

Landkreis als Vorreiter Regenerative Modellregion Harz



Herausgeber:

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
www.iwes.fraunhofer.de

Redaktion:

M. Speckmann, Florian Schlögl, Karolin Jäger

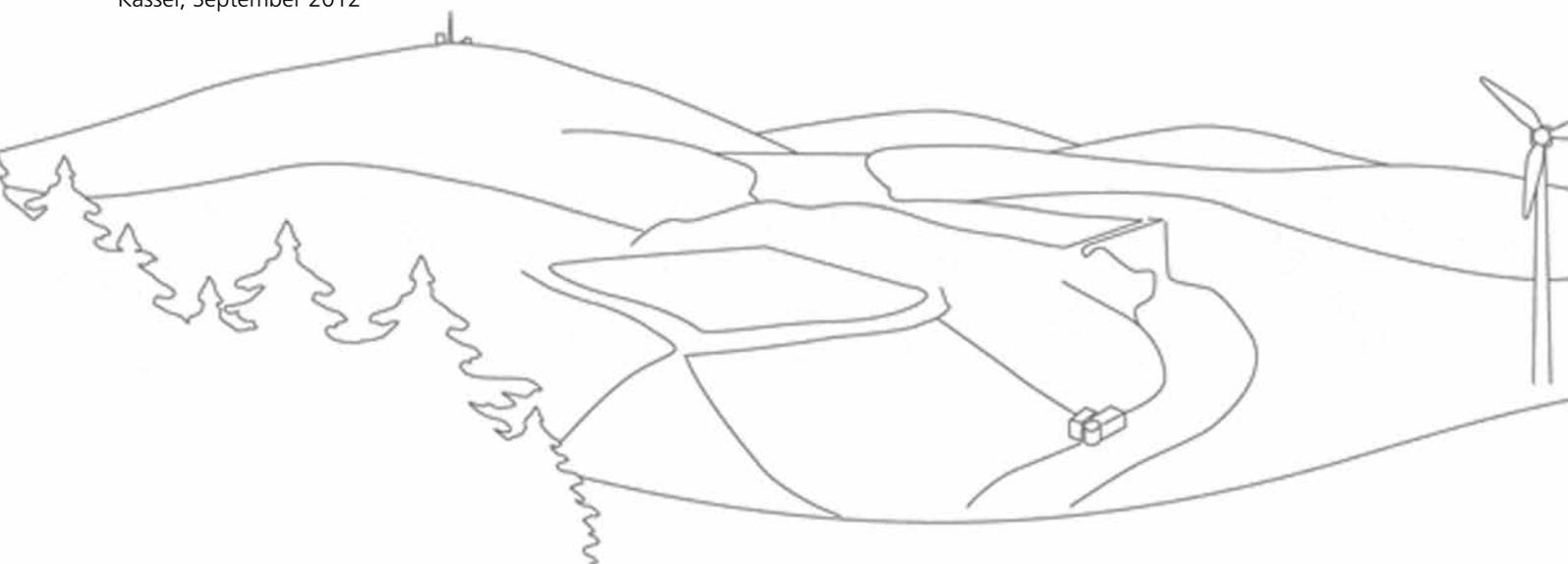
Layout:

Renate Rothkegel

Copyright:

Alle Rechte des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichen Weg und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben auch bei nur auszugsweiser Verwertung dem Fraunhofer IWES bzw. dessen Auftraggeber vorbehalten.

Kassel, September 2012



INHALT

Vorwort	2
Inhalte und Ergebnisse des Projekts	4
Anlagenanbindung und Vermarktung anschaulich gemacht	10
PowerBridge – Das Tor zum regenerativen Energiesystem	12
Erste Feldtesthaushalte im Landkreis Harz werden mit neuartigen Stromzählern ausgerüstet	14
Feldtesthaushalte werden mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) ausgestattet	16
Transparenz für die Modellregion	18
Der Landkreis Harz kann erneuerbaren Strom exportieren	20
Stromerzeugung und –verbrauch im Landkreis Harz	22
Optimaler Einsatz von erneuerbaren Energieanlagen	24
Leitszenarien für Simulationsrechnungen	26
Analyse- und Simulationssoftware für Geschäftsmodelle	28
Strom aus Sonne und Wind an der Strombörse EPEX	30
Das Netz im Gleichgewicht	32
Stromhandel an der Börse	34
100 %-Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien	36
Regional erzeugte Energie in der Region verbrauchen	38
Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern im Landkreis Harz	40
Bürgerbeteiligung an Erneuerbare-Energie-Projekten	42
Flexible Biogasanlagen	44
Marktkonforme Stromerzeugung mit Biogas und Biomethan	46
Variable Stromtarife zur Einbindung der Erneuerbaren Energien	48
Sehr gute Akzeptanz von Erneuerbaren Energien durch die Bevölkerung	50
Ansprechpunkte in der Region für Bürger und Verwaltung	52
Elektrofahrzeuge in RegModHarz – Speicher für elektrischen Strom	54
Eine spannende Sache!	56
Netzsimulationen – ein Blick in die mögliche Zukunft der Netze	58
Netzsicherheitsmanagement – eine Notbremse im Netzbetrieb	60
Netzzustände mit GPS-synchronisierter Messtechnologie ermitteln	62
Übertragbarkeit	64

Vorwort



Die Zukunft beginnt im Harz

Partner



Die Überschrift gibt das Leitmotiv des Forschungsprojekts Regenerative Modellregion Harz vor. In den letzten vier Jahren wurden Technologien und Geschäftsmodelle für das Energiesystem der Zukunft entwickelt und im Landkreis Harz erprobt. Diese benötigen wir, um die Umstellung auf eine erneuerbare und größtenteils dezentrale Energieversorgung zu meistern.

Das Projektkonsortium des im November 2008 gestarteten Projekts setzt sich aus 18 Konsortialpartnern und drei assoziierten Partnern zusammen. Bei den Partnern handelt es sich um Forschungsinstitute und Unternehmen aus den wesentlichen Sparten der Energiewirtschaft. Viele Partner sind im Landkreis Harz aktiv oder sogar ansässig.

Das Budget des Projekts betrug 16 Mio. €, wovon 10 Mio. € auf Fördergelder des Bundes und 6 Mio. € auf Eigenmittel der Partner entfielen.

Mit dieser Broschüre möchten wir Ihnen einen Überblick über die wichtigsten Projektergebnisse geben, der Ihnen einen Blick in die Zukunft ermöglichen soll. Die Broschüre besteht aus zwei Teilen. Der erste Teil enthält eine Kurzzusammenfassung des Projekts. Der zweite Teil besteht aus den Infoblättern, die im Rahmen von RegModHarz erstellt wurden. Zu allen wichtigen Forschungsthemen in RegModHarz wurde ein Infoblatt veröffentlicht, das das Thema und die Ergebnisse in einfacher Sprache darstellt.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß und viele Erkenntnisse beim Lesen der Broschüre.



Florian Schlögl
Projektkoordinator



E-Energy

IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft

Die Regenerative Modellregion Harz ist ein Forschungsprojekt im Rahmen der Förderinitiative „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“. Diese wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit umgesetzt. In sechs Modellregionen wurden bis 2012 Beispiellösungen für ein „Internet der Energie“ entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit, die Versorgungssicherheit sowie die Klima- und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung zu erhöhen.

Die sechs Modellregionen des Technologiewettbewerbs E-Energy entwickeln Lösungen für ein Energiesystem der Zukunft, das auf Informations- und Kommunikationstechnologien basiert. E-Energy soll eine Entwicklung anstoßen und Leuchtturmprojekte in die Fläche bringen.

Das Projekt RegModHarz

Aufbruch in eine erneuerbare Zukunft

Der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung bringt neue Herausforderungen, aber auch Chancen für die Energieversorgung der Zukunft mit sich. Wie kann die Stromversorgung auf Grundlage Erneuerbarer Energien künftig gewährleistet werden? Eine mögliche Antwort liefert die Regenerative Modellregion Harz.

Durch die Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch will die Region zeigen, dass mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energieträger eine stabile, zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit elektrischer Energie möglich ist. Künftig sollen die rund 230.000 Einwohner im Landkreis Harz mit regenerativen Energien versorgt werden. Rund ein Drittel der hier verbrauchten Elektrizität wird derzeit regenerativ gewonnen. Die Stadt Dardesheim im Landkreis Harz mit ihren rund 1.000 Einwohnern produziert bereits heute um ein Vielfaches mehr Strom aus erneuerbaren Energieträgern als sie selbst beansprucht.

Die zentrale Herausforderung: Versorgungssicherheit meistern

Die Wind- und Solarenergie hat in Deutschland das mit Abstand größte Potenzial unter den Erneuerbaren Energien. Daher geht auch die Bundesregierung davon aus, dass diese beiden Energieformen in Zukunft den Großteil des Stromverbrauchs decken werden.

Das Problem: Im Gegensatz zu fossilen und nuklearen Kraftwerken speisen Solar- und Windkraftanlagen sehr unregelmäßig Strom ein – der von diesen Anlagen erzeugte Strom ist somit schwer steuerbar. Hierin liegt die große Herausforderung des Modellprojekts RegModHarz: Erzeugung, Speicherung und Verbrauch müssen deshalb so koordiniert werden, dass die Versorgungssicherheit zu jeder Zeit gewährleistet ist. Eine zentrale Rolle spielt hierbei das virtuelle Kraftwerk Harz, das im Projekt aufgebaut wurde.

Um dieser Herausforderung zu begegnen, hat sich die Regenerative Modellregion Harz die folgenden drei Leitziele gesetzt:

- Aufbau einer funktionsfähigen Leitstelle zur Steuerung des virtuellen Kraftwerks Harz
- Vermarktung des im virtuellen Kraftwerk Harz erzeugten Stroms
- Netz-Monitoring und Systemdienstleistungen zur Unterstützung des Netzbetriebs



Darstellung der sechs E-Energy Modellregionen



Durch die Koordination der Erzeuger, Speicher und Verbraucher im Landkreis Harz trägt die Regenerative Modellregion Harz zu einer sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Energieversorgung bei.

Inhalte und Ergebnisse des Projekts

Projektziele und Struktur

Mit dem Förderprogramm E-Energy des BMWi und des BMU waren in sechs Modellregionen Geschäftsmodelle und Technologien für das IKT-basierte Energiesystem der Zukunft zu entwickeln. Dazu wurde im Projekt Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz) ein virtuelles Kraftwerk aus verschiedenen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern im Landkreis (LK) Harz entwickelt. Die dazugehörige Vermarktung von Erneuerbaren Energien (EE) wurde untersucht und neue Werkzeuge zur Unterstützung des Netzbetriebs erprobt. Es wurde im Projekt gezeigt, dass durch die Koordination von Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und dem Netz eine Versorgung mit elektrischer Energie mit einem maximalen Anteil EE möglich ist.

Virtuelle Kraftwerke

Virtuelle Kraftwerke steuern und vermarkten Erzeuger, Speicher und Verbraucher und übernehmen damit eine zentrale Aufgabe im zukünftigen Energiesystem. Die zunehmende Dynamik und Komplexität der Energieversorgungsstrukturen stellt hierbei neue Anforderungen an Architektur, Skalierbarkeit und Flexibilität der technischen Lösungen. Eine besondere Herausforderung stellt dabei zum einen die Vielzahl der Schnittstellen zu verteilten Kommunikationssystemen dar, wie z. B. Märkten, Energieanlagen, Händlern und Prognoseanbietern. Zum anderen gewinnt das aktive, optimierte Management dezentraler Erzeuger, Speicher und Verbraucher an Bedeutung. Unter Berücksichtigung der Projektziele und der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde eine Mehrschicht-Architektur entwickelt, die ein generisches Anlagen- und Energiemanagement unterstützt. Diese Architektur wurde in Form eines funktionsfähigen virtuellen Kraftwerks umgesetzt und erfolgreich in Feldtests betrieben. Die technische Realisierung hat sich hierbei als leistungsfähige Plattform erwiesen.

Anbindung von dezentralen Anlagen an das Virtuelle Kraftwerk

Die kommunikative Anbindung dezentraler Energieanlagen unterliegt grundsätzlich anderen Randbedingungen als die Anbindung großer Kraftwerke: statt 100%iger Verfügbarkeit muss mit einer eingeschränkten Erreichbarkeit gerechnet werden; statt firmeneigener abgeschotteter Netze kann der Datenverkehr über das Internet erfolgen; statt einer jahrelangen Stabilität einer einmal aufgebauten Infrastruktur sind ständige Änderungen und täglich dazukommende Anlagen zu beherrschen. Web-Service Technologien bieten dafür eine breite Palette von Lösungen. In Verbindung mit dem etablierten Kommunikationsstandard IEC 61850 ist hiermit eine sichere und flexible Anbindung dezentraler Energieanlagen realisierbar. Der Einsatz einheitlicher Datenmodelle für unterschiedliche Anlagentypen ermöglicht dabei dem virtuellen Kraftwerk eine weitgehende Abstraktion von spezifischen Details der unterschiedlichen Anlagen.

