der wachsenden Komplexität der Stromversorgungsnetze wird auch die Bedeutung von BESSs entlang der gesamten energetischen Wertschöpfungskette weiter zunehmen.

staat Hawaii gezwungen, nahezu den gesamten Brennstoff für die Stromerzeugung zu importieren. Um die damit verbundenen hohen Energiekosten zu senken, setzt der Staat auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen mit der



6a Innenraumanlage



6b Freiluftanlage

Absicht, bis 2040 seinen gesamten Energiebedarf damit zu decken. Die Kauai Island Utility Cooperative (KIUC), ein lokales, nicht profitorientiertes EVU mit 32.000 Kunden, möchte mithilfe der BESS-Technologie die Zuverlässigkeit und Effizienz ihres Netzes beim Ausbau der erneuerbaren Energien sichern.

Als Teil eines neuen, im Bau befindlichen 12-MW-Solarparks in Anahola implementierte KIUC ein Lithium-Ionen-BESS mit 6 MW/4,63 MWh, das acht von SAFT (einem führenden Hersteller von Batterien für den industriellen Einsatz) bereitgestellte Batteriecontainer und zwei Container mit einem 6-MW-Stromrichtersystem (Power Conversion System, PCS) von ABB umfasst. Die Hauptaufgaben des BESS sind die Regelung der Verteilungsspannung an der Wechselstromschiene zur Verhinderung von Unter- und Überspannungen, die Bereitstellung einer sofortigen Reservestromversorgung bei ungeplanten Ausfällen und die Frequenzhaltung beim Ausfall von Erzeugungsanlagen oder bei plötzlich ansteigendem Bedarf.

### Windenergieintegration in Kanada

Im Jahr 2013 installierte die Cowessess First Nation eine Enercon-Windkraftanlage mit 800 kW zusammen mit einem Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem

mit 400 kW/744 kWh und einem Stromrichtersystem vom Typ ABB EssPro auf ihrem Stammesland in der kanadischen Provinz Saskatchewan. Das System glättet die fluktuierende Leistungsabgabe der Windkraftanlage und sichert die Versorgung zu Spitzenlastzeiten.

An einem windigen Tag kann das System der Cowessess eine ganze Stunde lang 1 MW Strom liefern – 800 kW von der Windenergieanlage und 200 kW von den Batterien. Außerdem kann das System dazu genutzt werden, die Leistungsabgabe der Windkraftanlage über einen längeren Zeitraum zu festigen. Das Projekt hat gezeigt, dass das System die Anforderungen zum Schutz gegen Inselbildung (Anti-Islanding) erfüllt, als das Netz ausfiel, während die Windenergieanlage noch in Betrieb war. Das System wurde außerdem in Verbindung mit dem Demand-Response-Programm des EVUs Sask Power eingesetzt und hat sich auch in dieser Anwendung bewährt.

Die schlüsselfertigen BESS-Lösungen von ABB leisten einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der Systemflexibilität, die zur Einbindung großer Mengen erneuerbarer Energie in das Netz erforderlich ist, und tragen zur Optimierung des Erzeugungsmanagements rund um die Welt bei → 6. Mit der fortschreitenden Entwicklung und

wachsenden Komplexität der Stromversorgungsnetze wird auch die Bedeutung von BESSs entlang der gesamten energetischen Wertschöpfungskette weiter zunehmen.

#### Pat Hayes

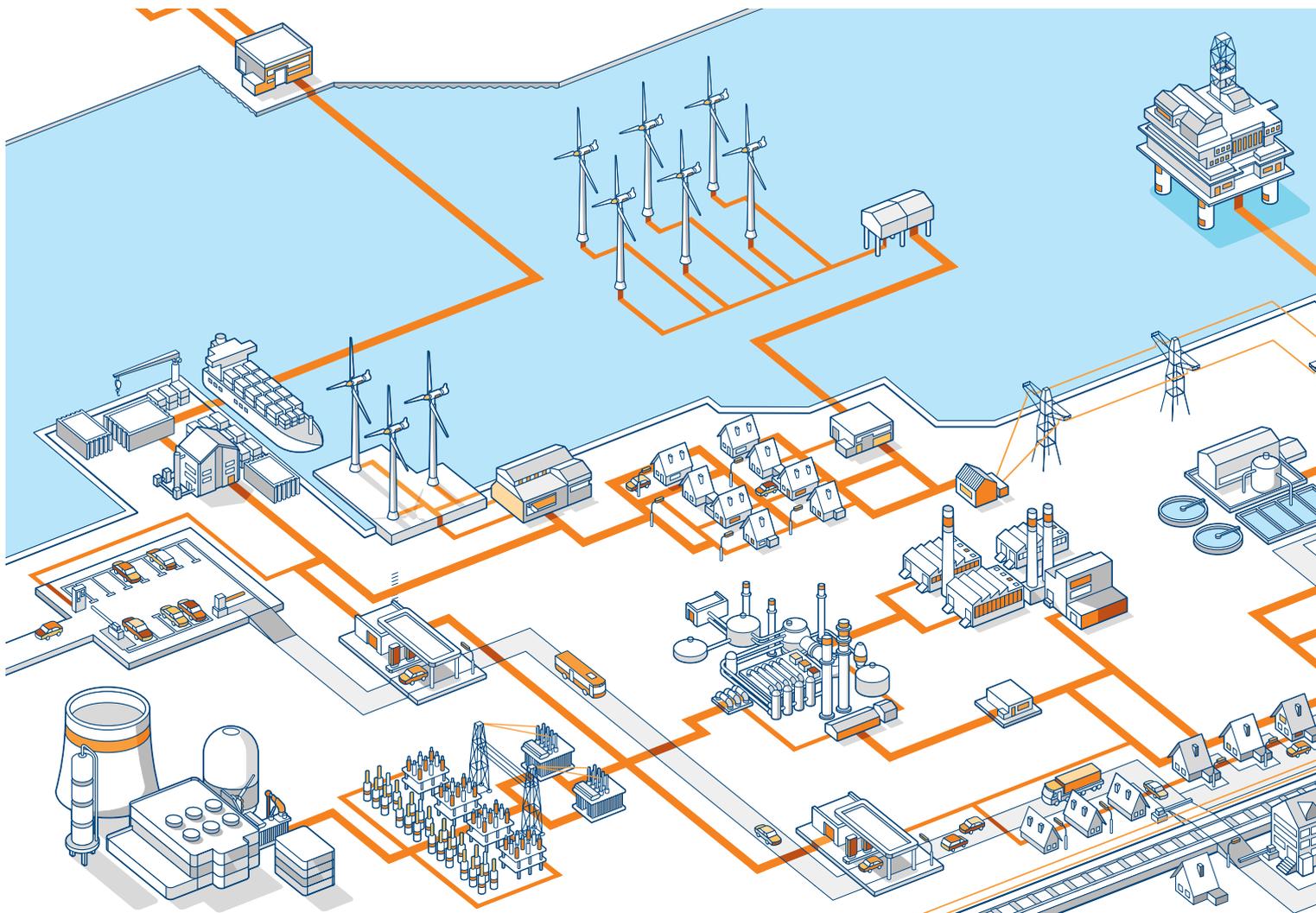
ABB Power Systems, Power Converter Solutions  
New Berlin, WI, USA  
pat.hayes@us.abb.com

#### Janissa Arevalo

ABB Smart Grids Industry Sector Initiative  
Zürich, Schweiz  
janissa.arevalo@de.abb.com

#### References

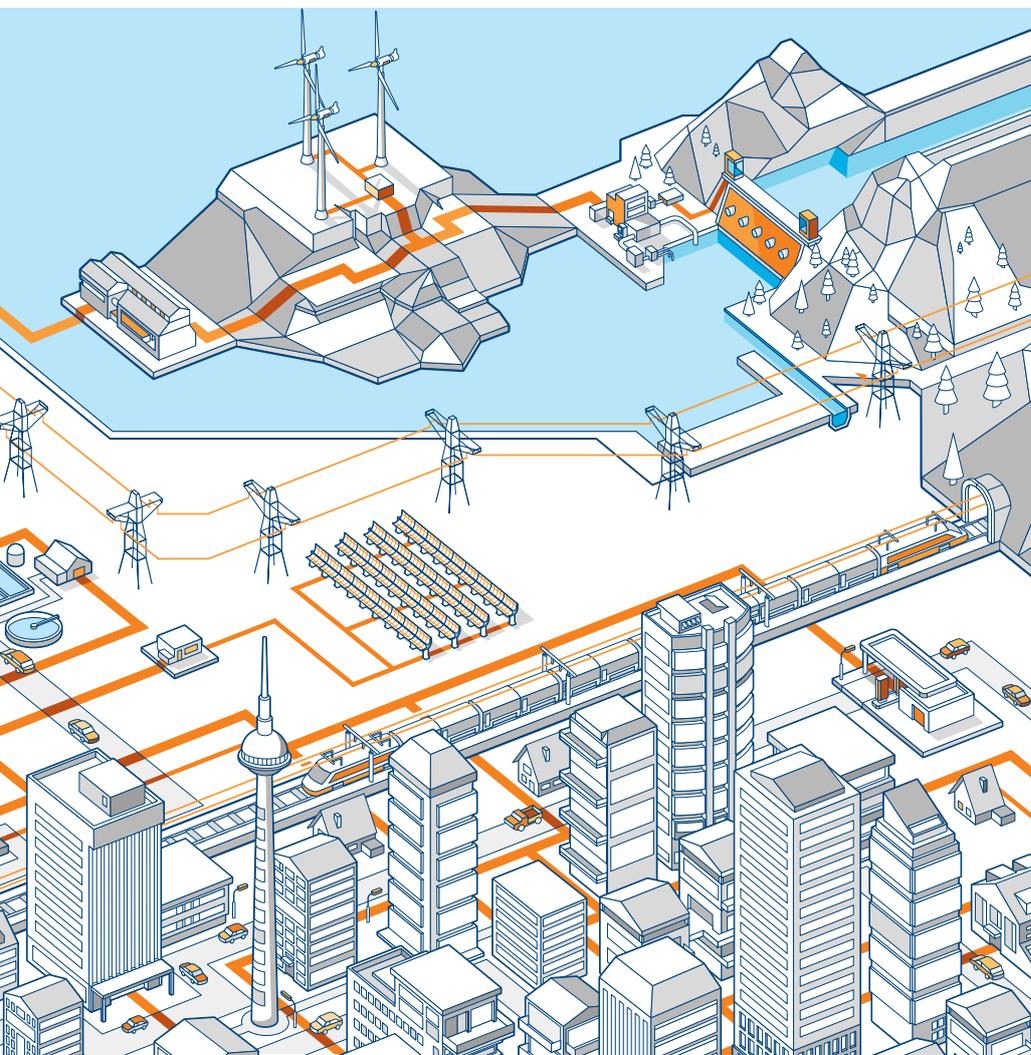
- [1] S. Clifford: „Ressourcenmanagement: Eine durchgängige Architektur für die Energiespeicherung im Stromnetz“. *ABB Review* 4/2014, S. 61–65
- [2] P. Casini, D. Cicio: „Sonnige Aussichten: Energiespeicherung eröffnet neue Möglichkeiten für die Solarenergie“. *ABB Review* 2/2015, S. 27–32



# Gut beraten beim Netzanschluss

ABB und ihre Power-Consulting-Experten helfen bei der Integration erneuerbarer Energien und Einhaltung von Netzanschlussregeln

INÉS ROMERO, JOHN DANIEL, DIOGO PEREIRA, FAHD HASHIESH, NIHAR RAJ, BRITTA BUCHHOLZ – Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unterscheidet sich in puncto Vorhersagbarkeit, Verfügbarkeit, Bereitstellung von stabilisierenden rotierenden Massen und Fähigkeit zur Regelung von Wirk- und Blindleistung stark von der konventionellen Erzeugung. Hinzu kommt, dass sich seit dem Bau der ersten regenerativen Kraftwerke auf dem Markt viel getan hat. Mittlerweile erreichen die Anlagen Leistungen von einigen Kilowatt bis zu mehreren Gigawatt und können Teil eines isolierten und/oder schwachen Systems oder eines starken, fortschrittlichen Netzes sein. Aus diesem Grund arbeiten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) und Verteilnetzbetreiber (VNBs), die für die sichere und zuverlässige Stromversorgung verantwortlich sind, kontinuierlich an immer anspruchsvolleren Anwendungsregeln für den Netzanschluss von dezentralen Anlagen inklusive Energiespeichern.



Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien in Übertragungs- und Verteilnetzen hält ÜNBs und VNBs, die eine sichere und zuverlässige Stromversorgung gewährleisten müssen, zunehmend in Atem.

**S**owohl onshore als auch offshore speisen regenerative Erzeugungsanlagen heute Energie in Übertragungs- und Verteilnetze ein, wo sie neben konventionellen Formen der Erzeugung eingesetzt werden und eine immer größere Rolle spielen. Aufgrund umfangreicher Erfahrung mit dem Verhalten von erneuerbaren Energien im Stromnetz und einer Vielzahl von weltweit durchgeführten Projekten sind die Experten von ABB in der Lage, Kunden mit qualifizierten technischen und wirtschaftlichen Studien dabei zu helfen, diese sich verändernden Anforderungen zu meistern.

#### Entwicklung der Grid Codes

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien in Übertragungs- und Verteilnetzen in den letzten Jahrzehnten hält ÜNBs und

#### Titelbild

Die regenerative Erzeugung hat viele Gesichter und ist Bestandteil eines ebenso vielfältigen Stromnetzes. Grid Codes sind unerlässlich, wenn es darum geht, eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

VNBs, die eine sichere und zuverlässige Stromversorgung im Netz gewährleisten müssen, zunehmend in Atem.

Im Fokus stehen dabei folgende Aspekte:

- Verfügbarkeit: Die Unsicherheit im Hinblick auf die vorhersehbare Leistungsabgabe erneuerbarer Energien kann sich insbesondere in schwachen Netzen auf die Netzstabilität und somit auf die Verfügbarkeit in der Versorgung auswirken.
- Versorgungsqualität: Die Einführung neuer Technologien und der Anschluss an Netze mit einer geringen Kurzschlussleistung kann zu höheren Oberschwingungsemissionen, Spannungsschwankungen und Resonanzen führen. Auch die Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung ist entscheidend für die Einhaltung zulässiger Spannungswerte.
- Zuverlässige und sichere Versorgung: Die unvorhergesehene Abschaltung einer großen Zahl erneuerbarer Ressourcen kann sich auf die Gesamtstabilität des Netzes auswirken. Um

einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, sind entsprechende Reserven, insbesondere rotierende Massen, erforderlich.