Anbindung von Haushaltskunden

Neben den Erzeugungsanlagen gibt es auch in den Haushalten Potenzial zur Flexibilisierung. Durch intelligente Verschiebung von Verbräuchen können die Fluktuationen aus EE ausgeglichen werden. Dazu wurden die Haushalte kommunikationstechnisch angeschlossen und mit einem Energiemanagementsystem (BEMI – Bidirektionales Energiemanagement Interface) versehen. Bei einem Feldtest wurden in der ersten Phase die vorhandenen Ferrarisähler der Feldtestteilnehmer durch Smart Meter ersetzt. Das Smart Meter speichert viertelstündlich die Stromverbrauchswerte und stellt zwei Schnittstellen zum Auslesen zur Verfügung: Eine

GPRS-Schnittstelle und eine LAN-Schnittstelle. Über die GPRS-Schnittstelle wurden im ersten Feldtestteil die Stromverbrauchsgewohnheiten der Feldtestteilnehmer erfasst. Im zweiten Feldtestteil erhielten die Teilnehmer das Bidirektionale Energiemanagement Interface (BEMI), welches über schaltbare Funksteckdosen (ZigBee) zwei Hausgeräte ansteuert. Das BEMI ist per LAN oder WLAN mit dem Router und dem Smart Meter des Feldtestteilnehmers verbunden und hat darüber Zugriff auf das Internet und den Gesamtstromverbrauch. Über die Internetverbindung wird der Preisstufenverlauf empfangen, der als Eingangsgröße für die Berechnung der Einsatzpläne benötigt wird. Die technische Umsetzung des Feldtests erwies sich als sehr anspruchsvoll. Das Funktionieren des prinzipiellen Konzepts, nämlich der gezielten Beeinflussung des Verbrauchs, konnte nachgewiesen werden.

Im zukünftigen Energiesystem mit einer Vielzahl dezentraler Anlagen müssen alle Akteure transparent und einfach einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen der Stromversorgung, wie Erzeugung, Verbrauch und Preise erhalten. Die interaktive Marktplattform in RegModHarz ermöglicht einen einfachen Zugang zu Transparenzinformationen zur Stromversorgung in der Modellregion sowie zu relevanten Marktinformationen. Die Nutzer der Plattform erhalten stündlich aufgelöste IST-Werte und Prognosen zu Strombedarf und Stromerzeugung je Anlagentyp sowie die räumliche Anlagenverteilung, dazu Marktpreise und Preisprognosen mit erzielbaren Erlösen durch die Vermarktung der erzeugten Energie. Zusätzlich wird aktuell über die Preisstufen des zeitdynamischen RegModHarz-Tarifs informiert und die Feldtestkunden erhalten einen persönlichen Bereich, über den sie ihr Stromverhaltensverhalten auswerten und die Anteile bezogener elektrischer Energie je Preisstufe und je (EE-)Erzeugungsanlagentyp nachvollziehen können. Ergänzend wird eine persönliche monatliche Verbrauchsabrechnung mit entsprechenden Auswertungen generiert. Die Marktplattform stellt durch die Transparenz einen wichtigen Baustein für Integration der Akteure in die Energiewende dar.

Das in RegModHarz erarbeitete Gesamtkonzept basiert in wesentlichen Teilen auf dynamischen und vorausplanenden Energiemanagementkomponenten (z. B. Virtuelles Kraftwerk, BEMI). Diese Komponenten agieren dabei in zentralen Kernprozessen vorhersagegestützt. Die notwendigen Prognosen werden in RegModHarz durch Prognoseinformationssysteme zur Verfügung gestellt, welche als energiewirtschaftliche Basisdienste modelliert wurden. Das erarbeitete Konzept der Basisdienste ermöglicht die einfache und leistungsfähige Integration von Prognosen in den relevanten Energiemanagementkomponenten, da sowohl moderne energiewirtschaftliche Standards und erarbeitete Erweiterungen als auch serviceorientierte Architekturkonzepte verwendet wurden.

Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein weiterer Ausbau der EE notwendig. Das gilt auch für den LK Harz, vor allem wenn man berücksichtigt, dass eine ländliche Region wie der LK Harz in Zukunft Ballungsräume mitversorgen muss. Das Ausbaupotenzial für EE liegt im LK Harz bei maximal 13,0 TWhel. Dieses Potenzial reicht aus um den gesamten Bedarf an elektrischer Energie von circa 1,3 TWhel zu decken und darüber hinaus noch elektrische Energie zu exportieren. Selbst wenn alle PKW-Nutzer im LK Harz auf Elektroautos umsteigen würden, was zu einem zusätzlichen Strombedarf von 291 GWhel führen würde, und der gesamte Wärmebedarf im LK Harz von jährlich circa 2,8 TWh elektrisch gedeckt werden würde, würden die Potenziale ausreichen. Das größte Potenzial bietet die Windenergie, wobei dieses Potenzial nur erschlossen werden kann, wenn die Eignungs- und Vorrangflächen im Landkreis

Bereitstellung von Informationen durch die Marktplattform

Prognosesysteme

Potenziale für Erneuerbare Energien im Landkreis Harz

Prognosen für Erneuerbare Energien, Last, Wärme und Preise

Szenarien und Szenariendaten

Marktanalyse

Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien an Großhandelsmärkte

Harz vergrößert werden. Hier ist die Politik gefordert, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu setzen.

Prognosen stellen beim Betrieb eines virtuellen Kraftwerks ein zentrales Element dar. Sowohl bei der Vermarktung als auch beim Netzbetrieb sind Prognosen der Einspeisung, des Verbrauchs, des Wärmebedarfs aber auch Prognosen der Börsenpreise notwendig. Im Rahmen des Projekts wurden Lastprognosen, Wärmebedarfsprognosen und räumlich hochaufgelöste Erzeugungsprognosen entwickelt. Bei Erzeugungs- und Lastprognosen handelt es sich um operationelle Prognosen für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks aber auch um historische Prognosen, die für Untersuchungen im Rahmen der Simulationen notwendig sind. Vor allem für die auf Wetterdaten basierenden Prognosen gilt: Je kleiner das Vorhersagegebiet und je länger der Vorhersagehorizont, desto ungenauer werden die Prognosen. Innertägige Kurzfristprognosen schaffen die Möglichkeit, im Intraday-Handel die vortägige Vermarktung nach den Folgetags-(Day-Ahead-)Prognosen zu korrigieren.

Um die Herausforderung zu ermitteln, die der Umbau des Energiesystems mit sich bringt, werden verschiedene zeitliche Phasen betrachtet. Drei Leitszenarien in RegModHarz ermöglichen die Vergleichbarkeit der Forschungsprozesse und -ergebnisse: (1.) Referenzsituation im Jahr 2008, (2.) Annahme für das Jahr 2020 sowie (3.) Szenario einer 100%-Stromversorgung mit EE. Im 100%-Szenario versorgt die Modellregion nicht ausschließlich sich selbst, sondern beteiligt sich mit einem angemessenen Anteil an der 100% EE-Stromversorgung Deutschlands; die Betriebsführung der flexiblen Energieanlagen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) richtet sich nach den überregionalen Großhandelspreisen. Die gewählten Szenarien sind ein wichtiger Baustein für die Erarbeitung von zukünftigen Herausforderungen und Lösungen bei der Energiewende.

Als Grundlage für die Entwicklung der Geschäftsmodelle waren die Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt zu analysieren. Die für RegModHarz wesentlichen Großhandelsmärkte sind die Spot- und Regelleistungsmärkte. Die Erkenntnisse aus den Analysen fließen auch in die Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens mit ein. Wesentliches Kriterium für eine Beurteilung der Märkte ist, dass für die neuen Marktteilnehmer ein Marktzugang besteht und eine Refinanzierung für die fluktuierend einspeisenden Erzeuger und flexiblen Energieanlagen möglich ist. Die Stromgestehungskosten bei dem überwiegenden Anteil der EE-Erzeuger liegen noch über den Marktpreisen und sie erhielten bis Ende 2011 eine marktpreisunabhängige feste Vergütung. Die Energiewende wird nur dann passieren, wenn es möglich ist, EE-Erzeuger mehr marktorientiert aber auch weiterhin betriebswirtschaftlich mit geringen Risiken zu betreiben. Um neuen Akteuren die Marktteilnahme zu ermöglichen muss die Transparenz der Märkte erhöht werden.

Bei der Vermarktung von EE-Strom erfordern die besonderen Eigenschaften der jeweiligen Energieträger ein angepasstes Vorgehen. Dabei ist es entscheidend, ob es sich um einen fluktuierenden Erzeuger wie Windenergie oder einen flexiblen Erzeuger wie Biogasanlagen handelt. Eine besondere Herausforderung bietet die Einsatzplanung von Biogasanlagen, da hier der Füllungsgrad der Gas- und Wärmespeicher Grenzen setzt. Es wurden zeitreihenbasierte Simulationsrechnungen für komplexe virtuelle Kraftwerke und frei definierbare betriebswirtschaftliche Strategien entwickelt, die die Entwicklung von Werkzeugen für die Marktintegration der EE ermöglichen, z. B. wurde ein Verfahren zur gleichzeitigen Optimierung der Angebote am Spot- und Regelleistungsmarkt entwickelt, oder

auch ein Verfahren zur marktorientierten Auslegung flexibler EE-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Unter den derzeitigen Bedingungen sind keine generell neuen Geschäftsmodelle neben dem EEG wirtschaftlich.

Im Rahmen des Projekts wurde versucht, zusätzliche regionale Vermarktungsmöglichkeiten zu finden. Eine Belieferung der Haushaltskunden der Modellregion mit dem Anlagenportfolio der Modellregion Harz gemäß Grünstromprivileg § 39 EEG 2012 war nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine Fallstudie zur Versorgung von Haushaltskunden durch einen Windpark der Modellregion zeigte, dass auch dies in der Regel nicht wirtschaftlich ist. Als ergänzendes zentrales Geschäftsmodell für die Beteiligung der Bürger an der Energiewende wurde im Laufe des Projekts die Bürgerbeteiligung an Stromerzeugung und -vertrieb durch die Bewohner der Modellregion identifiziert und untersucht. Durch das regionale Zusammenführen von Verbrauchern und dezentralen EE-Erzeugern und intelligente Beteiligungsmöglichkeiten lässt sich eine Beteiligung der Bürger an der Stromversorgung mit der kommunalen Daseinsvorsorge verbinden. Dies kann einen wesentlichen Faktor für die Akzeptanz des Ausbaus der EE darstellen.

Im Zuge der Energiewende hin zu einer 100%-Versorgung aus regenerativen und zum Großteil fluktuierenden Energiequellen werden schnell regelbare Erzeuger zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus Wind und PV einen hohen Stellenwert einnehmen. Im Rahmen des Projekts wurden hierzu mit Matlab Simulink Simulationen zum technischen Betrieb flexibilisierter Biogasanlagen durchgeführt. Desweiteren wurde untersucht, wie die Anlagensteuerung und das Energiemanagement erfolgen können. Für das Energiemanagement wurden mit Hilfe der Software energyPRO Betriebsfahrpläne errechnet, die zum einen die erzielbaren Markterlöse und zum anderen die Restriktionen des flexiblen Biogasanlagensystems berücksichtigen. Bei einer Demonstration wurden beide Simulationen miteinander gekoppelt und das Gesamtsystem von Anlage, Anlagensteuerung und Energiemanagement präsentiert. Ebenso wurde das Simulationsmodell der Biogasanlage über die Powerbridge direkt mit der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks verbunden, um die Umsetzbarkeit des Betriebs der Biogasanlage mit Einbindung in das virtuelle Kraftwerk zu untersuchen. Im zweiten Schritt erfolgte die Umsetzung an realen Biogasanlagen. Es zeigt sich, dass die technische Umsetzung nach dem heutigen Stand der Technik problemlos durchführbar ist.

Zur Untersuchung neuer Vermarktungsmöglichkeiten wurde ein Stromtarif zur direkten Belieferung der Haushaltskunden mit regional erzeugtem EE-Strom durch die Vertriebe vor Ort konzipiert. Dabei soll nicht nur eine Energiebilanz über das Jahr ausgeglichen, sondern das Verbrauchsprofil viertelstündlich im Portfolio gedeckt werden. Dabei wird die Wirkung der flexiblen Stromerzeugung aus Biogas- und KWK-Anlagen sowie verschiedener Speichertechnologien auf das Zusammenspiel mit der volatilen Stromerzeugung untersucht. Die Verwertung von überschüssigen Energiemengen ist eine wesentliche Randbedingung für die Einsatzplanung der Anlagen. Der Tarif bezieht die Möglichkeit der Lastverlagerung bei den Haushaltskunden mit ein.

In einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger ist es notwendig, auch das Flexibilitätspotenzial der Haushalte zu erschließen. Die Verschiebung der Haushaltslasten soll durch einen preisdynamischen Tarif angereizt werden. Die Funktionsfähigkeit eines solchen Anreizsystems sollte bei einem Feldtest nachgewiesen werden. Der Feldtest-Tarif orientiert sich an der Stromvertriebsstrategie „Regionaler Haushaltskundenstromtarif“.

Regionale Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien

Steuerung von Biogasanlagen

Stromvertriebsstrategie Regionaler Haushaltskundentarif

Netzbetriebsstrategie dynamischer Haushaltskundenvertrag

Der Anreiz zur Lastverschiebung erfolgt durch ein neunstufiges Bonus-Malus-System. Die Bildung der Preisstufen erfolgt anhand der prognostizierten residualen Last der Modellregion als Führungsgröße. Simulationen haben gezeigt, dass das Verhältnis zwischen installierter Leistung von Wind und PV und durchschnittlicher Stromverbrauchsleistung einen grundlegenden Einfluss auf die Verteilung der dynamischen Bonus- und Maluszeiten hat. War im Jahr 2008 noch das Verbrauchsmuster in der Modellregion Preisstufen-bestimmend, so hat im 100%-Szenario das Einspeiseverhalten von Wind und PV den überwiegenden Einfluss auf die Abfolge der Bonus- und Maluszeiten. Das Bonus-Malus-System bietet folgenden Vorteil: Die Preisspreizung und damit der Anreiz zur Lastverschiebung ist unabhängig von der Stromlieferung durch den Vertrieb und kann sich somit gänzlich nach dem Bedarf der Netzbetriebsführung richten.

BEMI-Feldtest

Am zweiphasigen BEMI-Feldtest nehmen 43 Haushalte teil. In der ersten Phase haben Smart Meter/MUC-Kombinationen viertelstündlich den Stromverbrauch gemessen – für die Erfassung der Stromverbrauchsgewohnheiten der Teilnehmer bei konstantem Strompreis über den Tag. In der zweiten Feldtestphase gibt der RegModHarz-Tarif mit seinen neun Preisstufen Anreize, den Stromverbrauch zu Zeiten der Malusstufen zu vermeiden und in Zeiten der Bonusstufen zu verlagern. Die Verlagerung für zwei Hausgeräte erfolgt automatisch über das BEMI. Mithilfe von BEMI und RegModHarz-Marktplattform haben die Teilnehmer die Möglichkeit, ihren Stromverbrauch und ihren virtuellen Kontostand zu analysieren.

Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf den Netzbetrieb

Elektrofahrzeuge mit ihren mobilen Speichersystemen versprechen ein erhebliches Potenzial zur Lastverlagerung. Die zeitliche und räumliche Verteilung der Fahrzeuge im Virtuellen Kraftwerk hängt unter anderem von Nutzergruppe und Wochentag ab. Auf Basis von statistischen Nutzungsszenarien wurde ein Simulationstool entwickelt, das die Zahl der Elektrofahrzeuge ermittelt, die zur Ladung bereit stehen und die Energiemenge, die in die Batterien der Fahrzeuge geladen werden kann. Für das Jahr 2020 werden in der Modellregion 2780 Fahrzeuge prognostiziert. Die daraus resultierende Spitzenleistung von 10,7 MW ist verträglich mit der Kapazität des Netzes. Eine Herausforderung ist die Kopplung der Ladung der Fahrzeuge an die Verfügbarkeit erneuerbar erzeugter Energie.

Bestandsaufnahme des elektrischen Netzes im Landkreis Harz

Die Herausforderungen, die durch den Ausbau der EE auf die Netze zu kommen, machen neue Wege der Netzbetriebsführung notwendig. Grundlage für die Entwicklung solcher neuer Netzbetriebsführungskonzepte ist die genaue Kenntnis des Netzzustands. Dazu wurden Erzeugungszeitreihen basierend auf Langzeit-Wetterprognosen und Lastzeitreihen basierend auf Snapshot-Messungen an wichtigen Knoten (Umspannwerken) erstellt. In den zusätzlich durchgeführten Power Quality-Messungen konnten mit dem Stand 2010 keine Verletzungen der Norm DIN EN 50160 festgestellt werden. Darüber hinaus wurde ein Konzept für die Bilanzierung des Systems mittels eines virtuellen Anschlusspunktes entwickelt sowie die RegModHarz-Leitszenarien als Grundlage für die Untersuchungen im Rahmen des Gesamtprojekts definiert.

Auswirkungen von Versorgungsszenarien auf das elektrische Netz

Mit Hilfe von Netzsimulationen wurde ermittelt, wie sich der Zubau von EE auf das Verteilungsnetz des LK Harz auswirkt. Dazu wurde ein Netzmodell generiert, welches über 2000 Knoten sowie über 2000 Leitungsverbindungen beinhaltet. Es wurde im nächsten Schritt in eine professionelle Simulationsumgebung überführt. Dieses umfasst die Spannungsebenen 10, 15, 20, 30 sowie 110 kV. Es ergab sich, dass der im Szenario für 2020 angenommene Zubau von EE vom

Netz verkraftet werden kann. Bei dem Einsatz von Freileitungsmonitoring könnte das untersuchte Verteilungsnetz (n-1)-sicher betrieben werden. Elektrofahrzeuge haben hinsichtlich deren Batterieladung in den angenommenen Durchdringungsgraden von 2.780 Fahrzeugen (Jahr 2020) im LK Harz keinen wesentlichen Einfluss auf die Stabilität des elektrischen MS/HS-Netzes. Die Nichtverfügbarkeit des Netzes bewegt sich im bundesdeutschen Durchschnitt. Durch den für 2020 angenommenen Zubau würde sie sich erhöhen. Das kann durch Reduzieren der Schaltzeiten kompensiert werden.

Phasor Measurement Units (PMU) ermöglichen sowohl die GPS-genaue Erfassung von Spannungsbeträgen und -winkel sowie Strombeträgen und -winkel als auch die Erfassung der Netzfrequenz. Dies ist eine Grundlage zur präzisen Erfassung des Netzzustands. In einem Feldtest wurde erprobt, inwieweit PMU zur Netzbetriebsführung beitragen können. Im Hochspannungs-Verteilungsnetz von E.ON Avacon AG wurden zehn PMU an ausgewählten Standorten installiert. Zur Übermittlung der Messdaten wurde eine Kommunikationsinfrastruktur zur sicheren Messdatenerfassung, -visualisierung und -speicherung entwickelt. Zur Visualisierung der momentanen PMU-Messdaten ist eine Visualisierungssoftware erarbeitet worden, die mit drei Autorisierungsgraden den Zugriff auf die Darstellung unterschiedlicher Messdaten erlaubt. Es erfolgte eine Optimierung des Messsystems, in dem die Messdatenverarbeitung und -visualisierung durch die Software „Siguard PDP“ parallel realisiert wurde. Mit dem Feldtest wurde nachgewiesen, dass eine Online-Messdatenerfassung synchronisierter Messwerte im 110 kV-Netz möglich ist, welche einerseits mit Hilfe einer Datenbank zur weiteren Netzzustandsberechnung nutzbar sind und dem virtuellen Kraftwerk aktuelle Informationen zum Lastfluss zur Verfügung stellen können.

Die Zuverlässigkeit elektrischer Netze wird hauptsächlich durch den Vermaschungsgrad und Automatisierungsgrad beeinflusst, daher sind die Ergebnisse aus bestimmten Netzen nicht direkt auf andere Netze übertragbar. Der Einfluss der EE auf die Zuverlässigkeit eines Netzes muss gesondert und unter Berücksichtigung der vorherrschenden Topologie für jedes Energienetz individuell analysiert werden. Dieses Ergebnis wurde im Vergleich der Versorgungssituation innerhalb eines Ballungsgebiets, eines ländlichen und städtischen Netzes, unter Variation der Einflussnehmenden dezentralen Erzeugungsanlagen an einem Benchmarknetz ermittelt. Ein hoher Anteil EE verschlechtert generell (ohne Betrachtung des Inselbetriebs mit Speichertechnologien) die Zuverlässigkeit, wenn die Betriebsmittel nicht an die veränderten Bedingungen angepasst werden.

Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende ist eine weitere Verbesserung der Markt- und Systemintegration der EE notwendig. Dabei muss darauf geachtet werden, dass die notwendige Rechts- und Investitionssicherheit für die jeweiligen Akteure gewahrt wird. Auf Basis der in RegModHarz untersuchten Geschäftsmodelle sind Empfehlungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der Märkte erarbeitet worden. Die Empfehlungen zielen auf eine verbesserte Markt- und Systemintegration der EE ab. Es zeigt sich, dass die bisherigen Marktbedingungen auf die konventionelle Energieerzeugung abgestimmt sind und eine umfangreiche Markttransformation notwendig wird. Zukünftig werden sich die Marktmechanismen an den dezentralen und fluktuierenden Erzeugern ausrichten müssen.

Feldtest mit Phasor Measurement Units

Übertragung der Netzuntersuchungen auf andere Regionen

Empfehlungen zur Anpassung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Redaktion:
 Florian Schlögl
florian.schloegl@iwes.fraunhofer.de
 Markus Speckmann
Markus.Speckmann@iwes.fraunhofer.de

Anlagenanbindung und Vermarktung anschaulich gemacht

Das Gesicht des virtuellen Kraftwerks der Regenerativen Modellregion Harz ist die Leitwarte. Auf der Hannover Messe (Bild: 2011) trug die Leitwarte zur Veranschaulichung von Projektergebnissen bei.
Bild: © Fraunhofer IWES



Die Topologie-Ansicht zeigt die wichtigsten Daten und die Geoposition der angeschlossenen Energieanlagen.
Bild: © Fraunhofer IWES

Im Landkreis Harz befindet sich eine große Anzahl erneuerbarer Stromerzeuger. Ein Teil dieser Anlagen wird im Projekt RegModHarz über das Internet mithilfe spezieller Hardware zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen. Dieses virtuelle Kraftwerk managt und vermarktet die Energie der angeschlossenen Anlagen, um einen maximalen finanziellen Vorteil zu erreichen und eine Versorgung mit 100 % erneuerbarem Strom zu garantieren. Der Backend-Server des virtuellen Kraftwerks bildet hierbei die intelligente Steuerzentrale für die angebotenen Energieanlagen. Als Schnittstelle zum Bediener wurde eine grafische Benutzeroberfläche entwickelt, welche die Leitwarte des virtuellen Kraftwerks darstellt. In der Leitwarte laufen auf vier Bildschirmen alle wichtigen Informationen des virtuellen Kraftwerks zusammen und sie ist die Schaltstelle für Verwaltungs- und Steuerungsaktionen.

Energieanlagenmanager: Verwaltung des Anlagen-Parks

Der Energieanlagenmanager ist eine neue Rolle, welche im Projekt RegModHarz definiert wurde. Seine Aufgabe ist die Überwachung und Verwaltung der in das virtuelle Kraftwerk eingebundenen Energieanlagen. Der Energieanlagenmanager wird bei der dynamischen Einbindung von Anlagen durch die Leitwarte unterstützt. Über die Topologie-Ansicht kann er in Echtzeit die technischen Daten der Anlagen und die Fahrpläne überwachen. Auf unvorhergesehene Abweichungen vom Planzustand (z. B. Anlagenausfall) reagiert das virtuelle Kraftwerk weitestgehend autonom. Der Energieanlagenmanager kümmert sich um die Störungsbehebung durch den Anlagenbetreiber. Werden durch Störungen im virtuellen Kraftwerk Marktaktionen erforderlich, so werden diese durch den Poolkoordinator (s. u.) durchgeführt.

Poolkoordinator: Abwicklung der optimierten Vermarktung

Die ebenfalls neue Rolle des Poolkoordinators ist für die Energievermarktung verantwortlich. Seine Aufgabe ist die kritische Prüfung der Plausibilität von Energiemengen und -preisen sowie der zugehörigen Anlagenfahrpläne. Um ihn bei diesem Prozess zu unterstützen, wird durch das virtuelle Kraftwerk ein optimales Gebot für die Strombörse EPEX SPOT berechnet. Dieses Gebot wird in der Leitwarte zur Prüfung durch den Poolkoordinator angezeigt, der es bestätigen oder ablehnen kann.

Leitwarte: Unterstützen des Betreibers beim Steuern des virtuellen Kraftwerks

Das virtuelle Kraftwerk arbeitet zwar weitgehend autonom, jedoch ist für bestimmte Ereignisse eine Interaktion mit dem Betreiber des virtuellen Kraftwerks erforderlich. Im Sinne der DIN „Leittechnik“ wird der Bediener beim Leiten bestimmter Prozesse im Hinblick auf festgelegte Ziele unterstützt. Komplexe technische Systeme, wie z. B. virtuelle Kraftwerke, arbeiten in der Regel in einem Normalbetrieb, in dem sie zwar überwacht werden müssen, jedoch keine aktive Einflussnahme des Leitwarten-Personals benötigen. Erst beim Auftreten von Fehlern oder anderen interaktionsbedürftigen Ereignissen wird eine Entscheidung abgefragt. Ziel der Leitwarte ist die Unterstützung des Bedieners beim Finden der passenden Reaktion auf ein vorliegendes Ereignis, indem z. B. unterstützende Informationen angezeigt werden.