Traditionell ging es bei Netzanschlussregeln vornehmlich um statische Blindleistungsregelung, Leistungsfaktorvorgaben und dynamische Anforderungen wie die Netzstützung bei temporären Spannungseinbrüchen (Low-Voltage Ride-Through, LVRT). Mittlerweile beinhalten die Regeln immer anspruchsvollere Anforderungen, z. B. bezüglich der dynamischen Regelung von Blindleistung, Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt und der Stromqualität – mit anderen Worten, es wird mehr und mehr eine vollständige Anlagenregelung gefordert. Die wesentlichen Veränderungen aus Sicht des ÜNB sind in → 1 aufgeführt. Die Herausforderungen für verschiedene Verteilungssysteme in unterschiedlichen Ländern sind in [1] beschrieben.

## 1 Bedeutende Änderungen bei Grid Codes

Anforderungsbereich	Bisherige Anforderungen	Neue Anforderungen
Wirkleistungs- und Frequenzregelung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Statische Frequenzregelung in den akzeptablen Frequenzbereichen des ÜNBs</li> <li>- Schutzeinstellungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Frequenzregelung durch einzelne Betriebsmittel (Wechselrichter/ Windturbinen) am Netzanschlusspunkt (NAP) entsprechend der festgelegten Reaktionszeit des ÜNB erwartet („Anlagenregler“)</li> </ul>
Blindleistungs- und Spannungsregelung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leistungsfaktor am NAP</li> <li>- Fähigkeit zur dynamischen Fehlerunterstützung</li> <li>- Statische Spannungsregelung im akzeptablen Spannungsbereich des ÜNBs</li> <li>- Schutzeinrichtungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abbildung der Blindleistungskapazität am NAP entsprechend dem jeweiligen Betriebsmittel</li> <li>- Dynamische Spannungs-/Blindleistungsregelung am NAP (Anlagenregler)</li> </ul>
Versorgungsqualität	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Oberschwingungs- und Flickeranteile</li> </ul>	
Netzstützung bei Spannungseinbruch (LVRT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fähigkeit zum Überstehen des Fehlers mit sehr hohen Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungseinspeisung ins Netz</li> </ul>	
Modellierung, Test und Zertifizierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Statisches Netzmodell</li> <li>- Dynamische Black-Box-Modelle, wenn zur Erfüllung der Blindleistungsanforderungen während des Fehlers erforderlich</li> <li>- Einzelnes und/oder aggregiertes Erzeugungsmodell</li> <li>- Gültige Tests zum Nachweis der Erfüllung der Anschlussbedingungen für einzelne Betriebsmittel (Turbine/Wechselrichter)</li> <li>- Erforderliche Zertifizierung für neue Betriebsmittel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vollständig dynamisches Netzmodell zur Sicherung der Blindleistungs-/Spannungs-/Frequenzregelung am NAP (Anlagenregler)</li> <li>- Oberschwingungsersatzmodell des Netzes</li> </ul>
Betrieb und Instandhaltung	Grundlegende Instandhaltung erwartet	ÜNB und Eigentümer der Erzeugungsanlage müssen sich rechtzeitig und ordnungsgemäß auf einen geeigneten Instandhaltungsplan für die Erzeugungsanlagen einigen
Hilfssysteme	Entfällt	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dämpfung von Leistungspendelungen</li> <li>- Virtuelle Trägheit</li> <li>- Systemdienstleistungen (Primär-/Sekundär-/Frequenzregelung)</li> <li>- Genaue Vorhersage</li> </ul>

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien ist in erster Linie auf ökologische und politische Gesichtspunkte sowie die Verfügbarkeit der Technologie zurückzuführen.

### Netze mit stagnierendem oder gering wachsendem Energieverbrauch

Nordamerika und Europa verzeichneten in den vergangenen zwei Jahrzehnten einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Dies ist in erster Linie auf ökologische und politische Gesichtspunkte sowie die Verfügbarkeit der entsprechenden Technologie zurückzuführen. Die Übertragungsnetze sind robust, gut miteinander gekoppelt und so dimensioniert, dass ausreichend Blindleistungsreserven und rotierende Reserven zum Ausgleich zur Verfügung stehen. Außerdem existieren wohlbekannte Betriebs- und Marktregeln.

Angesichts der ambitionierten Zielsetzungen für 2020 und 2050 stehen diese Netze vor drei wesentlichen Herausforderungen:

- Wie können die bestehenden Stromnetze verstärkt bzw. angepasst werden, um mehr erneuerbare Ressourcen aufzunehmen?
- Wie können regenerative Erzeugungsanlagen in das Verteilnetz integriert, d. h. auch geregelt, werden?
- Wie können die zu erwartenden neuen Anforderungen seitens der

ÜNBs/VNBs hinsichtlich der Spannungs- und Frequenzregelung bewältigt werden?

### Vereinigte Staaten

Die Installation erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie in den USA, erfordert häufig eine Verstärkung der Übertragungsinfrastruktur. Ein Beispiel hierfür ist das von ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) betriebene Übertragungsnetz innerhalb des texanischen Verbundsystems. Im Jahr 2005 beauftragte der Staat Texas die verantwortliche Regulierungsbehörde Public Utility Commission of Texas mit der Ausweisung sogenannter Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) und Durchführung bestimmter Verbesserungen am Übertragungssystem, um eine Anbindung der CREZ an die Lastschwerpunkte im Großraum Dallas/Fort Worth, Austin und San Antonio zu ermöglichen [2].

Die Maßnahmen umfassten den Bau neuer 345-kV-Übertragungsleitungen mit einer Gesamtlänge von über 3.700 km zur schrittweisen Aufnahme von 11.500 MW an Windenergie-Erzeugungskapazität im Westen des Staates. Eine erste Studie von

## 2 Energiequellen im deutschen Stromnetz

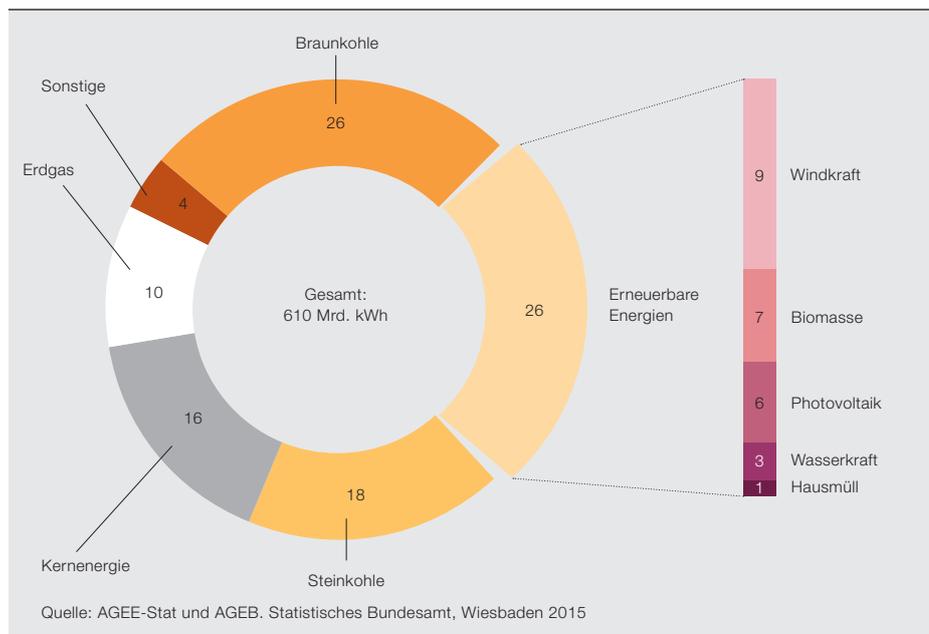


ABB im Jahr 2009 ergab eine anfängliche Blindleistungskapazität von ca. 4.000 MVAR in Form von Kompensationsdrosseln, etwa 960 MVAR in Form von Parallelkondensatoren und 1.400 MVAR in Form von statischen Blindleistungskompensatoren (Static Var Compensators, SVCs).

Mit Blick auf die Grid Codes gibt es für die Planer von regenerativen Erzeugungsanlagen neben den allgemeinen, für alle Erzeugungsanlagen gültigen Bestimmungen einige besondere Vorschriften, die die Erfüllung der Order 661-A der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) hinsichtlich LVRT und der Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung vorsehen.

### Spanien

Spanien ist seit 15 Jahren führend bei der Integration erneuerbarer Energien. Ein neuer Entwurf für den lokalen Grid Code ist im Gespräch, der neben den herkömmlichen Anforderungen auch Bestimmungen zur Frequenz- und Spannungsregelung enthält.

Eine der heutigen Herausforderungen besteht darin, die Flexibilität der vorhandenen Netze zu erhöhen, um eine maximale Nutzung der installierten regenerativen Leistung (etwa 23 GW gegenüber einer Spitzenlast von etwa 40 GW) zu gewährleisten. Flexible Drehstrom-Übertragungssysteme (Flexible AC Transmission Systems, FACTS), Energiespeicher und die Kopplung von Netzen durch HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertra-

gung) sind einige Lösungen, die zurzeit untersucht werden. In Zusammenarbeit mit dem spanischen ÜNB Red Eléctrica de España (REE) hat ABB für das Konsortium EU TWENTIES eine Reihe von F&E-Studien zur Entwicklung eines realen Prototyps [3] durchgeführt, der in der Lage ist, den überschüssigen Regenerativstrom von einem Korridor in einen anderen mit verfügbarer Kapazität umzuleiten.

### Deutschland

In Deutschland sind bereits über eine Million kleiner Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz angeschlossen. Die installierte Gesamtleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen beträgt mehr als 76 GW gegenüber einer Spitzenlast von rund 80 GW → 2. Zunächst brauchten kleine Erzeugungsanlagen nicht mit Kommunikationstechnik oder Möglichkeiten zur Fernsteuerung ausgestattet sein. Heute ist genau das Gegenteil der Fall. Bei Netzqualitätsproblemen ist der Netzbetreiber berechtigt, die Einspeisung zu reduzieren. Generell erschweren Erzeugungsanlagen mit schwankendem Leistungsdargebot die Einhaltung des vorgegebenen Spannungsbands. Eine weitere Herausforderung ist die thermische Belastung der Betriebsmittel.

In Deutschland decken die Regeln des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informatik e. V. (VDE) Erzeugungsanlagen und Energiespeicher im Verteilnetz ab.

ABB gehört zu den ersten Unternehmen, die innovative Komponenten wie Spannungsregler entwickelt haben, um die Herausforderungen von VNBs im Hinblick auf die Stromqualität zu bewältigen.

Entsprechende Netzanschlussregeln des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E wie die „Requirements for Generators“ werden aller Voraussicht nach bald europaweit gültig sein [4, 5]. ABB gehört zu den ersten Unternehmen, die innovative Komponenten wie Spannungsregler entwickelt haben, um die besonderen Herausforderungen von Verteilnetzbetreibern im Hinblick auf die Stromqualität zu bewältigen [6, 7].

### Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich ist die Leistung der Einspeiser von Strom aus regenerativen Quellen – mit Ausnahme von Solaranlagen auf privaten Hausdächern – groß genug, um dem Grid Code zu entsprechen, der vom Übertragungsnetzbetreiber National Grid und den Nutzern seines Übertragungsnetzes eingehalten werden muss. Das britische Stromnetz (besonders der südliche Teil) weist eine der höchsten elektrischen Energiedichten der Welt auf, was die Planung von Kraftwerksnetzen und die Einhaltung von Grid Codes erschwert. Hohe Kurzschlussniveaus, die Notwendigkeit von Leistungstransformatoren mit hoher Impedanz, Probleme mit der Spannungsstabilität und Stromqualität sowie die Forderung nach einer schnellen Fehlerbehebung sind einige der Herausforderungen.

### Netze mit stark wachsendem Energieverbrauch

In Südamerika, dem Nahen Osten und Asien entwickeln sich die Netze, während

---

In Südamerika, dem Nahen Osten und Asien entwickeln sich die Netze, während gleichzeitig erneuerbare Energien in großem Umfang integriert werden.

3 ABB unterstützt auch die Integration großer PV-Anlagen.



gleichzeitig erneuerbare Energien in großem Umfang integriert werden. Zu den Hauptantriebsfaktoren gehören die Verfügbarkeit der Technologie, erschwinglichere Strompreise und Investoren, die gute Erfahrungen aus anderen Ländern mitbringen. Die Herausforderungen bei der Integration sind:

- Stabilitätsprobleme aufgrund begrenzter Blindleistungsreserven
- Mangelnde Netzkopplung mit Nachbarländern und begrenzte rotierende Reserven
- Geringe Stromqualität aufgrund niedriger Kurzschlussverhältnisse
- Generell schwächere Netze in Regionen außerhalb großer Städte

**Südafrika**

ABB ist an zahlreichen lokalen Studien beteiligt und stellt ihr Fachwissen weltweit zu Verfügung [8]. Vor Kurzem standen die Experten von ABB vor der Herausforderung, eine übergeordnete Anlagenregelung in Südafrika zu entwickeln, die in der Lage ist, binnen kurzer Zeit die neuen Grid-Code-Anforderungen des Stromversorgers Eskom hinsichtlich Spannung, Leistungsfaktor, Blindleistungsregelung und Leistungsreduktion zu erfüllen → 3.

**Brasilien**

In Brasilien betrug der Anteil der Wind- und Sonnenenergie am Strommix im Jahr 2013 28 % bzw. 5 %. Die rasche Integration erneuerbarer Energien bringt neue Herausforderungen für die Planung und den Betrieb von Kraftwerken mit sich. Um dem Grid Code des unabhängigen brasilianischen Netzbetreibers ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) gerecht zu werden, arbeitet ABB an einer geeigneten Modellierung für die Regelung von Windenergieanlagen (WEAs) → 4 und Lösungen zur Verbesserung der Stromqualität.