ShowCases: Wichtige Prozesse anschaulich gemacht

Im Projekt RegModHarz steht nicht nur die Darstellung der informationstechnischen Prozesse des virtuellen Kraftwerks im Vordergrund, sondern auch das Vermitteln von relevanten Zusammenhängen und das Aufzeigen von Herausforderungen und Lösungen. Mithilfe sogenannter ShowCases werden wichtige Situationen demonstriert. Der erste ShowCase zeigt das einfache Einbinden von dezentralen Energieanlagen nach dem sogenannten „Plug-in your plant“-Prinzip. Dies ist eine der zentralen Aufgaben der entwickelten IT-Infrastruktur. Ein weiterer ShowCase beschäftigt sich mit dem Energiemanagement, welches den Kern des virtuellen Kraftwerks bildet. Es muss mithilfe von Optimierungsalgorithmen sowohl Lastdeckung mit erneuerbarem regionalem Strom für Haushaltskunden als auch optimale Vermarktung an der Strombörse sicherstellen. Die Darstellung der Ergebnisse in Form von Fahrplänen und Geboten ist Aufgabe der Leitwarte. Der dritte ShowCase soll anhand von historischen Daten die Wichtigkeit von Erzeugungsprognosen, Speichermöglichkeiten sowie kurzfristigem Handel verdeutlichen.

Statement von M.Sc. Andreas Liebelt,
Mitarbeiter am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Leitwarten sind die Steuerzentralen unseres Energiesystems. Durch die neuen Herausforderungen im Zuge der Energiewende werden auch die Leitstände neue und veränderte Aufgaben wahrnehmen müssen. Der zunehmenden Dynamik und Komplexität der Energieversorgungsstrukturen muss mit innovativen Lösungen begegnet werden. In der Zukunft wird ein vollkommen dezentrales intelligentes Stromnetz auf Basis Erneuerbarer Energien – das Smart Grid – entstehen.

Es wird neue und veränderte Marktrollen geben, die mithilfe der Informationstechnologie ihre Aufgaben ausführen. An vielen Stellen werden neue Konzepte für Benutzerschnittstellen erforderlich sein, um den Herausforderungen gerecht zu werden.

Die steigende Komplexität der Zusammenhänge erfordert intelligente Datenaufbereitung und -visualisierung zur Unterstützung der Akteure.

Das Projekt RegModHarz kann für diese Herausforderungen erste Ansätze und Lösungsvorschläge anhand der Leitwarte des virtuellen Kraftwerks aufzeigen.“

Kontakt: andreas.liebelt@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Windenergie-
und Energiesystemtechnik IWES



Die vermarkteten Energiemengen und die Strombörsen-Gebote können über die Vermarktungs-Ansicht detailliert eingesehen werden
Bild: © Fraunhofer IWES



Die Übersicht zeigt wichtige historische, aktuelle und zukünftige Daten des virtuellen Kraftwerks in einer Zusammenfassung
Bild: © Fraunhofer IWES



Aktuelle und vergangene Ereignisse im virtuellen Kraftwerk können über die Meldungen-Ansicht verfolgt werden
Bild: © Fraunhofer IWES

PowerBridge – Das Tor zum regenerativen Energiesystem

Plug-in your plant – der intelligente Netzzugang für dezentrale Energieanlagen. Die PowerBridge stellt das Bindeglied dar zwischen der externen Sicht des Betreibers eines virtuellen Kraftwerks und der internen Sicht eines Anlagenbetreibers. Eine einheitliche abstrahierte Sicht ermöglicht dabei die Einbeziehung einer hohen Anzahl von Teilnehmern in das Energiesystem der Zukunft. Foto: © Siemens AG



Das erneuerbare Energiesystem der Zukunft ist geprägt von einer Vielfalt verschiedener Erzeugungsanlagen, von intelligenten und variablen Verbrauchern unterschiedlichster Ausprägung in Industrie und Gewerbe und von Speichersystemen, die vom großen Pumpspeicherkraftwerk bis zur vergleichsweise kleinen Batterie eines Elektrofahrzeuges eine weite Spanne unterschiedlicher Technologien und Einsatzfälle abdecken. Diese Vielfalt gilt es unter einen Hut zu bringen und gemeinsam und kooperativ zu betreiben. Nur so wird es möglich sein, ein Energiesystem mit einem hohen Anteil EE zu betreiben.

Für viele Teilnehmer ist dabei die Stromerzeugung oder der Stromverbrauch nur ein Aspekt unter vielen. Denn genauso gilt es, die durch die Energie geleistete Arbeit z. B. in der Produktion zu berücksichtigen oder die von einem Blockheizkraftwerk erzeugte Wärme mit einzubeziehen. Auch ein Elektroauto ist nicht nur ein mobiler Stromspeicher, sondern dient in erster Linie einmal der Fortbewegung.

Die Schnittstelle zwischen Energienetz und Energieanlage ist dabei nicht nur ein elektrischer Verknüpfungspunkt, sondern insbesondere auch ein Punkt, an dem Informationen zwischen dem Betreiber der Energieanlage und dem Netzbetreiber oder dem Betreiber eines Virtuellen Kraftwerks ausgetauscht werden. Dort befindet sich auch eines der zentralen Bestandteile der RegModHarz Architektur: die PowerBridge.

Wie ein Januskopf blickt sie einerseits zur Energieanlage, erfasst dort wichtige Daten oder kann auch steuernd eingreifen. So erkennt die PowerBridge, welche Potenziale zur Verschiebung von Last oder Erzeugung bestehen und welche Möglichkeiten vorhanden sind, auf die fluktuierende Erzeugung z. B. von Windkraft- oder Solarstromanlagen zu reagieren. Auf Grund dieser Daten und der Vorgaben des Anlageneigentümers bildet die PowerBridge eine abstrakte Repräsentation der Flexibilität und Variabilität der Anlage und stellt diese auf der anderen Seite des Januskopfes in einer einheitlichen Weise dem Smart Grid zur Verfügung.

Hier setzt die PowerBridge ganz auf standardisierte Protokolle und Datenmodelle. Die internationale Norm IEC 61850 definiert heute bereits wesentliche Elemente. Die kommende Version dieses Standards wird insbesondere auch Erweiterungen für die Einbeziehung dezentraler Energieanlagen erhalten. Dabei fließen die Ergebnisse und Erfahrungen aus dem RegModHarz Projekt direkt in die weitere Entwicklung dieses Standards ein.

Die einheitliche Darstellung unterschiedlichster Anlagen in einem abstrakten Modell ist ein wichtiger Punkt, um ein Smart Grid mit tausenden oder gar Millionen von intelligenten Teilnehmern zu beherrschen. Ohne

eine flexible und skalierbare Verwaltung der Anlagen wäre aber eine großflächige, dezentrale und verteilte Stromerzeugung nicht sinnvoll zu koordinieren.

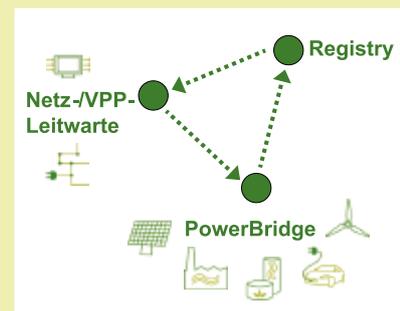
Die PowerBridge ist deshalb in der Lage, die zur Verfügung gestellten Energiedienstleistungen bei einem Verzeichnisdienst anzumelden. Von dort erfahren Netzbetreiber und Betreiber von virtuellen Kraftwerken, welche Anlagen im Netz zur Verfügung stehen und welche Dienste diese anbieten. Kommen neue Anlagen hinzu, so werden sie automatisch benachrichtigt und können diese in die vorhandenen Systeme einbinden. Eine zeitraubende individuelle Behandlung jeder Anlage ist nicht mehr notwendig.

Auch beim Verzeichnisdienst setzt RegModHarz auf Lösungen, die sich im IT-Umfeld bereits bewährt haben. Mit ebXML setzen wir eine anerkannte und erprobte Technik für die Dienstregistrierung ein, die flexibel und erweiterbar auch auf zukünftige Anforderungen reagieren kann.

Datenschutz ist bei diesem Konzept von Anfang an mit bedacht. Für jeden Datenwert, den die PowerBridge nach außen gibt, kann dabei festgelegt werden, für wen dieser sichtbar und zugänglich ist. Die signierte und verschlüsselte Übertragung stellt sicher, dass Daten nicht unbemerkt manipuliert werden können und Unbefugte keinen Zugriff bekommen.



*Zwei Sichten:
Trennend und verbindend zugleich symbolisiert der Januskopf den doppelten Blickwinkel, mit dem die PowerBridge auf die Energieanlage, aber auch auf das Energienetz schaut.*



*Dreiecksbeziehung:
Die Registry vermittelt die Dienstleistungen zwischen der Energieanlage, dem elektrischen Netz und dem virtuellen Kraftwerk.*

Statement von Dipl.-Phys. Martin Winter,
Software-Architekt und Forscher bei der Siemens AG:

„Schon heute gibt es hunderte kleiner Energieerzeuger im Landkreis Harz, und täglich werden es mehr. Damit alle diese Anlagen ihre Stärken und Potenziale in ein Smart Grid einbringen können, benötigen sie eine einheitliche Kommunikationsschnittstelle. Die Reg-ModHarz PowerBridge ermöglicht dem Anlagenbesitzer, seine Energiedienstleistungen dem Smart Grid anzubieten. Umgekehrt gibt sie dem Netz die Möglichkeit, diese Dienstleistungen zu nutzen und die Variabilität der Anlagen optimal in den Netzbetrieb zu integrieren. So entsteht ein Mehrwert auf beiden Seiten.“

Kontakt:
martin.winter@siemens.com
Siemens AG, Corporate Technology



Erste Feldtesthaushalte im Landkreis Harz werden mit neuartigen Stromzählern ausgerüstet

Rechts: In den Feldtesthaushalten werden elektronische Zähler montiert. Mit der modernen Technik wird nicht nur erfasst wie viel Strom verbraucht wurde, sondern auch wann der Strom verbraucht wurde. So können last- und zeitvariable Stromtarife angeboten werden. Am Monatsende wird über eine Funkverbindung vollautomatisch der Stromverbrauch vom jeweiligen Energieversorger ausgelesen.

Foto: © Mario Heinicke



Im Rahmen des Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ findet bis einschließlich August 2012 ein Feldtest mit 46 Haushalten aus dem Landkreis Harz statt. Bei dem zweigeteilten Feldtest werden in der ersten Phase die Stromverbrauchsgewohnheiten der teilnehmenden Haushalte aufgenommen. Dafür werden neuartige Stromzähler, sogenannte Smart Meter installiert, die im Viertelstundentakt den Stromverbrauch messen.

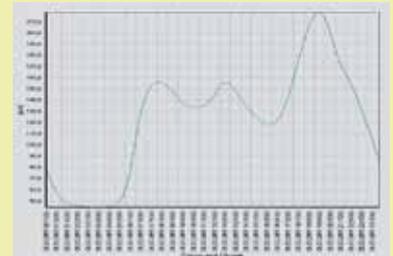
Die genaue Erfassung des Stromverbrauchs in den Haushalten ist Grundlage für die Entwicklung neuer, attraktiver Tarifmodelle, die die Integration EE im Landkreis Harz vorantreiben sollen. Ein Ziel des RegModHarz-Projekts ist es, durch innovative Stromtarife die Haushalte zu animieren, Strom dann zu verbrauchen, wenn gerade besonders viel regenerativer Strom im Netz verfügbar ist. Hierzu werden die teilnehmenden Haushalte in der zweiten Phase des Feldtests über das Internet und die zu installierenden Bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) ein Preissignal erhalten, um ihren Verbrauch anzupassen.

Tarife mit unterschiedlichen Stufen gibt es schon sehr lange. Das bekannteste Beispiel dafür wird umgangssprachlich als „Nachtstrom“ bezeichnet, da bei diesem Tarif der Strom in den Nachtstunden günstiger bezogen werden kann als tagsüber. Die Idee im Projekt RegModHarz ist es deutlich mehr als nur zwei flexible Tarifstufen anzubieten. Sind beim Nachtstrom feste Umschaltzeiten vorhanden (z. B. 22 Uhr und 6 Uhr), sollen beim innovativen Stromtarif einen Tag im Voraus durch Prognosen der Stromerzeugung und des -verbrauchs die Tarifstufen für den nächsten Tag verbindlich festgelegt werden. Für die Umsetzung dieser innovativen Tariflösungen sind intelligente Zähler in den Haushalten notwendig.

Diese Stromzähler zählen nicht nur, wie bisher üblich, den Stromverbrauch immer weiter hoch, sondern erfassen die Energiemenge zusätzlich in Viertelstundenabständen. Durch die detaillierte Aufzeichnung ist die Zuordnung des Stromverbrauchs zur jeweils gültigen Tarifstufe möglich. Bei einem flächendeckenden Einsatz solcher Zähler ist nach dem Projektende eine Ablesung der Stromzähler durch einen Mitarbeiter des Netzbetreibers oder die Bewohner nicht mehr nötig, da der Zählerstand über eine Funkverbindung abgefragt wird. Diese automatische Ablesung ist Voraussetzung für mögliche unterjährige Abrechnungen des jeweiligen Stromlieferanten.