ONS hat Messkampagnen durchgeführt und an Facharbeitsgruppen teilgenommen, um Methoden zur Festlegung des Grid Codes im Hinblick auf den Einsatz aktiver Filter weiterzuentwickeln.

---

Die rasche Integration erneuerbarer Energien bringt neue Herausforderungen für die Planung und den Betrieb von Kraftwerken mit sich.

**Jordanien**

Jordanien steht im Hinblick auf seine Energieversorgung vor einer großen Herausforderung. Das Land importiert mehr als 97 % seiner Energie, was mit hohen Kosten verbunden ist. Dies unterstreicht die Notwendigkeit zur Nutzung alternati-



## Angesichts der stetigen Veränderung und Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Netz ist die Veränderung und Weiterentwicklung von Grid Codes eine Notwendigkeit.

ver Energiequellen, die im Land reichlich vorhanden sind. Das Ziel der Regierung ist es, den Anteil lokaler und erneuerbarer Energieressourcen von 4 % (im Jahr 2013) bis 2016 auf 13 % und bis 2020 auf 39 % zu erhöhen.

ABB hat die Markttrends, Markterwartungen und den Grid Code für erneuerbare Energien untersucht, um die Chancen, die sich durch den boomenden Erneuerbare-Energien-Sektor bieten, zu nutzen. Die proaktive Annäherung an den Markt wurde vom nationalen Energieversorger NEPCO und Investoren im Bereich erneuerbare Energien sehr positiv aufgenommen. Auch aus Ägypten hat ABB mittlerweile Anfragen erhalten, den Ausbau der Netzintegration zu unterstützen. Um die Genehmigung für den Anschluss einer geplanten regenerativen Anlage an das Netz zu erhalten, müssen die Anlagenplaner sämtliche Anforderungen des Grid Codes erfüllen. ABB besitzt die richtigen Voraussetzungen und die entsprechende Erfahrung, um ihnen dabei zu helfen.

### Stets auf dem Laufenden

Viele Netzbetreiber verfügen nicht über die notwendigen Ressourcen, um mit den sich ständig verändernden und immer anspruchsvoller werdenden Grid Codes Schritt zu halten. Auf dem Laufenden zu bleiben, veränderte oder neue Grid Codes zu interpretieren und abzuleiten, wie sie die aktuelle Situation beeinflussen und welche Veränderungen erforderlich sind, damit sie weiterhin eingehalten werden, nimmt viel

Zeit in Anspruch. ABB begleitet Netzbetreiber und Betreiber von dezentralen Energieanlagen durch diese Veränderungen und hilft ihnen mit ihrer umfangreichen Erfahrung dabei, die notwendigen Überprüfungen, Beurteilungen und Entscheidungen mit Klarheit und Effektivität zu bewältigen.

Angesichts der stetigen Veränderung und Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Netz ist die Veränderung und Weiterentwicklung von Grid Codes eine Notwendigkeit. ABB sieht dies nicht als Bürde, sondern als Chance zur Weiterentwicklung des Energiesystems – ganz im Sinne des chinesischen Sprichworts „Wenn der Wind des Wandels weht, bauen die einen Mauern und die anderen Windmühlen“.

#### Inés Romero

ABB Power Consulting  
Madrid, Spanien  
ines.romero@es.abb.com

#### John Daniel

ABB Power Consulting  
Raleigh, NC, USA  
john.daniel@us.abb.com

#### Diogo Pereira

ABB Power Consulting  
Guarulhos, Brasilien  
diogo.pereira@br.abb.com

#### Fahd Hashiesh

ABB Power Consulting  
Stone, Großbritannien  
fahd.hashiesh@gb.abb.com

#### Nihar Raj

ABB Power Consulting  
Vadodara Indien  
nihar.raj@in.abb.com

#### Britta Buchholz

ABB Power Consulting  
Mannheim, Deutschland  
britta.buchholz@de.abb.com

#### Literaturhinweise

- [1] S. Papathanassiou et al.: „Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER“. CIGRE Technical Brochure 586. Paris, 2014
- [2] J. Daniel et al. (2010): „CREZ Reactive Power Compensation Study“. Verfügbar unter [http://www.uwig.org/CREZ\\_Reactive\\_Power\\_Compensation\\_Study.pdf](http://www.uwig.org/CREZ_Reactive_Power_Compensation_Study.pdf)
- [3] I. Romero et al.: „Overload line controller: new FACTS series compensation application based on switched series reactors“. CIGRE Session A3-108. Paris, 2014
- [4] ENTSO-E (2015): „Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)“. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Development of Renewable Energy Resources in Germany 2014“. Berlin, 2015
- [6] B. Buchholz et al.: „Intelligente Verteilung: Steigerung der Kapazität von Verteilnetzen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen“. ABB Review 4/2014, S. 29–33
- [7] M. Carlen et al.: „Ohne Höhen und Tiefen: Erhöhung der Netzkapazität zum Anschluss erneuerbarer Energien“. ABB Review 4/2015, S. 34–41
- [8] I. Romero Navarro et al.: „Wind Farm Integration Power Analysis“ Power-Gen Asia. Singapur, 2007

## ZÄHMUNG DER LEISTUNG

ABB Review Reihe  
Teil II





# Aus- gependelt

Echtzeitüberwachung und Beseitigung von großräumigen Schwingungen in Verbundnetzen

MATS LARSSON, LUIS-FABIANO SANTOS – Niederfrequente großräumige Leistungspendelungen sind in großen Verbundnetzen stets präsent. Normalerweise sind sie harmlos, doch unter bestimmten Umständen kann es zu Schwingungen kommen, die stetig zunehmen und zu einem teilweisen oder vollständigen Zusammenbruch des Netzes führen können. Um dies zu verhindern, sollte ein Netzbetreiber in der Lage sein, die Fähigkeit des Netzes zur Dämpfung solcher Schwingungen zu überwachen und nötigenfalls die Übertragung elektrischer Leistung reduzieren können. Außerdem sollte das Überwachungssystem wichtige Informationen zu relevanten Ereignissen in anderen Teilen des Verbundnetzes anzeigen, die nicht direkt vom Netzbetreiber überwacht und geregelt werden. PSGuard, die ABB-Lösung für synchronisierte Zeigermessungen und Weitbereichsüberwachung macht dies möglich. Dieser Artikel ist der zweite in einer Reihe von Artikeln über Technologien, die dabei helfen, das Stromnetz unter Kontrolle zu halten.

---

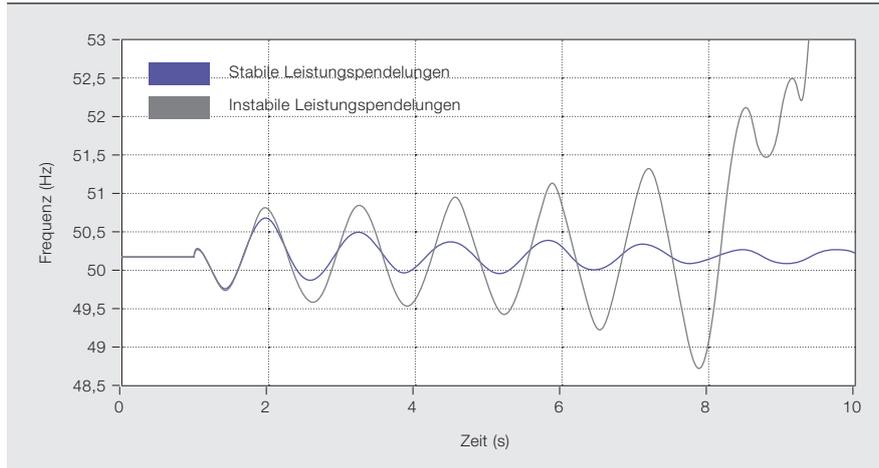
#### Titelbild

In Verbundsystemen kann es zu schädlichen Schwingungen zwischen Netzbereichen kommen. Diese müssen genau überwacht und behandelt werden, bevor Schäden entstehen. Wie kann das PSGuard-System von ABB dabei helfen?

## ZÄHMUNG DER LEISTUNG

ABB Review Reihe  
Teil II

### 1 Reaktionen der Generatorfrequenz auf eine lokale Störung mit verschiedenen Netzeigenschaften



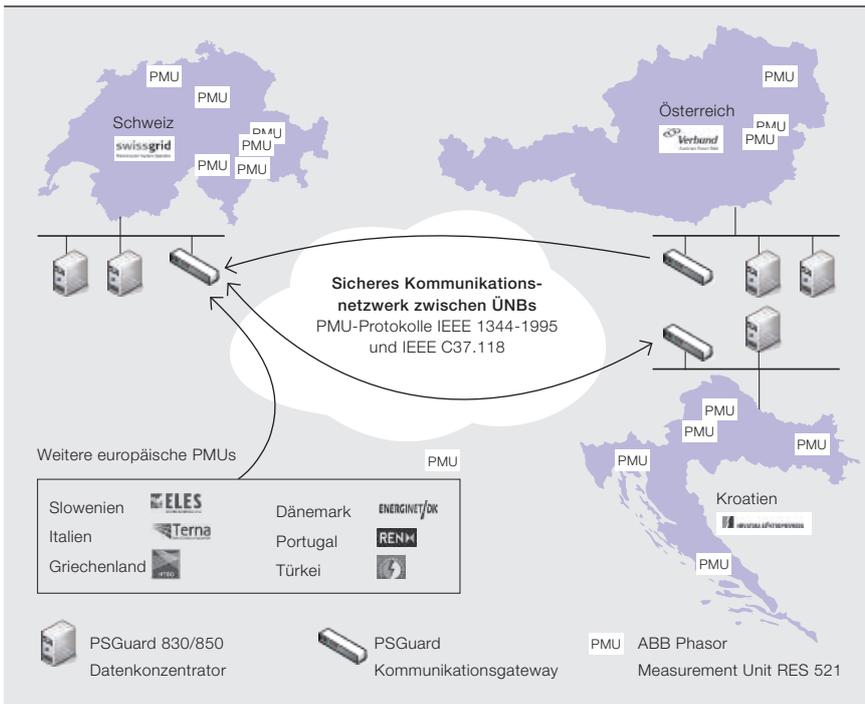
Das Phänomen großräumiger Leistungspendelungen zwischen Netzbereichen (sogenannte Inter-Area-Schwingungen) kann bei miteinander gekoppelten Netzen auftreten. In einem großen Stromnetz wie dem europäischen Verbundnetz arbeiten Tausende von Kraftwerken zusammen, um die Gesamtlast im Netz zu decken. Dadurch, dass die rotierenden elektrischen Maschinen in den Kraftwerken über die Übertragungsleitungen miteinander verbunden sind, werden sie synchron gehalten. Dreht eine Maschine langsamer als mit der durchschnittlichen Maschinendrehzahl im Netz, nimmt sie automatisch Energie aus dem Netz auf, um wieder auf die Durchschnittsdrehzahl zu beschleunigen. Andererseits gibt eine Maschine, die schneller dreht als der Durchschnitt, zusätzliche Energie an das Netz ab, um ihre Drehzahl zu reduzieren.

Das Drehmoment, das aufgrund dieses selbststabilisierenden Effekts auf die Generatorwelle wirkt, wird als synchronisierendes Moment bezeichnet und ist der grundlegende Mechanismus, der die Kopplung von Stromnetzen ermöglicht. Allerdings ermöglicht er auch die Ausbreitung von Drehzahlschwankungen durch ganze Verbundnetze.

Jeder Generator ist zudem mit einem Regelsystem verbunden, das die Aufgabe hat, die Drehzahl und somit die Frequenz auf der Generatorseite konstant zu halten. Eine typische Veränderung der Generatorfrequenz infolge einer lokalen Störung ist in → 1 dargestellt. Zunächst steigt die Frequenz, da die elektrische Energie aufgrund der Störung nicht an das Netz abgegeben werden kann, was zu einer höheren Drehzahl führt. Wird die Störung durch Trennung der defekten Komponente beseitigt, ist das Übertragungsvermögen wiederhergestellt, und die Maschine – die nun schneller als ihre Nenndrehzahl läuft – kann wieder Strom ins Netz einspeisen, was sie wieder verlangsamt. Sind die Regelsysteme der Generatoren gut auf die Betriebsbedingungen abgestimmt, gleicht das Ergebnis der blauen Linie in → 1. Hier wird die Pendelung innerhalb von wenigen Sekunden gedämpft. Sind die Regelsysteme jedoch nicht gut abgestimmt oder arbeiten nicht richtig, kann die Pendelung weiter zunehmen (graue Linie) und schließlich zu einer Trennung des Verbundsystems und möglichen Stromausfällen führen.

#### Erkennung schlecht gedämpfter Pendelungen

ABB hat ein Echtzeit-Analysewerkzeug mit dem Namen Power Damping Monitoring (PDM) entwickelt, das in der Lage ist, schlecht gedämpfte Pendelungen mithilfe von PMU-Messungen zu erkennen. Eine PMU (Phasor Measurement Unit) ist ein Gerät, das die Netzspannung und -frequenz misst, wobei es eine



PSGuard ist eine Plattform für Weitbereichslösungen, die eine schrittweise Einführung von WAMS-Technologie mit minimalen Investitionen ermöglicht.

gemeinsame Zeitquelle zur Synchronisierung verwendet.

Die Zeitsynchronisation ermöglicht synchronisierte Echtzeit-Messungen an mehreren dezentralen Messpunkten. Eine PMU kann ein eigenständiges Gerät sein, oder die PMU-Funktion kann in ein anderes Gerät, z. B. ein Schutzrelais, integriert sein. Die neueste PMU von ABB, die seit Anfang 2015 auf dem Markt ist, trägt die Bezeichnung RES670.

Zu den von der PDM-Anwendung bereitgestellten Informationen gehören:

- Die Anzahl der erkannten aktiven Schwingungsformen (Moden)
- Die Frequenz und Dämpfung jeder Mode
- Die Amplitude der Schwingungen in jeder Mode und jedem Messsignal
- Die „Beobachtbarkeit“ der Moden, d. h. ein Maß für die Sichtbarkeit jeder Schwingungsmoden in jedem Messsignal sowie die relative Phase in jeder Messung

Der mathematische Hintergrund des Algorithmus sowie Ergebnisse von Simulationsexperimenten und Messungen im skandinavischen Stromnetz sind in [1] beschrieben. Ein Vergleich mit anderen

Algorithmen zur Dämpfungsüberwachung ist in [2] zu lesen.

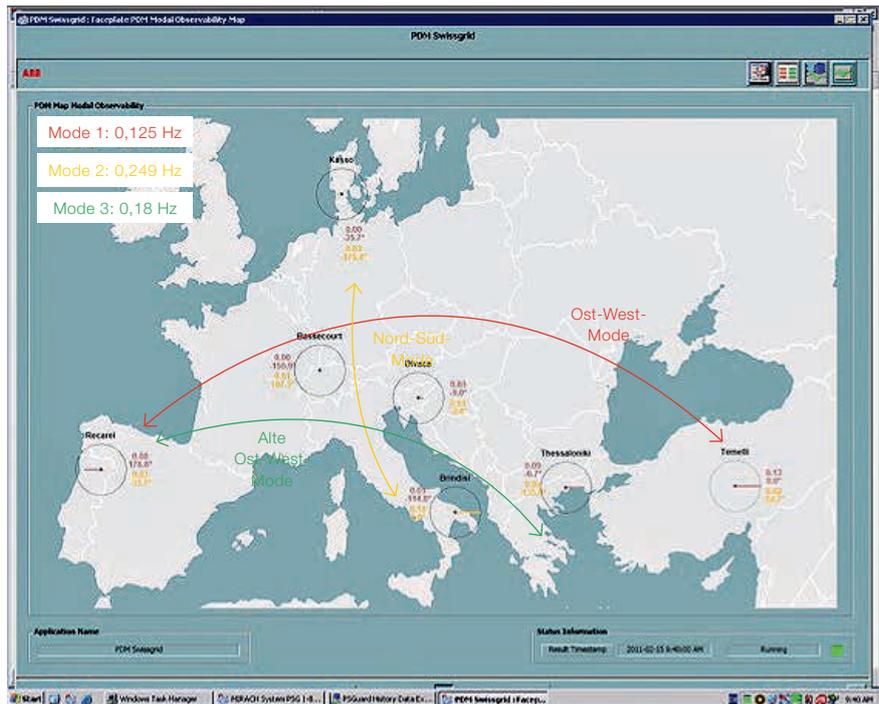
### Weitbereichsüberwachungssystem bei Swissgrid

Seit 2004 überwacht Swissgrid das Schweizer Übertragungsnetz mit einem PSGuard Weitbereichsüberwachungssystem (Wide-Area Monitoring System, WAMS) [3–6]. PSGuard unterstützt die Integration vorhandener oder neu installierter PMUs in ein WAMS und ermöglicht so die Erfassung von Zeigerdaten (also PMU-Daten) an einer zentralen Stelle. Mit PSGuard bietet ABB Versorgungsunternehmen eine Plattform für Weitbereichslösungen auf der Basis von synchronisierten Zeigerdaten (Synchrophasoren), die eine schrittweise Einführung von WAMS-Technologie mit minimalen Investitionen ermöglicht. PSGuard stellt dem Benutzer Anzeigen zur Systemüberwachung, Trenddarstellungen sowie Ereignis- und Alarmlisten bereit. Das System von Swissgrid wurde nach und nach erweitert und ist mit PSGuard-Systemen in Österreich und Kroatien verbunden, was den Austausch von Zeigerdaten in Echtzeit ermöglicht. Darüber hinaus werden Zeigermessungen mit WAMS anderer Anbieter in Dänemark, Slowenien, Italien, Portugal, Griechenland und der Türkei ausgetauscht. Die Übertragung

## ZÄHMUNG DER LEISTUNG

ABB Review Reihe  
Teil II

### 3 Dominante Inter-Area-Moden im ENTSO-E-Netz. Die Kreise zeigen die Standorte der PMU-Frequenzmessungen an.



Im September 2010 wurde das türkische Netz mit dem ENTSO-E CESA-System verbunden, was zu einer neuen dominanten Schwingungs-mode führte.

der Zeigerdaten erfolgt mithilfe des Synchrophasor-Standardprotokolls (IEEE C.31-118) über ein sicheres Kommunikationsnetzwerk zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs).

Insgesamt erfasst das WAMS von Swissgrid Daten von 22 PMUs mit einer Zeitauflösung von 10 Hz. Das System bietet hervorragende Voraussetzungen für die Überwachung von Inter-Area-Schwingungen im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet (Continental European Synchronous Area, CESA) der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Die Architektur des hierarchischen WAMS bei Swissgrid ist in → 2 dargestellt.

#### Inter-Area-Schwingungen im Netz der ENTSO-E

Ein umfangreiches Verbundsystem wie das ENTSO-E CESA, das Portugal im Westen, Dänemark im Norden, Italien im Süden und die Türkei im Osten umfasst, beherbergt eine große Anzahl von Schwingungsmoden. Diese reichen von den Schwingungen in lokalen Anlagen mit einer relativ hohen Frequenz von 0,9 bis 2 Hz bis hin zu den langsamen, dominanten Inter-Area-Moden, die auf Unterschiede in der kohärenten Drehzahl der Generatoren in einem ganzen Netz und

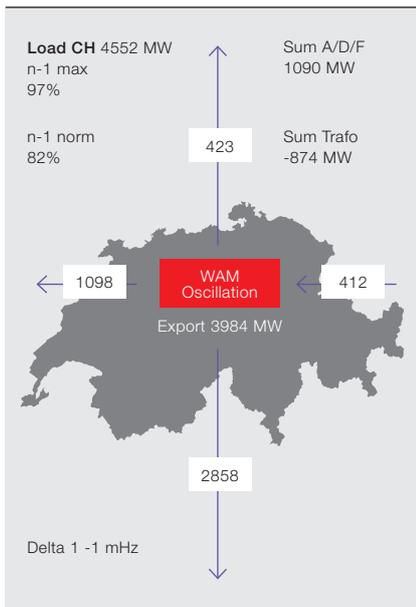
den Generatoren in anderen Netzbereichen zurückzuführen sind. Obwohl die Dämpfungüberwachungsanwendung auch lokale Schwingungsmoden erkennt, befasst sich diese Betrachtung hauptsächlich mit den Inter-Area-Moden.

Im September 2010 wurde das türkische Netz versuchsweise mit dem ENTSO-E CESA-System verbunden, was zu einer neuen dominanten Schwingungs-mode führte.

Seit Dezember 2010 ist bei Swissgrid eine Anwendung zur Dämpfungüberwachung in Betrieb, die kontinuierlich die Dämpfung und Frequenz von Inter-Area-Moden im CESA-System überwacht. Die Anwendung nutzt Echtzeit-Frequenzmessungen mit einer Zeitauflösung von 10 Hz von sieben PMU-Standorten, die in → 3 als Kreise dargestellt sind. Die Abbildung zeigt auch die Inter-Area-Schwingungsmoden, die von der Dämpfungüberwachungsanwendung im CESA-System erkannt wurden.

Die Ost-West-Mode basiert auf der kohärenten Bewegung von Generatoren in Portugal und Spanien gegenüber denen in der Türkei. Sie weist eine typische Frequenz von 0,13 bis 0,15 Hz auf und trat nach dem Anschluss der Türkei

#### 4 Darstellung des SCADA-Systems während einer erkannten Netzpendelung

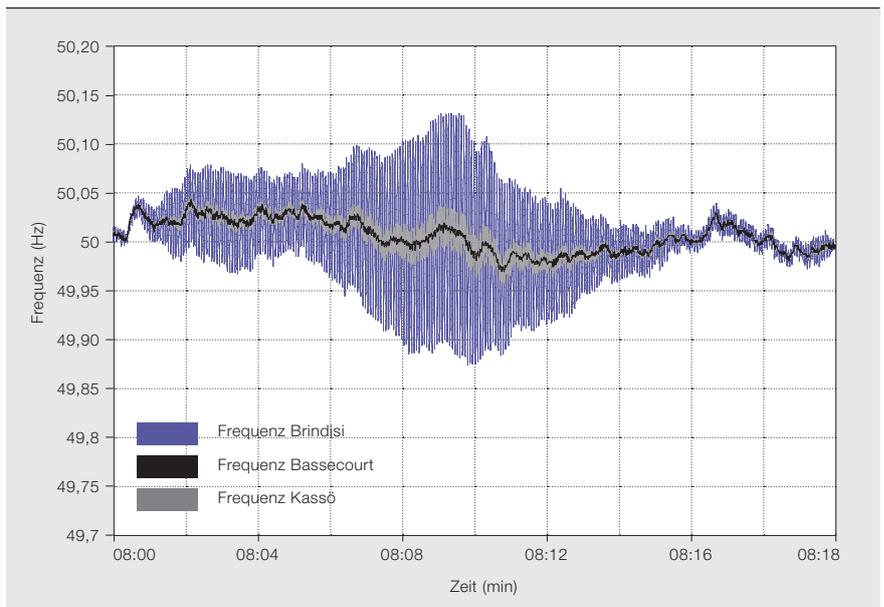


auf. Unter normalen Betriebsbedingungen ist dies die dominante Schwingungsform mit der meisten Schwingungsenergie. Vor dem Anschluss des türkischen Netzes wurden detaillierte Simulationsstudien und Maßnahmen durchgeführt, um die Dämpfung dieser erwarteten Schwingung sicherzustellen. Dazu gehörten z. B. die Neuabstimmung der Pendeldämpfungseinrichtungen und die Bereitstellung von aktiven parallelen Einrichtungen wie statischen synchronen Kompensatoren (STATCOM) und statischen Blindleistungskompensatoren (SVC) mit Dämpfungsmodulen. WAMS-Feldaufzeichnungen zeigen, dass diese Maßnahmen wirksam waren. Die geschätzte Dämpfung im Zeitbereich liegt die meiste Zeit im Intervall zwischen 45 und 70 % was nach Dafürhalten von ABB ausreichend ist [3].

#### Erkennung und Minderung kritischer Pendelungen

Die in → 3 dargestellten dominanten Moden werden kontinuierlich durch Online-Modalanalysen und Parameteridentifikation überwacht. Ist die Systemdämpfung für eine der signifikanten Moden zu gering und tritt eine große Pendelungsamplitude für länger als einige Schwingungsperioden auf, werden entsprechende Alarme vom WAMS an die SCADA-Umgebung (Supervisory Control and Data Acquisition) bei Swissgrid übermittelt. Dort wird das Bedien-

#### 5 Aufzeichnung von Frequenzmessungen des WAMS bei Swissgrid von der Pendelung am 19. Februar 2011



personal durch einen roten Kasten gewarnt, der auf einer der SCADA-Hauptansichten angezeigt wird → 4.

Zu einer solchen kritischen Inter-Areaschwingung kam es z. B. am Sonntag, dem 19. Februar 2011, als das italienische Netz gegen den Rest des kontinental-europäischen Systems pendelte [7]. Das Ereignis trat am frühen Morgen auf, nachdem ein Redispatch – also eine Änderung des Kraftwerkeinsatzes – vorgenommen wurde, um die Einspeisung einer großen Menge von Solarstrom in Südtalien auszugleichen. Im Gegensatz zu den meisten konventionellen Kraftwerken verfügen Solarkraftwerke typischerweise nicht über die notwendigen Regelsysteme zur Dämpfung von Pendelschwingungen. So führte die Solarstromeinspeisung zu einer zunehmenden Netzpendelung, die vom PDM-Analyse-tool erkannt wurde, sodass die Betreiber umgehend benachrichtigt werden konnten. Nach etwa acht Minuten gelang es dem Leitwartenpersonal, den Stromimport nach Italien durch einen erneuten Redispatch zu reduzieren. Wäre die Pendelung nicht erkannt worden und weiter gewachsen, wäre es wahrscheinlich zu einer Trennung des europäischen Netzes gekommen. Dies unterstreicht den Nutzen der Synchrophasor-Technologie und der neuen Überwachungsanwendung bei der Sicherung der Stromversorgung.

#### Mats Larsson

ABB Corporate Research  
Baden-Dättwil, Schweiz  
mats.larsson@ch.abb.com

#### Luis-Fabiano Santos

ABB Power Systems,  
Substation Automation Systems  
Baden, Schweiz  
luis-fabiano.santos@ch.abb.com

#### Literaturhinweise

- [1] M. Larsson, D. S. Laila: „Monitoring of inter-area oscillations under ambient conditions using subspace identification“. PES '09, Calgary 2009. S. 1–6
- [2] J. Turunen et al. (2011): „Comparison of Three Electromechanical Oscillation Damping Estimation Methods“. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 4. S. 2398–2407
- [3] W. Sattinger et al.: „Operational Experience with Wide-Area Monitoring Systems“. CIGRE 2006 Session, B5-216
- [4] W. Sattinger et al.: „A new dimension in grid monitoring“. Transmission & Distribution World 2 2007, S 54–60
- [5] A. G. Phadke: „The Wide World of Wide-area Measurement“. IEEE Power & Energy Magazine 2008, S 52–65.
- [6] M. Zima et al. (2005): „Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems“. Proceedings of the IEEE Vol. 93, No. 5. S. 980–996
- [7] ENTSO-E: „Analysis of CE Inter-Area Oscillation of 19th and 24th February 2011“. September 2011



Mehr von ABB Review

Zusätzliche Bilder und Videos zu diesem Artikel gibt es in der ABB Review App.



# Absolut autark

## Nichtinvasive Temperaturmessung für industrielle Prozesse

TILO MERLIN, ANDREAS DECKER, JÖRG GEBHARDT, CHRISTIAN JOHANSSON – Der größte Teil der in der Prozessindustrie vorgenommenen Messungen sind Temperatur- und Druckmessungen. Rund die Hälfte der Temperaturmessungen dient der Überwachung mit dem Ziel, die Produktqualität zu sichern, die Prozesseffizienz zu steigern und die Anlagensicherheit zu gewährleisten. Es gibt praktisch keinen chemischen Prozess, der ohne Temperaturmessung auskommt. Geeignete herkömmliche Temperaturmessgeräte sind praktisch überall erhältlich und im Laufe der Zeit durch hohe Stückzahlen, technische Fortschritte und zunehmenden Wettbewerb immer günstiger geworden. Allerdings sind diese Geräte meist invasiv. Der nichtinvasive, drahtlose und energieautarke Temperaturfühler von ABB verändert das Gesicht der industriellen Temperaturmessung, wie eine Pilotinstallation in der Wodka-Destillerie von The Absolut Company in Schweden zeigt.