Der detaillierte Stromverbrauch kann vom Kunden über den heimischen PC direkt vom Zähler abgelesen werden. Eine Internetverbindung ist dazu nicht erforderlich. So bekommen die Haushalte einen Überblick, wie viel Strom sie aktuell verbrauchen und auch wie viel Strom sie zu welcher Zeit bereits verbraucht haben. „Stromfresser“ im Haushalt (wie alte Kühlschränke und Gefriertruhen) fallen dadurch schnell auf.

In der zweiten Phase des Feldtests (ab September 2011 bis einschließlich August 2012) wird die Energielieferung an die Haushalte mit einem preisflexiblen Tarif simuliert, den sich die Teilnehmer auf der RegModHarz-Marktplattform im Internet anschauen können. Um die Preisstufen des Tarifs nutzen zu können, wird den Haushalten ab September 2011 das Bidirektionale Energiemanagement Interface (BEMI) zur Verfügung gestellt. Das BEMI erhält das Preissignal über eine Internetverbindung und steuert nach sogenannten Fahrplänen zwei ausgewählte Haushaltsgeräte im Feldtesthaushalt automatisch zu Zeiten günstiger Tarifstufen an.



Smart Meter verschaffen den Verbrauchern durch den detailliert aufgezeichneten Verbrauch (im Bild ein Tageslastgang) Transparenz bezüglich ihres Strombezugsverhaltens. So kann ein hoher Stromverbrauch in den Nachtstunden auf ineffiziente Kühl- und Gefriergeräte oder auf einen hohen Verbrauch durch Geräte im Standby hinweisen. Grafik: © HALBERSTADTWERKE

Statement von Ralph Lautenschläger als Bereichsleiter für den Technischen Service und Projektverantwortlicher RegModHarz bei den HALBERSTADTWERKEN:

„Der Einsatz von Smart Metern im RegModHarz-Projekt wird den Feldtestkunden neue Möglichkeiten zur Beurteilung ihres Verbrauchsverhaltens eröffnen. Die beteiligten Energiedienstleister und Messstellenbetreiber sind durch den Einsatz der vom Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geforderten elektronischen Zähler in die Lage versetzt, die moderne Technik auf ihre Alltagstauglichkeit zu prüfen und erste Erfahrungen mit dem Betrieb und der Fernableseung zu sammeln.

Die Smart Meter stellen eine wichtige Basis für die unterjährige Energieabrechnung dar. Je mehr Prozessschritte automatisch und mit reduziertem Personaleinsatz ablaufen können, desto günstiger können solche Dienstleistungen zukünftig angeboten werden.“

Kontakt:
 lautenschlaeger@halberstadtwerke.de
 Telefon +49-3941-579-213



Redaktion:
 Stephan Funke
 stephan.funke@iwes.fraunhofer.de
 Tel.: +49-561-7294-223

Feldtesthaushalte werden mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface (BEMI) ausgestattet

Auf Grundlage eines zeitdynamischen Stromtarifs berechnet das BEMI Einsatzpläne für Hausgeräte.

Dabei sollen die Geräte möglichst dann in Betrieb sein, wenn viel Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.

Foto: © IWES



Haushaltsfeldtest in der Regenerativen Modellregion Harz

Im ersten Teil des Haushaltsfeldtests im Landkreis Harz wurden in 46 Haushalten „Smart Meter“ installiert und in Betrieb genommen. Diese messen auf viertelstündlicher Basis den Stromverbrauch, welcher per Funkverbindung ausgelesen werden kann, sodass eine Fernablesung möglich ist. Der erste Teil des Feldtests stellt eine reine Bestandsaufnahme dar, in der sich die Teilnehmer verhalten sollen wie immer. Daher erhalten sie den Einblick in ihre Stromverbrauchsgewohnheiten erst mit dem Ende des ersten Feldtestteils.

Im zweiten Feldtestteil geht es um die aktive Beeinflussung des Verbraucherverhaltens. Hierzu werden so genannte BEMIs (Bidirektionale Energiemanagement Interfaces) und fernschaltbare Steckdosen in den Feldtesthaushalten installiert. Zur Anpassung des Stromverbrauchs an die Stromerzeugung aus EE und damit zur Vermeidung teurer Residuallasten wird ein zeitdynamischer Stromtarif angeboten. Dieser wird auf Grundlage von Erzeugungs- und Lastprognosen für die 24 Stunden des Folgetags berechnet. Damit entsteht ein Anreiz für die Haushalte ihre Lasten zeitlich in die Phasen zu verschieben, in denen das Angebot an EE in Relation zum Strombedarf hoch ist. Der Stromtarif ist in neun Stufen unterteilt und wird auf der RegModHarz Marktplattform (www.regmodharz-marktplatz.de) veröffentlicht. Die Feldtestteilnehmer können am BEMI den Preisstufenverlauf für den heutigen Tag und den Folgetag einsehen. In ihrem persönlichen Bereich der Marktplattform können sie Stromverbrauch und Gerätestatus – auch aus der Ferne – überwachen, Transparenzinformationen zur Stromversorgung der Modellregion einsehen und Auswertewerkzeuge nutzen.

Das BEMI

Durch die automatisierte Steuerung von zwei Hausgeräten ermöglicht das BEMI eine möglichst hohe Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten der günstigen Bonuspreisstufen. Es stellt die zentrale Recheneinheit des dezentralen Energiemanagements dar. Dessen Ziel ist es, die Hausgeräte dann zu betreiben, wenn viel Strom aus EE zur Verfügung steht und folglich der Strom gerade besonders günstig angeboten wird und folglich viel Strom aus EE zur Verfügung steht. Die Teilnehmer können durch die Vorgabe von Zeitfenstern den Optimierungszeitraum für das BEMI festlegen für die dann optimale Einsatzpläne berechnet werden. Dadurch ist sichergestellt, dass z. B. Wäsche und Geschirr zum vorher festgelegten Zeitpunkt sauber und/oder trocken sind und dem Teilnehmer keine

Nachteile in seinem Tagesablauf entstehen. Neben Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Spülmaschinen können auch Kühl- und Gefriergeräte durch das BEMI automatisiert gesteuert und in ihren Strombezugszeiten optimiert werden. Die Ansteuerung erfolgt unter Zuhilfenahme von schaltbaren Steckdosen.

Auf dem BEMI-Display können der Stromtarif des aktuellen und des Folgetags sowie die Einsatzpläne für die angeschlossenen Geräte angeschaut werden. Zusätzlich gibt eine LED-Tarifampel am BEMI eine LED-Tarifampel Auskunft über den aktuellen Stromtarif.

Das BEMI-Portal

Das BEMI-Portal ist eine Web-Oberfläche für die Darstellung des Stromtarifs und der Einsatzpläne sowie zur Konfiguration des Einsatzes der Geräte. Für Waschmaschine, Wäschetrockner und Spülmaschine gibt es die Möglichkeit, einen einmaligen Zeitraum für die Durchführung des Programms vorzugeben, das Gerät sofort zu starten oder einfach einen Zeitraum anzugeben, für den täglich ein optimaler Einsatzplan berechnet und das Gerät automatisiert angesteuert wird.

Für Kühl- und Gefriergeräte können Temperaturober- und -untergrenzen festgelegt werden, in deren Rahmen die Einsatzpläne der Geräte optimiert werden können.

Außerdem bietet das BEMI-Portal in hoher zeitlicher Auflösung eine Übersicht über den Leistungs- und Energiebedarf der angeschlossenen Geräte sowie des gesamten Haushalts. Bei der Darstellung des Leistungsbedarfs für einen benutzerdefinierten Zeitraum wird bei Kühl- und Gefriergeräten zusätzlich der Temperaturverlauf aufgeführt. Der Energiebedarf kann – ebenfalls aufgeschlüsselt in die angeschlossenen Geräte und den Gesamthaushalt – als Jahres-, Monats- und Wochenübersicht dargestellt werden.

Statement von Dipl.-Ing. Stephan Funke,
Mitarbeiter am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Durch den Haushaltsfeldtest wollen wir im RegModHarz-Projekt erforschen, inwieweit die Stromnachfrage dem Stromangebot durch das Instrument des zeitdynamischen Stromtarifs angepasst werden kann – und das möglichst automatisiert, um die Teilnehmer nicht mit zusätzlichen Aufgaben zu belasten. Zwei Schwerpunkte sollen untersucht werden: Technik und Akzeptanz. Die Teilnehmer spielen die wichtigste Rolle im Feldtest. Ihre Teilnahme und wertvolle Rückmeldung zu Weiterentwicklungspotenzialen ist für eine Anpassung von Stromangebot und -nachfrage sowie zur Optimierung von Energiemanagementinterfaces unverzichtbar. Mit der Forschungsgruppe Umweltpsychologie haben wir daher einen starken Partner für die Bearbeitung und Auswertung an unserer Seite.“

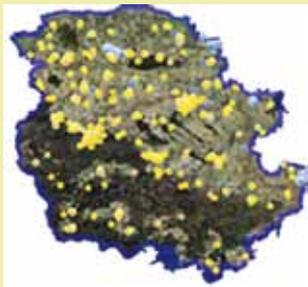
Wir freuen uns sehr, dass wir so viele teilnahmebereite Haushalte finden konnten und sind gespannt, welche Erkenntnisse uns der Feldtest liefert!“

Kontakt:
stephan.funke@iwes.fraunhofer.de
www.iwes.fraunhofer.de



Einsatzplan eines Hausgerätes mit den verschiedenen Zuständen Automatik ein (grau), manuell ein (grün) und manuell aus (rot) auf dem Display des BEMIs.
Foto: © IWES

Transparenz für die Modellregion



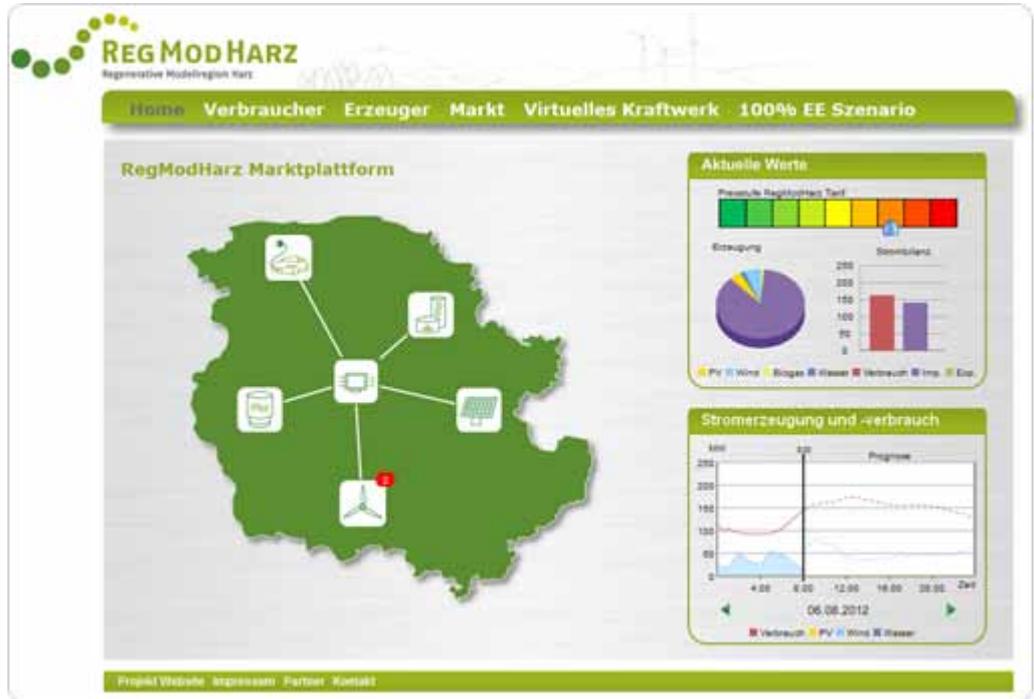
Interaktive Darstellung der EE-Erzeugungsstandorte im Landkreis Harz



Verbrauchskurve (blau) eines Feldtesthaushaltes im Vergleich zum HO-Standardlastprofil (grün), hinterlegt mit dem Preisstufenverlauf des Tages.

Foto und Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten

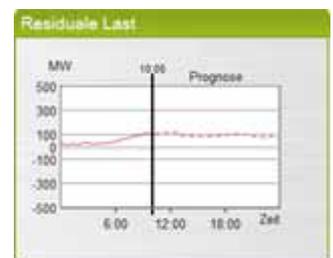
Für jede Stunde live und in der monatlichen Abrechnung wird deutlich, wie viel Strom aus welcher Art Erzeugung bezogen wurde/wird.



Die interaktive Marktplattform als Webapplikation stellt die komplexen Zusammenhänge der Stromversorgung und der Stromzusammensetzung im Landkreis Harz bzw. im Forschungsprojekt RedModHarz auf möglichst transparente und leicht zugängliche Art dar. Sie gliedert sich in verschiedene Bereiche, die sowohl inhaltlich als auch konzeptionell auf die Zielgruppen abgestimmt sind. Neben den allgemein zugänglichen Informationen bietet die Marktplattform einen zugangsbeschränkten Bereich für die Feldtestteilnehmer. Dieser Bereich bietet jedem Feldtestteilnehmer Informationen zum eigenen Verbrauch, dessen Zusammensetzung bezogen auf den Anteil EE und eine monatliche Verbrauchsabrechnung mit entsprechenden Auswertungen zum eigenen Verbrauchsverhalten.