### 1 Erster Messumformer für den Einbau im Fühlerkopf (TR01)



### 2 Erster autarker Temperaturfühler TSP331-W



Die größten technischen Fortschritte in der Temperaturmessung wurden im 19. Jahrhundert erzielt. Zwei der bekanntesten Pioniere auf diesem Gebiet waren Thomas Johann Seebeck (Entdeckung des thermoelektrischen Effekts 1820) und Carl Wilhelm Siemens (Erfindung des Platin-Widerstandsthermometers 1871). Die Aktivitäten von ABB in der industriellen Temperaturmessung reichen zurück bis ins Jahr 1881, als Wilhelm Siebert in der väterlichen Zigarrenwickelfabrik Platin schmolz und dieses mechanisch zu Drähten verarbeitete. Trotz kontinuierlicher Verbesserung hat sich der grundlegende Aufbau – bestehend aus einem Messeinsatz, der durch ein starkes Schutzrohr gegen das Prozessmedium geschützt ist, und einem Anschlusskopf – im Laufe der Jahre nur wenig verändert. Viele der heutigen Geräte basieren auf diesen frühen Entdeckungen.

Für eine richtungsweisende Neuerung sorgte ABB (damals Degussa) 1978 mit der Entwicklung eines elektronischen Messumformers für den Einbau in den

Anschlusskopf → 1. Dies ermöglichte die Kombination von Messstromkreis und Fühlerelement – auch in rauen Umgebungen – und den damit verbundenen Verzicht auf lange Sensorkabel. Letztere sind anfällig für elektromagnetische Störungen, die sich auf die Fühlergenauigkeit auswirken und Signalrauschen verursachen. Diese bedeutende Innovation ebnete den Weg für die heutigen intelligenten dezentralen Fühler, die standardisierte und linearisierte Messwerte an ein zentrales Leitsystem liefern [1].

## ABB hat den Temperaturfühler erneut revolutioniert und ihn durch die Einführung von drahtloser Kommunikation und Energy-Harvesting autark gemacht.

Fast 40 Jahre später hat ABB den Temperaturfühler erneut revolutioniert und ihn durch die Einführung von drahtloser Kommunikation und Energy-Harvesting – einer Stromversorgung, bei der die Energie für das Gerät durch den Temperaturunterschied zwischen dem Prozess und seiner Umgebung gewonnen wird – autark gemacht → 2. Beide Technologien sind mit den vollständig autarken Temperaturfühlern der Reihe TSP300-W erhältlich. Diese ABB-Innovation stellte einen bedeutenden Meilenstein in der Temperaturmessung dar und war wegbereitend für die drahtlose Kommunikation in der Prozessautomatisierung.

Ein Manko industrieller Temperaturmessgeräte blieb jedoch das Schutzrohr.

### Schutzrohre

Das Schutzrohr schützt den empfindlichen Messeinsatz gegen heiße, aggressive, abrasive oder unter Druck stehende Prozessmedien in Rohrleitungen, Kesseln und Behältern → 3. Allerdings behindert es auch den Fluss des Prozessmediums, was zu einem Druckabfall und der Entstehung von Niederdruck-Wirbeln hinter dem Schutzrohr führt → 4. Durch Wirbelablösung

beginnt das Schutzrohr zu schwingen, und wenn die Frequenz der Wirbelablösung der Eigenfrequenz der Baugruppe entspricht, kommt es zur Resonanz und einem erheblichen Anstieg der dynamischen Biegespannung.

Im Hinblick auf die Anlagensicherheit stellen Schutzrohre den kritischsten Teil eines Temperaturmessgeräts dar, denn bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten und Drücken können sie leicht brechen, wenn sie nicht einwandfrei konstruiert sind. Um Ingenieure bei der Wahl geeigneter Designs zu unterstützen, haben Organisationen wie die ASME (American Society for Mechanical Engineers) entsprechende Normen entwickelt. Bei Anwendungen, die nicht von der Norm abgedeckt werden, ist der Ingenieur für die richtige Auslegung von Form, Länge, Durchmesser, Beschichtung und Art der Schnittstelle jedoch ganz und gar selbst verantwortlich. Alles in allem führt dies zu

#### Titelbild

Die nichtinvasive Temperaturmessung in industriellen Prozessen bietet eine Vielzahl von Vorteilen. Doch wie kann dies erreicht werden?

### 3 Typische Schutzrohre für anspruchsvolle Anwendungen in der Öl- und Gasindustrie



Neben den Sicherheitsaspekten stellt ein Schutzrohr auch eine Beeinträchtigung des Prozesses dar, denn es reduziert den effektiven Durchmesser einer Rohrleitung.

### 4 Wechselseitige Wirbelablösung – wie bei einer Flagge im Wind treten abwechselnd Wirbel auf der einen und der anderen Seite des Schutzrohres auf.



### 5 Nichtinvasive Temperaturmessung mit dem TSP341-W



einer erheblich größeren Anzahl von Varianten und somit zu höheren Kosten, größeren Lagerbeständen und einem größeren logistischen Aufwand.

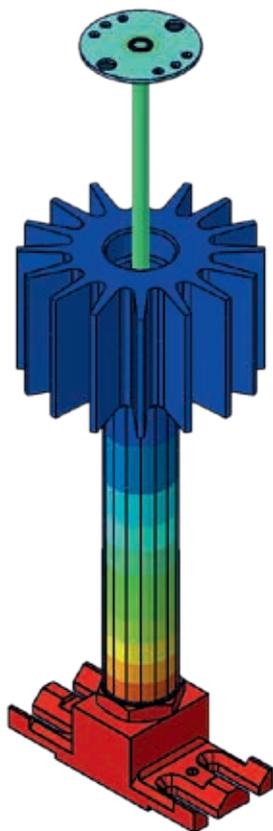
Neben den Sicherheitsaspekten stellt ein Schutzrohr auch eine Beeinträchtigung des Prozesses dar, denn es reduziert den effektiven Durchmesser einer Rohrleitung, und der dadurch verursachte Druckabfall kann zu einem höheren Bedarf an Pumpenleistung führen. Außerdem stellt es ein Hindernis bei der Reinigung der Rohrleitungen dar. Hersteller von Nahrungsmitteln, Getränken und pharmazeutischen Produkten setzen Schutzrohre aufgrund der erhöhten Verschmutzungsgefahr nur ungern ein. Bei Nachrüstungen müssen die betreffenden Anlagen abgeschaltet und die Rohrleitungen geleert werden, bevor invasive Geräte installiert werden können. Außerdem haben Schutzrohre einen negativen Einfluss auf die Messung selbst, da sie einen Temperaturabfall zwischen dem Medium und dem Fühler und somit eine Latenz bewirken. Ferner sind sie häufig die am schwierigsten und teuersten zu installierenden Teile, da sie nicht selten geschweißt werden müssen.

Um einigen dieser Herausforderungen zu begegnen, aktualisierte die ASME im Jahr 2010 ihre Grundnorm für die Berechnung von Schutzrohren [2], was zu robusteren Schutzrohren mit größeren Durchmessern, festeren Materialien und kürzeren Längen führte – Änderungen, die die oben genannten Nachteile für die Messung eher verstärkten.

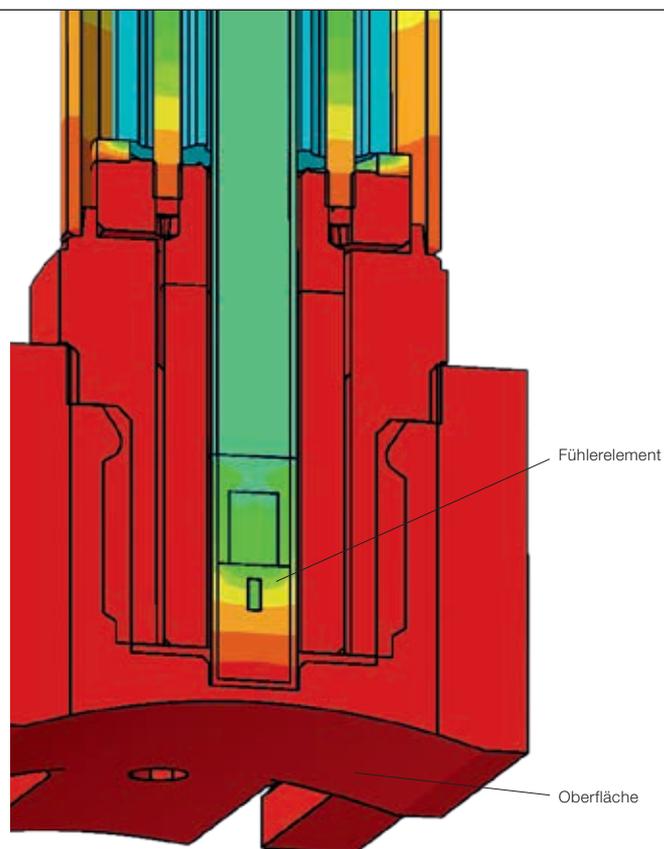
#### Nichtinvasive Methoden

Durch die Verwendung von nichtinvasiven Messmethoden kann auf Schutzrohre verzichtet werden. Bei nichtinvasiven Geräten bleiben Rohrleitungen und Behälter unbeeinträchtigt, was viele Vorteile bietet:

- Die Ummantelungen von Rohren und Behältern werden nicht durchbohrt.
- Rohrleitungen müssen zur Installation nicht geleert werden.
- Es müssen keine Schweißarbeiten vor Ort durchgeführt werden, und es ist keine spezielle Erlaubnis für explosionsgefährdete Bereiche erforderlich.
- Es besteht keine Verschmutzungsgefahr.



6a Gesamtes Gerät



6b Schnittstelle zur Zielloberfläche

Diese Vorteile haben erhebliche Auswirkungen: Messpunkte sind leicht zu installieren und können auch nur temporär genutzt werden – z. B. bei der Einrichtung und beim Testen eines neuen Prozesses oder bei der Ursachenanalyse von Produktionsproblemen. Sobald eine zufriedenstellende Situation erreicht ist, kann die Anzahl der Messstellen auf ein wirtschaftlich und technisch langfristig geeignetes Maß reduziert werden.

#### Warum nicht früher?

Es gibt gute Gründe, warum nichtinvasive Verfahren in den meisten Temperaturmessungen bisher nicht genutzt wurden.

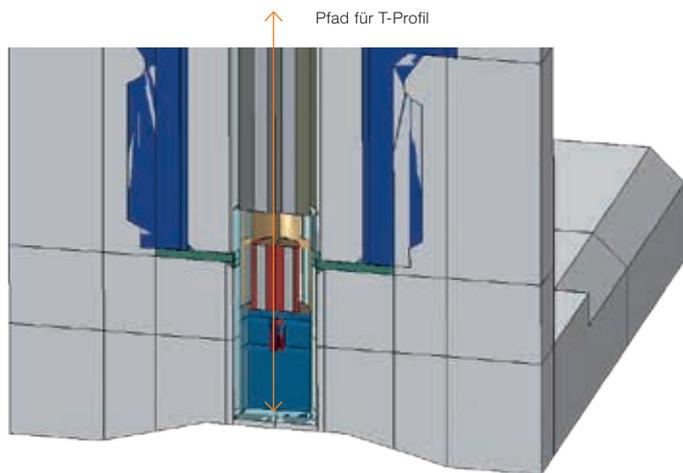
Die einfachste Möglichkeit einer nichtinvasiven Temperaturmessung besteht darin, ein vorhandenes Messgerät an der Oberfläche einer Rohrleitung oder eines Behälters zu befestigen, anstatt es in ein Schutzrohr einzuführen. Dabei ist allerdings der Temperaturfühler weiter vom Prozessmedium entfernt, was sich auf die Ansprechzeit auswirkt. Außerdem haben die Umgebungsbedingungen einen größeren Einfluss auf die Messung.

Ein gutes nichtinvasives Temperaturmessgerät muss also über einen geeigneten Wärmepfad zwischen dem Prozess und dem Fühler verfügen. Dieser umfasst sämtliche Materialien und Schnittstellen, über die die Wärme übertragen werden muss. Außerdem wäre es günstig, wenn ein vorhandenes Gerät (mit Schutzrohr) entsprechend angepasst werden könnte, da dies den Entwicklungsaufwand erheblich senken, die Anzahl der Varianten und zusätzlichen Teile gering halten und dem Kunden die Eigewöhnung und Zertifizierung erleichtern würde.

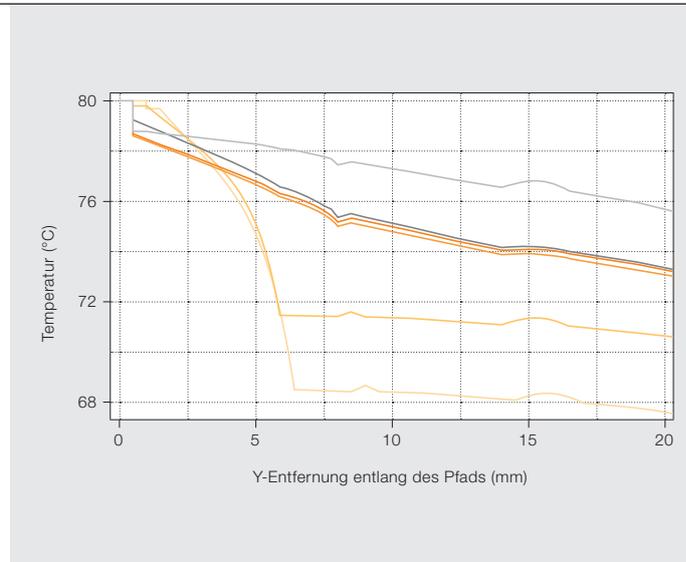
#### Ein anspruchsvoller Fall

The Absolut Company im schwedischen Nöbbelev erhielt zwei autarke [3], nichtinvasive Temperaturfühler, um die Geräte zu testen, ohne die Prozesse in der Wodka-Destillerie unterbrechen zu müssen → 5. Um den Aufwand für ABB gering zu halten, wurden Adapter gefertigt, mit denen vorhandene Geräte (in Schutzrohr-Ausführung) mit angepasster Einsatzlänge an die Rohrleitungen angebracht werden konnten.

Durch die Verwendung von nichtinvasiven Messmethoden kann auf Schutzrohre verzichtet werden. Rohrleitungen und Behälter bleiben unbeeinträchtigt.



7a Während der Messung wird das Temperaturfeld entlang eines Pfads durch das Gerät aufgezeichnet.



7b Temperaturprofile durch das Gerät für verschiedene Designiterationen

Die Fühler konnten problemlos in das vorhandene ABB Extended Automation System 800xA integriert werden, das über ein integriertes Feldgeräte-Managementssystem verfügt.

Die Fühler konnten problemlos in das vorhandene Leitsystem vom Typ ABB Extended Automation System 800xA integriert werden. Die System 800xA Automatisierungsplattform verfügt über ein integriertes Feldgeräte-Managementssystem. Dies bietet Nutzern die Möglichkeit, Betriebsabläufe, Engineering und das Management von Feldgeräten – einschließlich Funktionen wie die Gerätekonfiguration und Zustandsüberwachung – mit einem einzigen System abzudecken. Ein solcher Ansatz bietet erhebliche Vorteile – z. B. einen reduzierten Engineeringaufwand –, da die Abstimmung der kompletten Lösung einschließlich der Konfiguration der Feldgeräte in einem einzigen System mit einem gemeinsamen Engineering-Workflow vorgenommen werden kann. Ein weiterer Vorteil ist die schnelle Inbetriebnahme, da die komplette Prüfung der Signale von einer einzigen Person von einem Bildschirm aus durchgeführt werden kann.

Nach der Installation berichteten die Automatisierungingenieure von The Absolut, dass die Energy-Harvesting-Funktionalität und die drahtlose Kommunikation einwandfrei funktionierten, aber die Messgenauigkeit und die Ansprechzeit der Geräte nicht ihren Erwartungen entsprachen.

#### Verbesserung der Messung

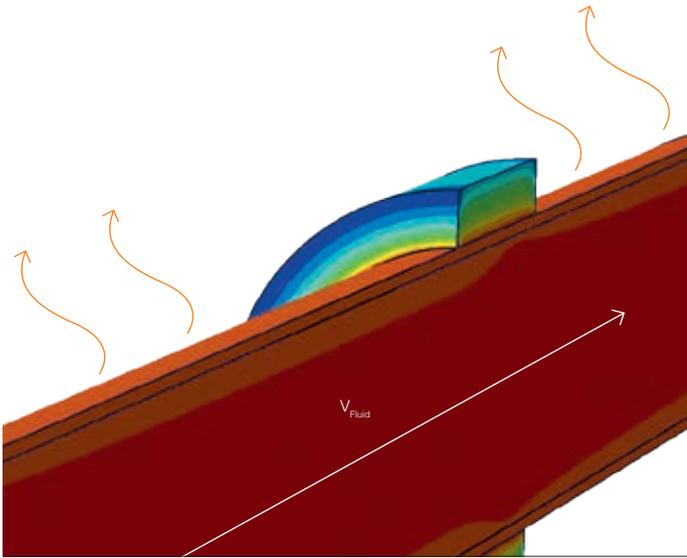
Eine Reihe von Messungen bei The Absolut lieferte ein detailliertes Bild der thermischen Situation am und um das Gerät

sowie am Adapter, der das Gerät mit der Rohrleitung verbindet. Nachdem die Ursache für die Messprobleme gefunden war, wurde das Design des Adapters verbessert und getestet. Der Messeinsatz und das thermische Schnittstellenmaterial wurden ebenfalls verändert. In der endgültigen Konfiguration wurde die Messabweichung (von mehreren Kelvin) auf etwa 1 K reduziert. Gleichzeitig konnte die Ansprechzeit um 75 % verkürzt werden, womit beide Leistungsparameter nahe an denen eines invasiven Temperaturfühlers lagen.

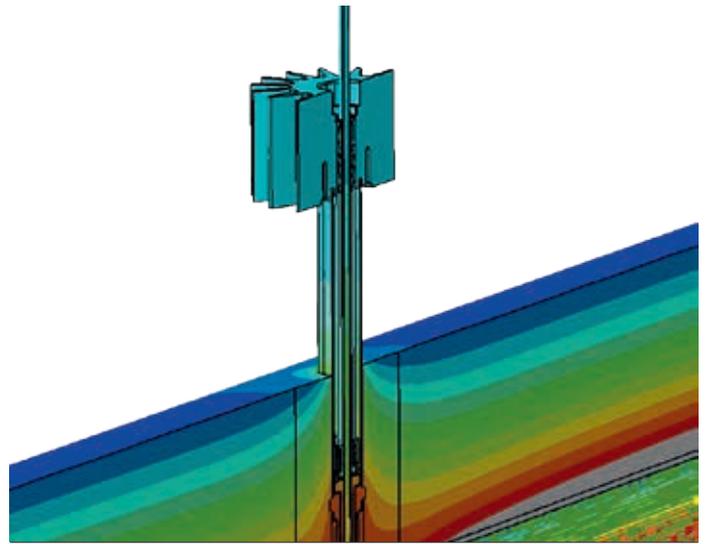
#### Modellierung

Für die Entwicklung eines guten Designs waren ein genaues physikalisches Verständnis des Messpunkts und die anschließende Modellierung und Simulation der thermischen Situation von entscheidender Bedeutung. Zur Bestimmung der relevanten Designparameter wurden Finite-Elemente-Simulationen und umfangreiches automatisches Modellierung eingesetzt [4] → 6. Geometrie, Materialien und Schnittstelleneigenschaften konnten effektiv in den Modellen abgebildet werden → 7.

Darüber hinaus war es wichtig, zu verstehen, wie die Fühler Temperatur durch einzelne Details der Messsituation beeinflusst werden kann – z. B. durch verschiedene Isolierungsarten oder unterschiedliche Strömungsbedingungen. Dieses Verständnis wurde mithilfe von Berechnungen der konjugierten Wärmeübertra-



8a Verzerrung des Temperaturfelds bei einem fluidführenden Rohr mit lokaler Isolierung



8b Temperaturfeld in der Struktur und Geschwindigkeitsfeld im Fluid bei einer typischen Messsituation

gung entwickelt. Dabei wird ein heißes oder kaltes Fluid modelliert, das in einem Rohr fließt, an dem das Gerät montiert ist und/oder das mit einer axial homogenen bzw. sich räumlich verändernden Isolierung versehen ist. Typische Temperaturfelder, die sich aus diesen Berechnungen ergeben haben, sind in → 8. dargestellt.

### Einfache Installation

Der neu konstruierte Adapter kann an einer Vielzahl von Rohrdurchmessern montiert werden. Es muss lediglich die Länge der Schellen (einfache Stahlbänder) angepasst werden, was die Anzahl der Varianten reduziert und die Flexibilität erhöht. Durch die geringere Komplexität des Designs ist der mechanische Bearbeitungsaufwand geringer, und die Installation wird vereinfacht, was besonders an schwer erreichbaren Stellen von Nutzen ist. Für die Installation ist weder eine Kalibrierung noch eine umfangreiche Parametrisierung erforderlich.

Nach dieser Optimierung installierte The Asolut Company vier Temperaturfühler vom Typ TSP341-W, die die vorhergesagten Verbesserungen in der Messgenauigkeit und Ansprechzeit bestätigten.

### Eine neue Flexibilität

Die nichtinvasive, drahtlose und energieautarke Temperaturmessung ermöglicht ein neues Maß an Flexibilität. Da Temperaturmessungen und deren Integration in ein Leitsystem vom Typ System 800xA nun so einfach geworden sind,

rücken Anwendungen mit einer hohen Wertschöpfung, die aber bisher aus Kostengründen schwer zu rechtfertigen waren, in greifbare Nähe. Ein gutes Beispiel für eine solche Anwendung ist die kurzfristige Instrumentierung von Prozessen während der Optimierung oder bei der Umsetzung von kontinuierlichen Verbesserungsmaßnahmen oder Energieeffizienzinitiativen. Ein weiteres Beispiel ist die Versorgung des ABB System 800xA Heat Exchanger Asset Monitors (HXAM) – ein Zustandsüberwachungstool, das Leistungsveränderungen und betriebliche Beeinträchtigungen von Wärmetauschern erkennt – mit den Temperatureingaben, die das System benötigt, um einen energieeffizienteren Betrieb und geringere Wartungskosten zu gewährleisten. In großen Anlagen können durch eine bessere Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers erhebliche Energieeinsparungen erzielt werden.

Lediglich Anwendungen mit extremen räumlichen oder zeitlichen Gradienten stellen für den nichtinvasiven Fühler sowohl in puncto Messgenauigkeit als auch in puncto Ansprechzeit eine Herausforderung dar, was die vollständige Schließung der Leistungslücke zu seinem invasiven Pendant angeht. Ein nächster logischer Schritt, nachdem die thermomechanischen Möglichkeiten ausgeschöpft sind, ist die Verwendung fortschrittlicher modellbasierter Algorithmen zur Korrektur der Messung.

### Tilo Merlin

ABB Process Automation,  
Measurement and Analytics  
Frankfurt, Deutschland  
tilo.merlin@de.abb.com

### Andreas Decker

Jörg Gebhardt  
ABB Corporate Research  
Ladenburg, Deutschland  
andreas.decker@de.abb.com  
joerg.gebhardt@de.abb.com

### Christian Johansson

ABB Process Automation, Control Technologies  
Malmö, Schweden  
christian.johansson@se.abb.com

### Literaturhinweise

- [1] „Industrial temperature measurement, basics and practice, Handbook for customers“. ABB Automation Products (2008)
- [2] „Thermowells“. ASME Standard No. PTC 19.3 TW-2010.
- [3] M. Ulrich et al.: „Autonomous wireless sensors for process instrumentation“. GMA/ITG-Fachtagung: Sensoren und Messsysteme 2012, Nürnberg
- [4] J. Gebhardt, K. König: „Model-based development for an energy-autonomous temperature sensor“. VDI/VDE Mechatronik 2013. Aachen, Deutschland, S. 177–181

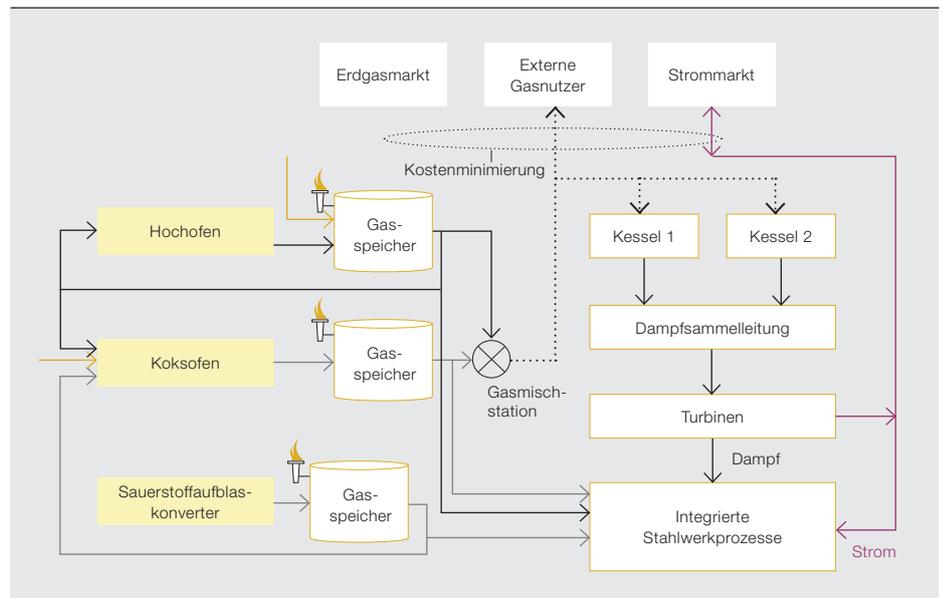


# Optimierte Energieflüsse

Verbesserung der Energieeffizienz in der Stahlherstellung mit  
ABB cpmPlus Energy Manager

JOUKO KARJALAINEN, TONI KYMÄLÄINEN, JUHA MÄNTYSAARI,  
TUA KAUPPALA – Rund 20 % der Produktionskosten in einem  
integrierten Stahlwerk sind Energiekosten, d. h. die Energie-  
effizienz spielt eine entscheidende Rolle für die Rentabilität.  
Innerhalb des Werks wird Energie in Form von Strom, Dampf,

Nebenproduktgasen und importierten Brennstoffen über  
komplexe Netzwerke verteilt. Dieses System zu verstehen  
und auf optimale Weise zu steuern, ist der Schlüssel zur  
Verbesserung der Energieeffizienz und Wettbewerbsfähigkeit  
bei gleichzeitiger Reduzierung der Umweltbelastung.



Die Eisen- und Stahlherstellung erfordert komplexe Gasnetze, die eine Vielzahl von Verbrauchern mit verschiedenen Gasarten und -mischungen versorgen → 1. Aufgrund der kritischen Bedeutung der Produktionsplanung müssen diese Gase stets verfügbar sein, wenn sie benötigt werden. Daher sind Gasspeicher erforderlich, um vorübergehende Knappheiten oder Überschüsse auszugleichen.

Übersteigt der Gasbedarf die verfügbare Menge, muss zusätzlicher Brennstoff zu schwankenden – und häufig höheren – Marktpreisen eingekauft werden. Übersteigt das Angebot die Nachfrage, muss überschüssiges Gas aus den Speichern abgefackelt werden. Dadurch geht Energie verloren, und der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Anlage wächst.

Viele Hüttenwerke verfügen außerdem über eigene Kraftwerke, in denen die Kessel mit einer Kombination aus Brennstoffen – z.B. Nebenproduktgase aus Hochöfen, Koksöfen und Blasstahlkon-

vertoren – befeuert werden. Diese Energie wird bei Bedarf durch Strom, der aus dem Netz hinzugekauft wird, ergänzt, um den Gesamtbedarf der Anlage zu decken. Ist das Werk in der Lage, diesen Strombedarf genau vorherzusagen, kann es den Strom zu einem günstigeren Preis einkaufen.