Vom Verbraucher über das BEMI zur Marktplattform

Einen großen Teil der Marktplattform und deren Funktionalität stellt der eigene Bereich für die Feldtesthaushalte dar. Im Hintergrund der Marktplattform wird anhand der Prognose der residualen Last (siehe auch Infoblatt „Variable Stromtarife zur Einbindung der erneuerbaren Energien“) täglich ein neunstufiger dynamischer Tarif generiert, der sowohl auf der Marktplattform selbst als auch auf den BEMIs (bidirektionales Energiemanagement Interface, siehe auch Infoblatt „Feldtesthaushalte im Landkreis Harz werden mit dem Bidirektionalen Energiemanagement Interface ausgestattet“) in den Testhaushalten dargestellt wird. Auf beiden Wegen kann sich der Verbraucher täglich informieren, wie der Tarif aktuell und für den nächsten Tag zusammengesetzt ist und sein Verbrauchsverhalten ggf. entsprechend regulieren. Der Verbraucher kann den Zusammenhang zwischen dem Anteil des Modellregion-Stromverbrauchs, der aus Wind und Sonne gedeckt werden kann und der Höhe der Preisstufe gut erkennen und entsprechend ableiten. Auch das BEMI überträgt Daten an die Marktplattform, z. B. den Status der am BEMI angeschlossenen Haushaltsgeräte. Auf einem sogenannten „Dashboard“ werden dem Verbraucher als erste Übersicht nach dem erfolgreichen Login alle Informationen übersichtlich dargestellt.



Markt und 100 % Erneuerbare Energien

Im Bereich „Markt“ werden dem Nutzer der Marktplattform aufbereitete Informationen zum Stromhandel bereitgestellt. Die entsprechenden Grafiken enthalten sowohl Ist-Werte als auch Prognosen für die einzelnen Bereiche. Drei Bereiche stehen dort zum Vergleich:

1. Darstellung des Stromhandels am sog. day-ahead-Spotmarkt für den Folgetag
2. EPEX-Intraday-Handel (siehe auch Infoblatt „Strom aus Sonne und Wind an der Strombörse EPEX“)
3. Minutenreservepreise (siehe auch Infoblatt „Das Netz im Gleichgewicht“)

Das „100 % Szenario“ (siehe auch Infoblatt „100 %–Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien“) wurde im Forschungsprojekt mit Zeitreihen genau untersucht und wird auch auf der Marktplattform in entsprechend aufbereiteter Art visualisiert. Um dem Nutzer ein Gefühl zu geben, wie sich der Ausbau EE Richtung 100 % Versorgung entwickeln wird, werden alle Grafiken und Diagramme der Marktplattform mit entsprechend entwickelten Faktoren skaliert und mit der aktuellen Zusammensetzung aus EE verglichen.

Technologie

Technologisch stellt die Marktplattform eine Kombination aus drei zentralen Bausteinen dar. Für Darstellung und Pflege des inhaltlichen Teils wird ein Content Management System (Typo3) eingesetzt, um die Marktplattform redaktionell zu betreuen. Die interaktiven, dynamischen Elemente werden durch GWT (Google Web Toolkit) Komponenten realisiert und ziehen ihren Inhalt aus einer zentralen Oracle Datenbank. Physikalisch laufen alle Komponenten auf unterschiedlichen Servern und sind mit entsprechend gesicherten Verbindungen untereinander vernetzt. Diese besondere Art des Systemaufbaus aus physikalisch getrennten Systemen stellt eine Herausforderung dar, entspricht aber einer realen Situation und lässt sich somit gut auf zukünftige Systeme adaptieren. Auf der Marktplattform werden enorme Datenmengen aufbereitet und dargestellt, für die die GWT Technologie eine leistungsfähige Darstellung der Informationen gewährleistet.

Tariffstufe	Auftreten der Preisstufe (Anteil der Stunden im Monat Juni)
8	0,27 %
8	2,90 %
7	12,63 %
6	18,18 %
5	18,41 %
4	21,64 %
3	16,48 %
2	4,46 %
1	5,03 %

Beispielhafter Ausschnitt aus der von der Marktplattform generierten Monatsabrechnung eines Feldtesthaushaltes mit Bezug auf das Vorkommen der einzelnen Preisstufen im Abrechnungsmonat.

Statement von einem RegModHarz Feldtestkunden:

„Durch die Marktplattform und das BEMI habe ich einen Überblick über meinen täglichen Verbrauch und die unterschiedliche Zusammensetzung des Stroms aus Erneuerbaren Energien bekommen. Ich kann direkt online nachvollziehen wie sich einzelne Verbraucher meines Haushalts auf den Gesamtverbrauch auswirken und durch die Tarifprognose gut planen.“

Kontakt:
c.volkert@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Der Landkreis Harz kann erneuerbaren Strom exportieren

Rechts: Der Windpark Druiberg ist der größte Windpark im Landkreis Harz. Insgesamt sind im Landkreis Harz bereits circa 150 MW Windleistung installiert, die Potenziale sind jedoch wesentlich größer.
Foto: © RKWH



Im Landkreis Harz liegt Dardesheim, die Stadt der Erneuerbaren Energien. Neben dem Windpark Druiberg vor der Stadt sorgen zahlreiche Solaranlagen auf den Dächern dafür, dass über das gesamte Jahr gesehen ein Vielfaches des jährlichen Strombedarfs von EE erzeugt wird. Darüber hinaus braucht sich auch der Rest des Landkreises in Punkto EE nicht zu verstecken. So liegt der Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung am gesamten jährlichen Stromverbrauch von 1,2 Mrd. kWh bei circa 33 %, das ist doppelt so hoch wie der Bundesdurchschnitt.

Die Potenziale für die Stromerzeugung aus EE sind jedoch wesentlich größer. Würden alle ausgewiesenen Windflächen optimal genutzt werden, könnte im Landkreis Harz die jährliche Windstrommenge verdoppelt werden. Mit der Nutzung von 0,5 % der Landkreisfläche würde bereits die Hälfte des Strombedarfs über die Windenergie gedeckt werden. Im Vergleich dazu, müsste zur Erzeugung der gleichen Energiemenge aus Bioenergie 24,9 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche bzw. 10,8 % der gesamten Landkreisfläche genutzt werden. Würden aber auf 10,8 % der Landkreisfläche Windkraftanlagen installiert werden, könnte das Neunfache des Strombedarfs im Landkreis Harz erzeugt werden. Der Vergleich von Windenergie mit Bioenergie zeigt, dass pro Flächeneinheit 66 Mal mehr elektrische Energie mit Windkraftanlagen erzeugt werden kann als mit Bioenergieanlagen. Allerdings besitzt die Bioenergie den Vorteil der Regelfähigkeit.

Die Solarenergie weist ebenfalls ein großes Potenzial auf. Würde die Hälfte aller Dachflächen im Landkreis Harz mit PV-Anlagen bedeckt werden, könnten bereits ca. 70 % des jährlichen Strombedarfs im Landkreis mit Solarenergie gedeckt werden. Dadurch könnte die Solarstromerzeugung gegenüber dem jetzigen Zustand um den Faktor 150 gesteigert werden. Die Wasserkraft trägt zurzeit mit ca. 2 % nur einen geringen Teil zur Stromversorgung bei, es gibt auch nur geringe Ausbaupotenziale. Für die Stromerzeugung aus Geothermie-Anlagen wurden keine Potenziale ermittelt, was hauptsächlich darauf zurück zu führen ist, dass es bisher kaum Untersuchungen dazu gibt.

Speicher werden in Zukunft eine immer bedeutsamere Rolle spielen, um Schwankungen der Wind- und Solarenergie auszugleichen. Pumpspeicherwerke sind hierfür gut geeignet, da sie einen hohen Wirkungsgrad besitzen und viel Energie speichern können. Im Landkreis gibt es das Pumpspeicherwerk Wendefurth, das eine Speicherkapazität von 600 MWh hat. Diese Speicherkapazität könnte durch die Kopplung der

Talsperre Wendefurth mit der Rappbode-Talsperre ohne Neubau von Ober- oder Unterbecken um den Faktor vier gesteigert werden.

Das größte Potenzial haben unterirdische Gasspeicher in Salzkissen. Diese können z. B. zur Speicherung von Wasserstoff oder Methan genutzt werden, die aus überschüssigen EE hergestellt werden können. Bei vollem Speicherzustand würden sie den gesamten Jahresstromverbrauch im Landkreis Harz decken können. Die Gasspeicher wären auch in der Lage, die gesamte jährliche Biogasproduktion, selbst bei Ausschöpfung aller Potenziale im Landkreis Harz, aufzunehmen.

Eine neue Speichermöglichkeit stellen die Batterien von Elektroautos dar. Zurzeit gibt es 112.000 PKW im Landkreis, die durch Elektroautos ersetzt werden könnten. Bei einer Batteriegröße von 15 kWh würde sich dadurch ein Speicherpotenzial ergeben, das doppelt so groß ist wie die Speicherkapazität des Pumpspeicherwerks Wendefurth. Würden alle Nutzer von PKW auf Elektroautos umsteigen, würde der Stromverbrauch im Landkreis lediglich um circa 24 steigen und der Kraftstoffverbrauch um circa 111 Millionen Liter sinken.

Der Stromverbrauch der Elektroautos stellt gleichzeitig ein riesiges Verschiebepotenzial im Haushaltsbereich dar, wodurch zukünftig Schwankungen bei der Produktion von Wind- und Solarstrom ausgeglichen werden können. Zurzeit können 46 % des Stromverbrauchs von Haushalten verschoben werden, indem z. B. die Waschmaschine zwei Stunden später gestartet wird, wenn der Wind stärker weht oder die Sonne intensiver scheint und dadurch mehr regionale EE zur Verfügung steht. Würden jedoch alle Haushalte Elektroautos besitzen, würde das derzeitige Verschiebepotenzial bei Haushalten allein durch die Elektroautos um 70 % übertroffen werden, was zeigt, dass Elektroautos eine großartige Möglichkeit zur Integration der fluktuierenden Energieerzeuger bieten.

Insgesamt zeigen die Untersuchungen, dass der Landkreis noch viele ungenutzte Reserven im Bereich Erzeugung, Speicherung und Lastverschiebung besitzt und sogar zum Netto-Exporteur von erneuerbarem Strom werden kann. Hierbei stellt die Windenergie die flächeneffizienteste und derzeit preiswerteste EE dar.

Statement von Dipl.-Ing. M. Speckmann, Fraunhofer IWES, Kassel:

„Die Potenzialermittlungen im Landkreis Harz zeigen, dass sich ländliche Regionen, wie der Landkreis Harz vollständig mit Erneuerbaren Energien versorgen können. Hierbei stellt vor allem die Windenergie das größte Potenzial zur Verfügung, da sie mit Abstand am wenigsten Fläche für einen hohen Energieertrag benötigt. Da die Windenergie sehr kostengünstig ist, sollte man überlegen die Eigennutzungs- und Vorrangflächen weiter auszuweiten. Darüber hinaus zeigen die Potenzialbetrachtungen, dass ländliche Regionen deutlich mehr Erneuerbare Energie produzieren können, als sie selbst verbrauchen. Dies kann in Zukunft eine große finanzielle Chance für ländliche Regionen darstellen, da durch die Erneuerbaren Energien langfristig Arbeitsplätze geschaffen und Einnahmen für die Gemeinden erzeugt werden können.“

Kontakt:
markus.speckmann@iwes.fraunhofer.de
 Fraunhofer Institut für Windenergie und
 Energiesystemtechnik, IWES
www.iwes.fraunhofer.de



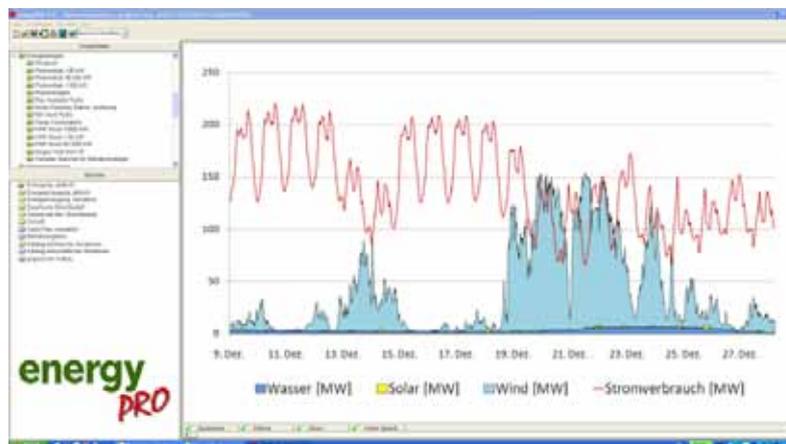
Die Solarenergie hat ein großes Potenzial im Landkreis Harz. Würde die Hälfte aller Dachflächen mit PV-Anlagen bedeckt werden, könnten darüber bereits 70 % des jährlichen Strombedarfs im Landkreis gedeckt werden.
 Foto: © RKW

Stromerzeugung und –verbrauch im Landkreis Harz

Rechts: In der Zeitreihengrafik wird deutlich, dass zeitweise bereits der gesamte Strombedarf des Landkreises Harz aus Wind-, Solar- und Wasserstrom gedeckt wird, in den meisten Stunden jedoch Strom aus anderen, flexibel verfügbaren Quellen erforderlich ist.