Die Herausforderung besteht also darin, das gesamte Energiesystem der Anlage so zu optimieren, dass die Bedürfnisse aller Verbraucher zu minimalen Kosten erfüllt werden können. Das Ergebnis sind weniger abgefackeltes Gas, ein geringerer Zukauf von Strom und ergänzenden Brennstoffen sowie niedrigere Preise für den zugekauften Strom.

### Systematische Lösung

Da die verschiedenen Energieformen, die in einem Stahlwerk erzeugt und verbraucht werden, stark voneinander abhängen, ist es sinnvoll, diese als Ganzes zu optimieren. So lässt sich der größte Nutzen für die Wettbewerbsfähigkeit des Werks im Hinblick auf Energiekosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielen, während die Nachteile durch das Unter- oder Überschätzen des Bedarfs minimiert werden.

ABB cpmPlus Energy Manager (EM) ist eine Softwarelösung, die die Energieflüsse der gesamten Anlage modelliert und visualisiert. Das Programm berechnet optimale Pläne für die Verteilung der Nebenproduktgase an die Prozessverbraucher und Kraftwerkskessel. Dies sorgt für eine

Die Herausforderung besteht darin, das Energiesystem so zu optimieren, dass die Bedürfnisse aller Verbraucher zu minimalen Kosten erfüllt werden.

100%ige Verfügbarkeit der Nebenproduktgase bei gleichzeitiger Minimierung der abgefackelten Gasmenge.

Darüber hinaus berücksichtigt cpmPlus EM Anlagenprozesse wie die Konfiguration des Gasnetzes und der Mischstationen und finanzielle Aspekte wie die Anfahrkosten der Kessel. So kann das System dabei helfen, trotz ungeplanter Produktionsänderungen oder schwankender Energiepreise eine optimale Energieeffizienz sicherzustellen. Es kann sogar dabei helfen, den Export von Strom oder Nebenproduktgasen zu optimieren, wenn dies machbar und wirtschaftlich ist.

### Effiziente Modellierungswerkzeuge

Das in cpmPlus EM verwendete Modellierungsprinzip heißt Economic Flow Network (EFN). EFN bietet Werkzeuge zur grafischen Konfiguration des gesamten

#### Titelbild

Ein Stahlwerk weist eine komplexe Energietopografie mit Strom-, Dampf- und Gasflüssen auf. Wie kann ABB cpmPlus Energy Manager dabei helfen, die Komplexität der Energieflüsse zu meistern und die Energieeffizienz zu verbessern?

## 2 Darstellung der Kesselbrennstoffnutzung



## 3 Übersicht über die Gasnutzung



Da die verschiedenen Energieformen in einem Stahlwerk stark voneinander abhängen, ist es sinnvoll, diese als Ganzes zu optimieren.

Energiesystems als miteinander verbundenes Flussnetzwerk, in dem jeder Fluss mit einem zulässigen Wertebereich und einem Einheitenpreis dargestellt ist. Für die verschiedenen Prozessbedingungen können logische Randbedingungen spezifiziert werden. Auf der Grundlage des konfigurierten Modells werden die Optimierungsprobleme automatisch generiert und durch einen MILP-Löser (Mixed Integer Linear Programming) gelöst.

### Energieeffizienzanzeigen

Ein weiteres Merkmal von cpmPlus EM ist die Bereitstellung von Anzeigen (sogenannten Dashboards) zur Darstellung der energiebezogenen Leistung von einzelnen Produktionsprozessen bis hin zur gesamten Anlage → 2–3. Dies ermöglicht die Festlegung und Überwachung von Energieleistungskennzahlen sowie die Analyse und Erstellung von Berichten zur Überprüfung der durch Maßnahmen und Projekte erzielten Leistungsverbesserungen.

Dank spezieller Dashboards für jede Produktionsstation kann das Bedienpersonal auf Abweichungen reagieren, die sich häufig hinter verschiedenen Energie- und Materialflüssen verstecken. Außerdem können die Bedarfspläne für Gas, Strom und Dampf sowie die Erzeugung von Nebenproduktgasen mit dem täglichen Produktionsplan abgestimmt werden.

Gleichzeitig können die Optimierungsergebnisse im standorteigenen Kraftwerk genutzt werden, um die bestmögliche Kombination von Eigenerzeugung und externer Versorgung zu wählen. So kann die Energieeffizienz als weitere Leistungskennzahl neben der Produktionsqualität und dem Durchsatz genutzt werden.

Die von cpmPlus EM berechneten Kraftwerks- und Prozessfahrpläne können automatisch umgesetzt werden, indem die geplanten Sollwerte an die übergeordnete Prozessregelung übermittelt werden, die dann die Kraftwerkssysteme so koordiniert, dass die Prozesse auf optimale Weise betrieben werden.

### Fallbeispiel ArcelorMittal

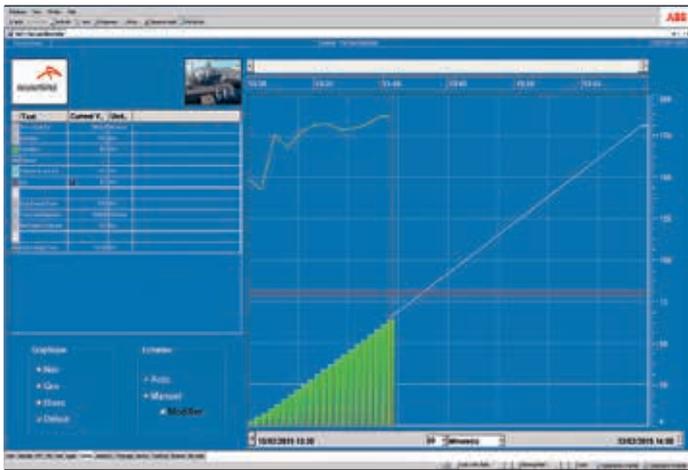
Stahlwerke nutzen Produktionsplanungssysteme, um eine Fertigung auf Bestellung zu ermöglichen. Im Werk von ArcelorMittal im französischen Fos-sur-Mer bot ein solches System dem Unternehmen die Möglichkeit, die Produktion zu planen und dabei den Energieverbrauch vorherzusagen. Doch das Werk hatte das ehrgeizige Ziel, die Energiebeschaffung, die Dampfausbeute und den Verbrauch von Nebenproduktgasen – und somit den Energieverbrauch des gesamten Stahlherstellungsprozesses – zu optimieren.

Das unternehmenseigene Forschungszentrum hatte bereits Vorstudien durchgeführt und Modelle für das Management der Energie und der Nebenproduktgase im Werk entwickelt. Es gab klare Anforderungen und Erwartungen, aber es musste noch der richtige Lösungsanbieter gefunden werden.

### Erfolgreiches Prototypmodell

ArcelorMittal entschloss sich, mit ABB zusammenzuarbeiten, da es keinen anderen Anbieter mit einem gleichwertigen Produkt im industriellen Maßstab gab. Das Projekt war anspruchsvoll, doch das Team von ABB ging systematisch vor und begann die Modellierung mit einer Fallstudie auf der Grundlage der Vorstudie von

#### 4 Ansicht zur Spitzenlastüberwachung



ArcelorMittal. Nachdem die Modellierung des Prototyps abgeschlossen war, wurde ArcelorMittal das Ergebnis zur Evaluierung und Genehmigung vorgelegt.

#### Einblicke und Innovationen

Das Ziel des Projekts war die Modellierung der gesamten Energiebeschaffungs- und Energieerzeugungsprozesse des Werks. Wie bereits erwähnt, beinhaltet der Stahlherstellungsprozess sowohl die Erzeugung als auch den Verbrauch von Gasen. Normalerweise umfasst die externe Energiebeschaffung eines Werks nur Strom und Dampf, doch in diesem Fall schließt die Modellierung auch das Management von Nebenproduktgasen und anderweitig bezogenen Gasen ein. Das ABB-System gibt an, wie viel Gas von externen Quellen bezogen werden muss. Da das System kontinuierlich in einer industriellen Umgebung arbeitet, unterliegt es besonderen Herausforderungen. Ein Aspekt, der besondere Aufmerksamkeit verlangte, war die zuverlässige und ausreichend schnelle Bestimmung von optimalen Lösungen bei sich stetig verändernden Eingangsdaten.

Im Fall von ArcelorMittal muss der Zeithorizont der Optimierung kontinuierlich berechnet werden. Mit anderen Worten, der optimale Produktionsplan muss laufend neu bestimmt werden, was im Kontext der Optimierungsmodellierung eine große Herausforderung darstellt. Um dies zu ermöglichen, musste ABB vollständig neue Verfahren und Lösungen entwickeln.

#### Technische Lösungen für die industrielle Optimierung

Das für ArcelorMittal realisierte System beinhaltet drei technische Lösungen, die

eine schnelle, hochwertige Optimierung mit veränderlichen Eingangsdaten unterstützen: die Zwei-Ebenen-Optimierung mit Vererbung des Grundmodells auf verschiedene Zeitebenen, das Verfahren des gleitenden Zeithorizonts und die Nutzung multipler Suchparameter für Löser.

#### Zwei-Ebenen-Optimierung

Um eine kontinuierliche Optimierung des gesamten Energieerzeugungsprozesses zu ermöglichen, mussten zunächst Zustandsentscheidungen für die wichtigsten Betriebsmittel in der Produktionsanlage durch Projektion einer groben Auflösung in die Zukunft getroffen werden. Auf deren Grundlage konnte dann die Nutzung von Energiespeichereinrichtungen wie Kesseln oder Gasspeichern mit einer feineren Auflösung berechnet werden.

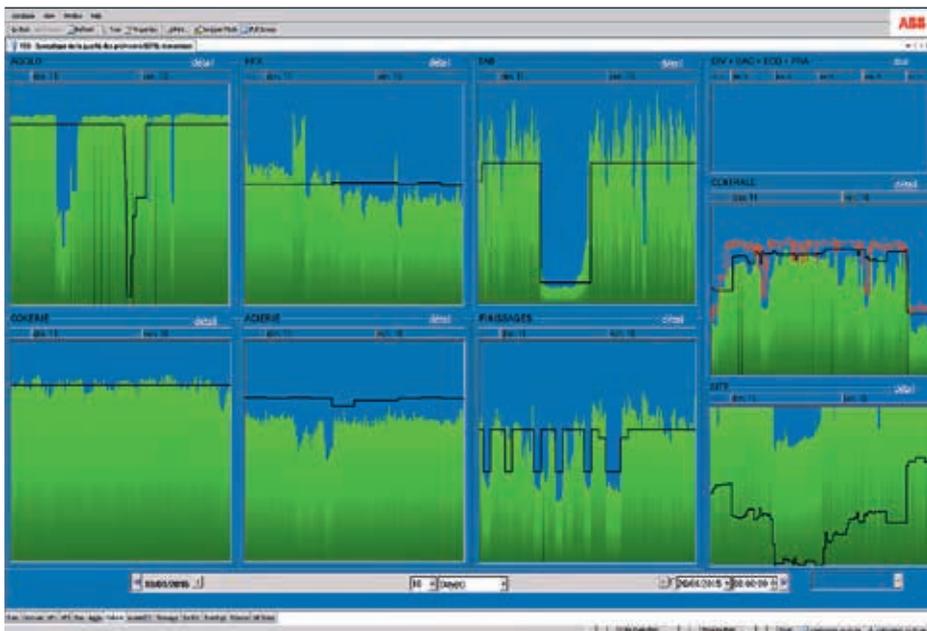
Dies wurde durch Modellierung in zwei verschiedenen Zeitauflösungen erreicht: einer Auflösung von zwei Stunden, bei der die optimalen Zustände wichtiger Betriebsmittel (z. B. der Kessel) feststehen, und einer Auflösung von 30 Minuten, bei der diese Zustände als gegeben angenommen werden, und eine Optimierung des kontinuierlichen Betriebs mit feiner Auflösung durchgeführt wird. Die in beiden Zeitauflösungen verwendeten Modelle werden von einem Grundmodell mit gemeinsamen Strukturen und Randbedingungen vererbt.

Da Strom in Frankreich in Zeiträumen von 30 Minuten abgerechnet wird, forderte der Kunde eine zweifache Aktualisierung des Systems innerhalb dieser Zeit, d. h. etwa alle 15 Minuten. Bei einem Intervall von 30 Minuten ist es möglich, entspre-

#### 5 Ansicht zur Lastprognose



ABB cpmPlus Energy Manager modelliert und visualisiert die Energieflüsse der gesamten Anlage und berechnet optimale Pläne für die Verteilung der Nebenproduktgase an die Verbraucher.



chende Zustandsentscheidungen zu treffen und die Nutzung zwei Tage im Voraus vorherzusagen. Der Zwei-Tages-Plan liefert optimierte Daten für sämtliche externe Energiebeschaffungen, Strom- und Gasprognosen sowie Gasspeicherfüllstände. Das System ermöglicht außerdem die vorausschauende Überwachung der wöchentlichen Planung.

#### Gleitender Zeithorizont

Das zweite Verfahren, das in das für ArcelorMittal entwickelte System integriert wurde, ist das Verfahren des gleitenden Zeithorizonts. Wenn Daten, die alle halbe Stunde aktualisiert werden, für eine Zwei-Tages-Prognose verwendet werden, kann diese Prognose nicht in einem einzigen Schritt vorgenommen werden, der den gesamten Zeithorizont im Modell enthält. Dies wäre für die Optimierung zu ressourcenintensiv und zeitaufwändig. Das Verfahren des gleitenden Zeithorizonts betrachtet ein kürzeres Zeitintervall und liefert eine erste Lösung dafür. Diese Lösung wird in das System eingegeben, das Intervall um eine Zeitspanne vorgezogen und der Vorgang wiederholt – bis der gesamte Zeitraum von zwei Tagen verarbeitet ist.

Der Zeithorizont bewegt sich somit um jeweils eine Zeitspanne vorwärts. Dies sichert die Kontinuität der Ergebnisse im zeitlichen Verlauf und ermöglicht stabilere Lösungen. Wird ein kompletter Zeitraum von 24 Stunden auf einmal optimiert, geht die Kontinuität von einem Tag zum nächs-

ten verloren, da das Zeitintervall von 24 Stunden der bestimmende Faktor ist und das Optimierungsmodell nicht weit genug „darüber hinaus blicken“ kann.

#### Breite Auswahl an Suchparametern

Das dritte Verfahren ermöglichte das Erreichen einer ausreichend schnellen numerischen Lösung mit veränderlichen Eingangsdaten. Die meiste Zeit ist das System in der Lage, Optimierungsprobleme schnell mit einer gegebenen Auswahl von Parametern zu lösen. Es gibt jedoch Situationen, in denen Lösungszeiten lang sein können. So kam das Team von ABB auf die Idee, es dem System zu ermöglichen, die Probleme gleichzeitig an zwei unterschiedliche Löser mit verschiedenen Suchparametern zu übermitteln. So braucht man nur zu warten, welcher Löser zuerst eine Lösung findet und den langsameren abbrechen. Dieses „konkurrierende Lösen“ wird entsprechend den Anforderungen eines industriellen Systems rund um die Uhr ständig wiederholt.

#### Objektive Suche nach der wirtschaftlichsten Lösung

cpmPlus EM zeigt dem Nutzer, wie er seine Anlage am wirtschaftlichsten betreiben kann. Außerdem ist das System in der Lage, völlig neue Betriebsweisen aufzuzeigen → 4–6. In Fos-sur-Mer war dies bei den Turbinen der Fall. Hier schlug das ABB-System eine Betriebsweise vor, die sich deutlich von der bisherigen unterschied, aber für das Werk übernommen wurde.

cpmPlus EM berücksichtigt Anlagenprozesse wie die Konfiguration des Gasnetzes und der Mischstationen und finanzielle Aspekte wie die Anfahrkosten der Kessel.

Die Optimierung sämtlicher Energiebeschaffungsprozesse hat im Werk von ArcelorMittal in Fos-sur-Mer zu erheblichen Einsparungen bei den Rohstoffen und Kosten geführt und die Produktivität des Stahlherstellungsprozesses gesteigert. Das zurzeit am deutlichsten sichtbare Ergebnis ist eine Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit der externen Strombeschaffung um etwa 15 %, was sich in Einsparungen von rund 15.000 EUR im Monat (Durchschnitt für 2013) niederschlägt.

Jouko Karjalainen

Toni Kymäläinen

Juha Mäntysaari

Tua Kauppala

ABB Process Automation, Process Industries  
Helsinki, Finland

jouko.karjalainen@fi.abb.com

toni.kymalainen@fi.abb.com

juha.mantysaari@fi.abb.com

tua.kauppala@fi.abb.com

## Editorial Board

### Claes Ryttoft

Chief Technology Officer  
Group R&D and Technology

### Ron Popper

Head of Corporate Responsibility

### Christoph Sieder

Head of Corporate Communications

### Ernst Scholtz

R&D Strategy Manager  
Group R&D and Technology

### Andreas Moglestue

Chief Editor, ABB Review  
andreas.moglestue@ch.abb.com

### Herausgeber

Die ABB Review wird herausgegeben von  
ABB Group R&D and Technology.

ABB Technology Ltd.  
ABB Review  
Affolternstrasse 44  
CH-8050 Zürich  
Schweiz  
abb.review@ch.abb.com

Die ABB Review erscheint viermal pro Jahr in Englisch, Französisch, Deutsch und Spanisch. Die ABB Review wird kostenlos an Personen abgegeben, die an der Technologie und den Zielsetzungen von ABB interessiert sind. Wenn Sie an einem kostenlosen Abonnement interessiert sind, wenden Sie sich bitte an die nächste ABB-Vertretung, oder bestellen Sie die Zeitschrift online unter [www.abb.com/abbreview](http://www.abb.com/abbreview).

Der auszugsweise Nachdruck von Beiträgen ist bei vollständiger Quellenangabe gestattet. Ungekürzte Nachdrucke erfordern die schriftliche Zustimmung des Herausgebers.

Herausgeber und Copyright © 2015  
ABB Technology Ltd.  
Zürich, Schweiz

### Satz und Druck

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH  
AT-6850 Dornbirn, Österreich

### Layout

DAVILLA AG  
Zürich, Schweiz

### Übersetzung

Thore Speck, Dipl.-Technikübersetzer (FH)  
D-24941 Flensburg, Deutschland

### Haftungsausschluss

Die in dieser Publikation enthaltenen Informationen geben die Sicht der Autoren wieder und dienen ausschließlich zu Informationszwecken. Die wiedergegebenen Informationen können nicht Grundlage für eine praktische Nutzung derselben sein, da in jedem Fall eine professionelle Beratung zu empfehlen ist. Wir weisen darauf hin, dass eine technische oder professionelle Beratung vorliegend nicht beabsichtigt ist. Die Unternehmen der ABB-Gruppe übernehmen weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Haftung oder Garantie für die Inhalte oder die Richtigkeit der in dieser Publikation enthaltenen Informationen.

ISSN: 1013-3119

[www.abb.com/abbreview](http://www.abb.com/abbreview)



Vorschau 1|16

# Innovation

„Notwendigkeit ist die Mutter der Erfindung“, lautet ein Sprichwort. Sind Einschränkungen dann vielleicht der Vater der Innovation? Wirtschaftliche, ressourcenbedingte, physikalische und viele andere Einschränkungen bringen ständig neue Fragen und Herausforderungen für das Leben und Streben des Menschen mit sich. Doch sie müssen nicht notwendigerweise eine Bremse für den Fortschritt sein. Häufig ist es die Existenz anspruchsvoller Bedingungen, die Menschen zu Höchstleistungen anspornt und ein innovatives Umfeld schafft. Die Einschränkungen, mit denen Menschen und Unternehmen heute konfrontiert werden, sind vielfältig und verändern sich ständig – ein Umfeld, das ABB und ihre Ingenieure stets aufs Neue motiviert, innovative Ideen für eine bessere Welt zu entwickeln. Traditionell widmet sich die erste Ausgabe der ABB Review jedes Jahres dem Thema Innovation. In Heft 1/2016 erfahren Sie etwas über die jüngsten Innovationen von ABB in unterschiedlichen Bereichen von der Stromerzeugung bis hin zu Smartphones.



## Tablet-Ausgabe

Die ABB Review ist auch als Tablet-Version verfügbar.  
Besuchen Sie uns unter <http://www.abb.com/abbreview>

## Bleiben Sie auf dem Laufenden ...



Haben Sie eine ABB Review verpasst? Melden Sie sich unter <http://www.abb.com/abbreview> für unseren E-Mail-Benachrichtigungsservice an und verpassen Sie nie wieder eine Ausgabe. Nach der Anmeldung erhalten Sie per E-Mail einen Bestätigungslink. Sie müssen Ihre Anmeldung bestätigen, um Benachrichtigungen zu neuen Ausgaben zu erhalten.

# Innovation



- 6 Innovations-Highlights**  
Bedeutende ABB-Innovationen für 2015
- 11 Nützliche Informationen**  
Neue Datenanalyseverfahren zur Verbesserung des Anlagenservice
- 16 Perfekte Rahmenbedingungen**  
Das virtuelle Emulator-Framework vereinfacht das Testen von Prozessleitsystemen
- 22 Besser bauen**  
Technologie für intelligentere Gebäude
- 27 Ein Servicewerkzeug wird erwachsen**  
ABB ServicePort™ versorgt eine Vielzahl von Kunden weltweit mit fortschrittlichen Dienstleistungen
- 32 Erweiterte Rolle**  
ABB 800xA Simulator ist über den gesamten Lebenszyklus eines Automatisierungssystems hinweg einsetzbar
- 37 Intelligent schalten**  
Intelligente Schaltanlagen für die Primär- und Sekundärverteilung
- 42 Spitzen vermeiden**  
Integrierte Optimierungsalgorithmen senken Heizkosten
- 48 Nah am Wind**  
Eine effektive Bedienoberfläche für den Windparkbetrieb
- 53 Cooler Kondensator**  
Leistungsfaktorverbesserung mit dem neuen QCap von ABB
- 60 ABB in Kürze**
- 63 Aus den ASEA-Archiven**  
Rückblick auf über ein Jahrhundert in gedruckter Form

# Solarenergie



- 6 Von der Quelle bis zur Steckdose**  
ABB nimmt auch in der Photovoltaik eine Spitzenposition ein
- 10 Ein Platz an der Sonne**  
Herausforderungen und Perspektiven für die Zukunft der Solarenergie
- 16 Der Sonne entgegen**  
Das Solarflugzeug Solar Impulse 2 als Botschafter für alternative Energien
- 20 Balanceakt**  
Stabilisierung der Stromerzeugung in Photovoltaik- und hybriden Mikronetzen
- 27 Sonnige Aussichten**  
Energiespeicherung eröffnet neue Möglichkeiten für die Solarenergie
- 33 Neue Lösungen**  
Technologietrends und Designziele für Solarwechselrichter der nächsten Generation
- 38 Lebenszyklusautomatisierung und -services**  
Ein ganzheitlicher Ansatz für die Automatisierung, den Betrieb und die Wartung von Photovoltaikanlagen
- 43 Eine Frage der Integration**  
Einbindung dezentraler erneuerbarer Energien in das Stromnetz
- 50 Ein wachsender Bedarf**  
Erschwingliche Bewässerung mit dem Solarpumpen-Frequenzumrichter von ABB
- 53 Lohnende Investition**  
Transformatorverluste senken mit Technologie von ABB
- 58 Komponenten der nächsten Generation**  
Fortschrittliche Niederspannungskomponenten für die nächste Generation von PV-Anwendungen im Kraftwerksmaßstab mit 1.500 V DC
- 60 Eigenerzeugung**  
Photovoltaik spielt eine bedeutende Rolle in der Active-Site-Technologie von ABB
- 64 Der Fels in der Brandung**  
ABB präsentiert zwei Varianten des aktiven Spannungsreglers PCS100 AVC für verschiedene Anwendungen
- 68 Sicher und leistungsstark**  
Trockentransformatoren für die Regionalverteilung

# Robuste Produktion



- 7 YuMi®**  
Der erste wirklich kollaborative Zweiarm-Roboter der Welt markiert den Beginn einer neuen Ära
- 12 Der Blick aufs Ganze**  
Kostengünstige Maximierung der Zuverlässigkeit von Transformatoren
- 18 Geschickte Lastverteilung**  
Energiekosten durch flexible Produktion sparen
- 25 Der richtige Dreh**  
ArcSave® steigert die Produktivität und senkt die Kosten beim Betrieb von Lichtbogenöfen
- 32 Industrielle Evolution**  
ABB verringert die Lücke zwischen Sanftanlasern und Frequenzumrichtern
- 35 Mittlere Spannung, hervorragende Leistung**  
Die PCS100 Mittelspannungs-USV von ABB
- 39 Ein Blick auf Windows**  
Windows XP hat das Ende seiner Lebensdauer erreicht – was sind die Folgen?
- 42 Der nächste Schritt**  
Die PASS-Hybridschaltanlagentechnik von ABB ist jetzt für 420 kV verfügbar
- 48 Intelligentes Wohnen**  
Haussteuerung so einfach wie nie
- 50 Gut verdrahtet**  
Steckbare Verbindungen und vorverdrahtete Lösungen steigern die Produktivität
- 52 Zähmung der Leistung**  
Beherrschung komplexer Instabilitäten mithilfe fortschrittlicher numerischer Verfahren
- 55 Schwingungen beherrschen**  
Fortschrittliche aktive Dämpfungsmethoden für Mittelspannungsumrichter
- 60 300.000-Dollar-Forschungspreis**  
ABB ruft einen Preis ins Leben, um herausragende Forschungen von Postdoktoranden zu ehren und zu unterstützen
- 62 Ihre Meinung zählt**  
Helfen Sie uns, die ABB Review weiter zu verbessern

# Integration erneuerbarer Energien



- 6 Der Blick in die Zukunft**  
Warum die Zukunft der erneuerbaren Energien von den Kapitalkosten abhängt und andere Fragen rund um erneuerbare Energien
- 13 Symphonie für Strom und Wasser**  
Flexibilität und Optimierung für konventionelle und regenerative Kraftwerke mit Symphony® Plus
- 18 Frischer Wind**  
Neue Technologien zur Steuerung von Windenergieanlagen und Windparks
- 24 Virtuelle Realität**  
Das zentrale Steuerungs- und Optimierungssystem von ABB ermöglicht einen kosteneffektiven Betrieb von virtuellen Kraftwerken
- 29 Potenzielle Verbesserung**  
Übertragungstechnologien zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien
- 34 Ohne Höhen und Tiefen**  
Erhöhung der Netzkapazität zum Anschluss erneuerbarer Energien
- 43 Energiespeicherung**  
Die Vorteile jenseits der Integration erneuerbarer Energien
- 50 Gut beraten beim Netzanschluss**  
ABB und ihre Power-Consulting-Experten helfen bei der Integration erneuerbarer Energien und Einhaltung von Netzanschlussregeln
- 57 Ausgependelt**  
Echtzeitüberwachung und Beseitigung von großräumigen Schwingungen in Verbundnetzen
- 62 Absolut autark**  
Nichtinvasive Temperaturmessung für industrielle Prozesse
- 68 Optimierte Energieflüsse**  
Verbesserung der Energieeffizienz in der Stahlherstellung mit ABB cpmPlus Energy Manager
- 74 Index 2015**  
Das Jahr auf einen Blick



## Erneuerbare Energien ans Netz bringen?

Erneuerbare Energien spielen eine wichtige Rolle, wenn es darum geht, steigenden Strombedarf und Umweltschutz in Einklang zu bringen. Trotz Herausforderungen wie einem schwankenden Dargebot und der dezentralen Lage mancher Standorte ist es ABB gelungen, insgesamt über 200 GW erneuerbare Energien in Form von Wasserkraft, Wind- und Solarenergie in das Stromnetz zu integrieren. Wir bieten eine Vielzahl von Produkten, Systemen und Dienstleistungen für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung, die dabei helfen, die Stromkapazität zu erhöhen, die Netzzuverlässigkeit zu verbessern, die Energieeffizienz zu steigern und die Umweltbelastung zu reduzieren. Mit der Erfahrung von 125 Jahren technischer Innovation gestaltet ABB das Stromnetz der Zukunft. Weitere Informationen unter <http://www.abb.com>

Natürlich.