Zur Interpretation der Grafik: Die Einspeiseleistungen aus Wind-, Sonne- und Wasser sind summarisch gestapelt, so dass direkt das Verhältnis von Summeneinspeisung und Verbrauch abgelesen werden kann.

Grafik: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten



Im Forschungsprojekt RegModHarz soll modellhaft am Beispiel des Landkreises Harz gezeigt werden, wie eine Stromversorgung aus hohen Anteilen EE umsetzbar wird. Dazu werden neben Feldtests auch Modellrechnungen und Simulationen durchgeführt. Drei Szenarien sind definiert, anhand derer der Weg vom aktuellen Stand zu einer 100%-Versorgung aus EE aufgezeigt werden kann: 1. Ausgangssituation im Jahr 2008, 2. Annahme für den Ausbau EE im Jahr 2020, 3. 100%ige Stromversorgung aus EE.

Zu Beginn des Forschungsprojekts erfolgte eine Bestandsaufnahme von Stromerzeugung und –verbrauch im Landkreis Harz. Jahreszahlen und Zeitreihen wurden zusammengetragen und erste Berechnungen durchgeführt.

Stromverbrauch

Der Stromverbrauch des Landkreises Harz wurde für das Jahr 2008, inklusive Netzverlusten, auf rund 1.300 GWh (Gigawattstunden) beziffert – ohne Industrieverbrauch aus Eigenerzeugung. Zum Vergleich: Der Brutto-Inlandsstromverbrauch der Bundesrepublik lag in 2008 bei 615.000 GWh (destatis). Ein typischer 3-Personen-Haushalt benötigt etwa 4.000 kWh = 4 MWh = 0,004 GWh pro Jahr. Dabei zeichnet der Stromverbrauch kulturell bedingte Tages-, Wochen- und Saisonmuster nach. Zudem hat die Witterung einen Einfluss auf den Bedarf an Strom. Die zu einer bestimmten Zeit am Stromnetz anliegende Netzlast wird als Leistungswert angegeben und ist in der Titelgrafik als rote Linie dargestellt. Sie bewegte sich im Landkreis Harz im Jahr 2008 zwischen 65 und 221 MW (Megawatt).

Installierte Anlagenleistung zu Projektbeginn

Die Stromerzeugung im Landkreis Harz erfolgt ausschließlich aus Wind-, PV-, Wasserkraft-, Biogas- und Biomasseanlagen sowie mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW). Zu Projektbeginn hatten die Windenergieanlagen einen Anteil von mehr als drei Viertel der gesamten installierten Anlagenleistung (150/191 MW). Ein typisches Windrad hat eine installierte Leistung von 2 MW. Bei den BHKW erfolgt der Brennstoffeinsatz sehr effizient, da die entstehende Wärme per Kraft-Wärme-Kopplung (KW) genutzt wird. Da BHKW flexibel regelbar sind, wären sie ideal dazu geeignet, die schwankende Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie auszugleichen. Die Befuerung von BHKW kann aus erneuerbaren Quellen erfolgen (Aktuellstes Stichwort: synthetisches Gas aus Wind- und Solarstromüberschüssen).

Stromerzeugung

Wind- und Sonnenenergieanlagen speisen je nach Wetterlage in schwankendem Maße Strom ein. Demgegenüber werden Biogasanlagen

und BHKW nach derzeit üblicher Betriebsführung durchgängig mit voller Leistung gefahren. Deshalb unterscheidet sich das Tortendiagramm der Stromerzeugung im Harz von dem der Anlagenleistungen. Im Jahr 2008 wurden insgesamt 467 GWh Strom im Landkreis Harz erzeugt. Dies entspricht auf das Jahr bezogen rund 36 % des Stromverbrauchs von 1300 GWh. Wind- und Solarenergie lieferten 69 % (321 GWh) dieser Erzeugung.

Ein paar Zahlen sollen die Bedeutung der schwankenden Einspeisung aus Wind und Sonne verdeutlichen. Rechnerisch werden bei einer installierten Anlagenleistung von 150 MW bei kräftigem Wind 150 MWh je Stunde an Strom erzeugt. Tatsächlich schwankte die Einspeisung zwischen 0 und 150 MWh in den Stunden des Jahres 2008. Der Mittelwert lag bei 35 MWh/h. In 37 % der 8.784 Stunden lag die Einspeisung sogar unter 10 MWh/h, lediglich in 11 % der Stunden über 100 MWh/h. Im Forschungsprojekt RegModHarz wird gezeigt, wie diese schwankende Einspeisung mittels flexibler dezentraler Anlagen in Verbindung mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) bedarfsgerecht ausgleichbar werden kann.

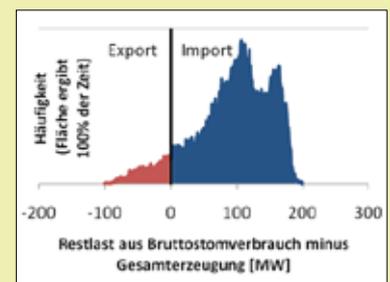
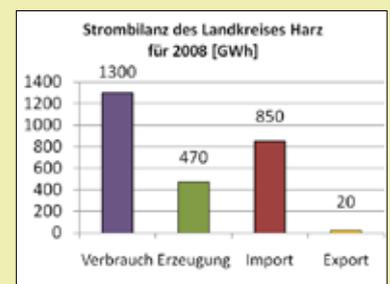
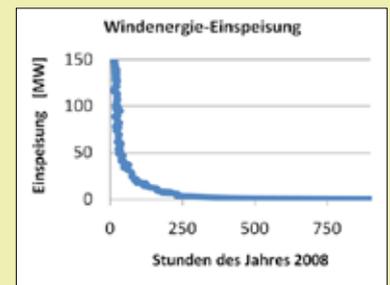
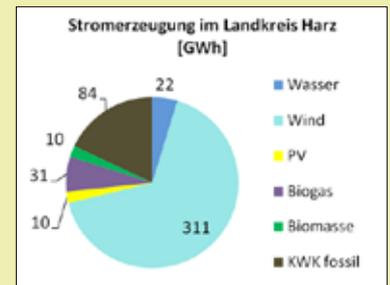
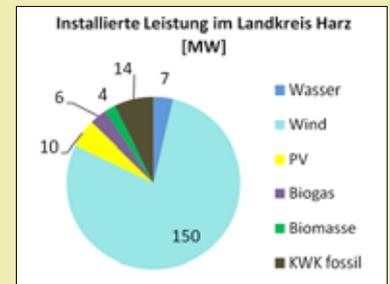
Physikalische Deckung des Strombedarfs

Je nach zeitlichem Zusammentreffen von Stromerzeugung und -verbrauch wird der erzeugte Strom – physikalisch betrachtet – im Landkreis entweder selbst verbraucht oder exportiert. Erstellt man eine Bilanz für das Jahr 2008 anhand der Viertelstundenzeitreihen, so zeigt sich: Die Stromerzeugung von 470 GWh teilt sich auf in 20 GWh Exporte zu Überschusszeiten und 450 GWh Eigenverbrauch. Rund 35 % des Stromverbrauchs wurden somit durch Eigenerzeugung gedeckt (450/1300 GWh). Regenerativ erzeugter Strom deckte 28 % des Stromverbrauchs (365/1300 GWh). Die Stromexporte beziffern sich auf 4,5 % der Stromerzeugung bzw. 2,5 % der Stromimporte. In knapp 8 % aller Viertelstunden des Jahres 2008 (entspricht der Dauer eines Monats) wurde im Landkreis Harz bereits mindestens so viel Strom erzeugt wie verbraucht. In knapp 5 % der Viertelstunden deckte allein die Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie den Stromverbrauch. In über 90 % aller Viertelstunden wurden Stromimporte erforderlich.

Statement von Dirk Filzek und Lars Nicklaus, CUBE Engineering GmbH in Kassel:

„Physikalisch betrachtet wird knapp ein Drittel des Strombedarfs im Landkreis Harz mittlerweile aus regenerativer Erzeugung gedeckt. Zu unterscheiden sind die physikalische und die wirtschaftliche Situation. Der größte Teil des im Landkreis Harz produzierten Erneuerbare Energien-Stroms wird mit der EEG-Umlage, die Stromkunden bundesweit einheitlich zahlen, vergütet und von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse vermarktet. Aus welchem Strommix ein Stromkunde des Landkreises Harz seinen Strom erhält, hängt also nicht vom Strommix des Landkreises Harz, sondern vom Liefervertrag ab. Wer sicher gehen möchte, dass er tatsächlich Strom aus Erneuerbaren Energien bezieht, benötigt einen Ökostromliefervertrag. In RegModHarz wird unter anderem untersucht, auf welche Weise es möglich ist, den vor Ort erzeugten Ökostrom an die Kunden im Landkreis Harz zu liefern.“

Kontakt:
 d.filzek@cube-engineering.com,
 l.nicklaus@cube-engineering.com
 www.cube-engineering.com

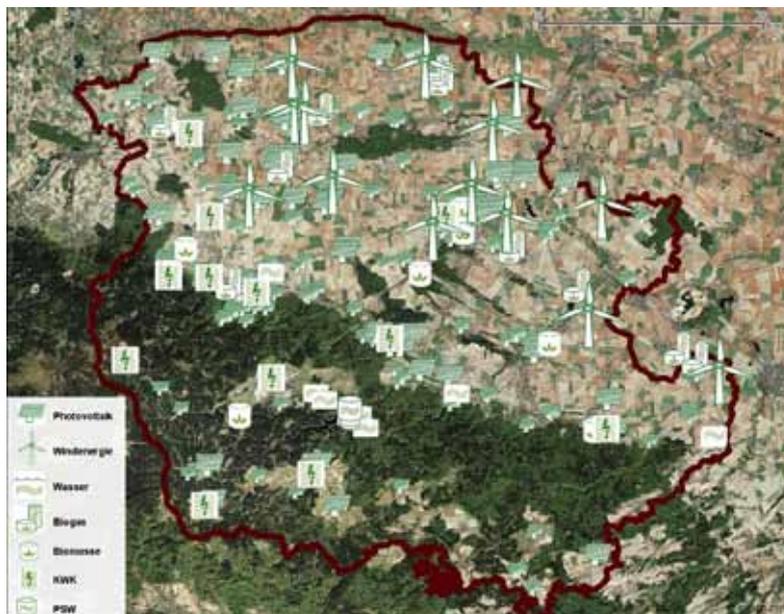


Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten

Optimaler Einsatz von erneuerbaren Energieanlagen

Im Landkreis Harz gibt es viele erneuerbare Energieanlagen, die über die gesamte Fläche verteilt sind.

Windkraftanlagen liefern den größten Anteil an erneuerbaren Strom und spielen für die Erzeugungsprognosen eine wichtige Rolle.
Grafik: © IWES



Die Bedeutung von Prognosen für eine sichere Stromversorgung

Im Rahmen des Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ soll ein sogenanntes Virtuelles Kraftwerk (VK) aufgebaut werden. Dabei werden verschiedene räumlich verteilte Anlagen in einer Leitwarte zusammen geschaltet und zentral gesteuert, um dafür zu sorgen, dass die EE sich möglichst gut ergänzen und genauso viel Energie erzeugt wie auch verbraucht wird. Im Landkreis Harz sind viele Windkraft- und Photovoltaikanlagen vorhanden, die sehr unregelmäßig Strom produzieren, da sie von den Launen des Wetters abhängen. Mit Hilfe von zuverlässigen Prognosen für die nächsten Stunden bis Tage können im VK die Anlagen aufeinander abgestimmt und entsprechende Fahrpläne für flexibel einsetzbare Erzeugungseinheiten wie Biogasanlagen berechnet werden.

Dabei handelt es sich zum einen um Erzeugungsprognosen für die vorhandenen Windparks und Photovoltaikanlagen und zum anderen um Wärmeprognosen für die Einsatzplanung wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Diese Anlagen erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Richtet sich die Erzeugung nach dem Wärmebedarf, so wird die Anlage wärmegeführt betrieben. Hinzu kommen Prognosen über den Stromverbrauch (Lastprognosen). Je nach Anwendungsfall handelt es sich dabei um den im Stromnetz des Landkreises Harz auftretenden Leistungsbezug oder den Strombedarf einer bestimmten Verbrauchergruppe.

Basisdaten: Wetterprognosen

Im Projekt RegModHarz werden am Fraunhofer IWES Erzeugungsprognosen für die Windparks und PV-Anlagen erstellt, während die Cube Engineering GmbH Wärme- und Lastprognosen entwickelt. All diese Prognosen haben die Gemeinsamkeit, dass sie von den Wetterbedingungen im Landkreis Harz abhängen. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) erzeugt detaillierte Prognose-Datensätze, die u.a. Windgeschwindigkeiten, Temperatur und Einstrahlungsdaten für einzelne Koordinaten in Deutschland beinhalten, um diese Wetterbedingungen vorherzusagen. Diese Daten, die auch für den Wetterbericht verwendet werden, dienen als Grundlage für die Prognosen. Mit Hilfe verschiedener Prognosemodelle werden die Wetterdaten in Leistungsdaten umgerechnet.

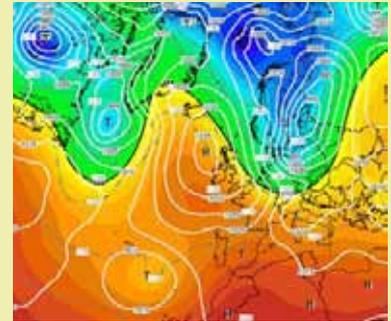
Erzeugungsprognosen

Zusätzlich zu den Wetterprognosen dienen bei den Windleistungsprognosen Messdaten der Windparks als Eingang für das Prognosemodell. Auf diese Weise werden Folgetagsprognosen täglich mit einem Prognosehorizont von 3 Tagen und Kurzfristprognosen stündlich mit einem Horizont von 8 Stunden erstellt. Für die PV- bzw. Solar- Leistungsprognose wurde ein Modell entwickelt für das ebenfalls Wetterprognosen, sowie technische Daten der einzelnen Anlagen verwendet werden. Die Solarprognose wird damit jeweils für den nächsten Tag von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr berechnet.

Lastprognosen

Anders als bei der Stromerzeugung treten beim Strombezug relativ regelmäßige Tages- und Wochenschwankungen auf, die ihre Ursache im Verhalten der Stromverbraucher haben. Deshalb wurde für die Erstellung der Lastprognosen ein Verfahren entwickelt, bei dem Messdaten der Last aus der nahen Vergangenheit mit einbezogen werden. Die Lastprognose für den Landkreis Harz beinhaltet Folgetagsprognosen sowie innertägige Prognosen und orientiert sich dabei am Format der Windleistungsprognose.

Zieht man von der Last- die Erzeugungsprognosen ab, so erhält man die sogenannte „Residuale Last“. Hierbei handelt es sich um die Restlast, die nicht von den erneuerbaren Energienerzeugern zur Verfügung gestellt werden kann. Somit gibt die Prognose der residualen Last die Menge an, die aus flexiblen Kraftwerken zu decken ist. In der Leitwarte des VK können auf dieser Basis die Anlagenfahrpläne wie oben beschrieben errechnet werden.



Zur Berechnung der Leistungsprognosen von Wind-, PV- und auch Stromerzeugung werden Wetterprognosen des DWD benötigt.
Foto: © IWES

Statement von Dipl. Phys. Katharina Lesch,
Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Im Landkreis Harz befinden sich viele Wind- und PV-Anlagen. Diese fluktuierende Einspeisung aus den Erzeugungsanlagen ist prinzipiell nicht steuerbar.

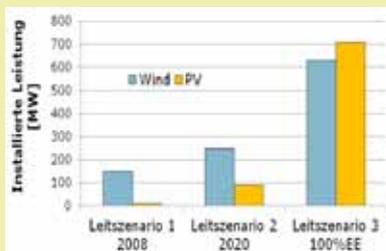
Schaltet man diese aber mit vorhandenen Speichern und Verbrauchern aus der Region in einem Virtuellen Kraftwerk zusammen, so kann eine zentrale Steuereinheit dafür Sorge tragen, dass das Energiesystem im Gleichgewicht bleibt. Damit dies gelingen und Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden kann, werden verlässliche Prognosen benötigt.

Prognosen sind allerdings auch immer mit bestimmten Unsicherheiten behaftet, je schlechter die Prognosen schließlich mit der tatsächlichen Einspeisung übereinstimmen, desto weniger können dann die Fahrpläne für die flexiblen Anlagen eingehalten werden, und somit können hohe Kosten für einen Ausgleich entstehen. Deshalb müssen die Prognosemodelle stets weiter entwickelt und verbessert werden.“

Kontakt:
katharina.lesch@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik IWES
www.iwes.fraunhofer.de

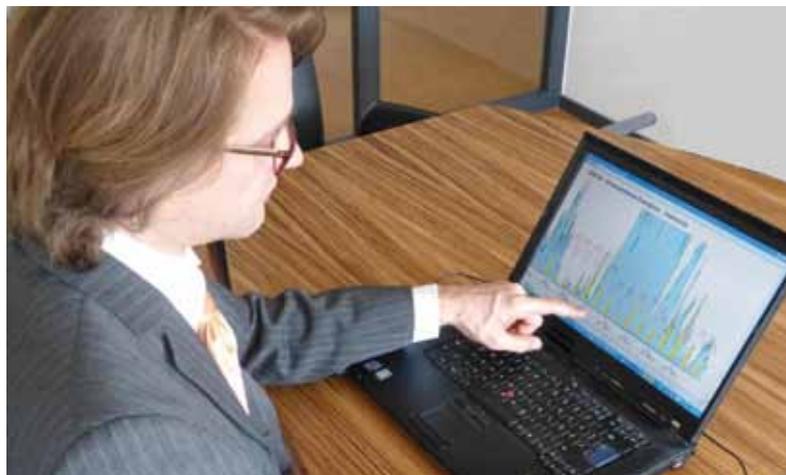


Leitszenarien für Simulationsrechnungen



Die drei Szenarien unterscheiden sich wesentlich in der installierten Anlagenleistung Wind und PV.

Foto und Grafik: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten



Zentrales Anliegen bei RegModHarz ist es, am Beispiel der Modellregion Wege in Richtung einer 100%-Stromversorgung aus EE aufzuzeigen. In diesem Kontext wurden spezielle Leitszenarien für RegModHarz erarbeitet. Dadurch erhalten die Forschungsarbeiten einen einheitlichen Rahmen und die Vergleichbarkeit der Forschungsprozesse und -ergebnisse wird ermöglicht. Zum Einsatz kommen die Szenarien bei Simulationen und Analysen zu Geschäftsmodellen, zur Optimierung der Anlagenbetriebsführung im Hinblick auf Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit sowie zur Stromnetzverträglichkeit. Mithilfe von drei definierten Leitszenarien kann nun ausgehend vom Status quo der Weg hin zu einer 100%EE-Versorgung beschrieben und analysiert werden:

Leitszenario 1: Referenzsituation im Jahr 2008

Leitszenario 2: Angenommene Situation für das Jahr 2020

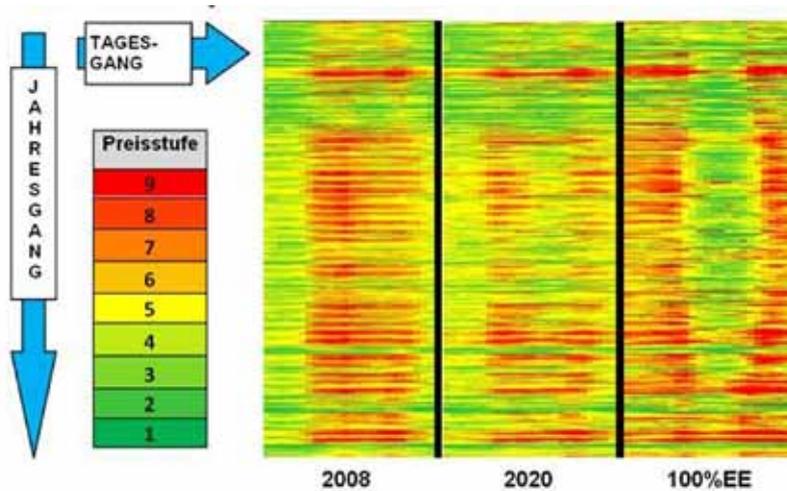
Leitszenario 3: Szenario einer 100%-Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien

Kennzeichen der Leitszenarien

Für jedes Leitszenario wurden Annahmen getroffen – nicht zu verwechseln mit Prognosen über eine vermeintliche zukünftige Entwicklung. Die Leitszenarien unterscheiden sich wesentlich in der installierten Anlagenleistung für Wind und PV. Diese Energieträger werden unser Stromversorgungssystem maßgeblich verändern, denn sie speisen ihren Strom wetterabhängig ein. Wirtschaftlich bedeutsam ist, dass kein Brennstoffbedarf besteht. Für beide Energieformen bestehen hohe Zubaupotenziale. Für Wind wird in den Szenarien angenommen, dass die installierte Leistung von 151 MW in 2008 auf 248 MW in 2020 ansteigt und zur 100% EE-Versorgung 630 MW beträgt. Die für PV entsprechenden Werte sind 10 MW / 90 MW / 708 MW. Im 100%-Szenario versorgt die Modellregion nicht ausschließlich sich selbst, sondern beteiligt sich mit einem angemessenen Anteil an der Stromversorgung Deutschlands. Dies ist wichtig, da die Regionen unterschiedliche Potenziale haben und sich die Witterungseffekte großräumig teilweise ausgleichen können. Dabei überschreitet die summierte Wind- und PV-Einspeisung den Eigenbedarf der Modellregion zeitweise um ein mehrfaches (Grafik oben).

Szenarienanalyse für die Feldtest-Strompreise

Die Grafik oben visualisiert die zeitliche Verteilung der von der Wind- und PV-Einspeisung abhängigen günstigen und teuren Strompreise beim Haushaltskunden-Feldtest. Die drei Grafiken stellen von links nach rechts die Leitszenarien 1 bis 3 dar. Grün dargestellt sind Zeiten mit günstigen Strompreisen, rot teure Zeiten und gelb mittelteure. Der Tagesgang der Strompreise wird je Grafik im Farbverlauf von links nach rechts sichtbar. Der Jahresgang vom 1.1. bis 31.12. zeigt sich im Farbverlauf von oben

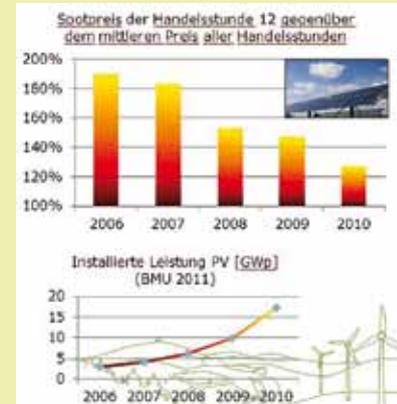


nach unten. Die Feldtest-Strompreise sind niedrig, wenn der Strombedarf der Modellregion zu großen Teilen aus Wind- und PV-Anlagen gedeckt werden kann oder sogar ein Stromüberschuss besteht. Teuer ist der Strom, wenn weitere, speziell flexible Energieanlagen zwecks Bedarfsdeckung zum Einsatz kommen müssen. Flexible Anlagen haben höhere Betriebskosten, z. B. benötigen Biogasanlagen Brennstoff und bei Stromspeichern sind Umwandlungsverluste einzukalkulieren. Die Grafiken machen deutlich: Preisbestimmend ist im Referenzszenario 2008 weitgehend der Strombedarf – tagsüber ist der Strom aufgrund des höheren Stromverbrauchs teurer als in der Nacht. Nur in den ersten Wochen des Jahres drückt viel Windstrom den Preis. Bereits im Szenario 2020 macht sich in sommerlichen Mittagsstunden die PV-Stromeinspeisung preisbestimmend bemerkbar. Im 100%EE-Szenario ergibt sich theoretisch eine Umkehrung der Strompreise, denn das tagsüber hohe Angebot an Solarstrom deckt nicht nur den vorhandenen Bedarf, sondern stellt auch Strom zum Export und zur Speicherung zur Verfügung. Allerdings: Je mehr Speicher eingesetzt werden, desto unabhängiger wird der Strompreis von der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und PV.

Statement von Dirk Filzek,
CUBE Engineering GmbH in Kassel:

„Für eine grundlegende Transformation unseres Stromversorgungssystems in Richtung einer sicheren 100%EE-Stromversorgung ist wesentlich, dass die Regionen ihre Potenziale nutzen – unter Berücksichtigung ökologischer und gesellschaftlicher Belange. Räumliche Ausgleichseffekte mindern dann den Speicher- und Regelbedarf, ausreichende Übertragungsnetz-Kapazitäten vorausgesetzt. Um die kurzfristigen Wind- und PV-Einspeiseschwankungen bedarfsgerecht und netzverträglich abzufedern, wird ein Höchstmaß an Flexibilität im Versorgungssystem erforderlich. Effizienzvorteile bieten dabei der Einsatz flexibler Lasten sowie die Kopplung der Stromversorgung mit der Wärme- und Gasversorgung. Der Strommarkt hat die Aufgabe, Investitionen und Betriebsführung bedarfsgerecht anzureizen.“

Kontakt:
d.filzek@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



Schon heute dämpft die Solarstromspeisung in Deutschland den Strompreis zu den Mittagsstunden.

Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von EPEX- und BMU-Daten

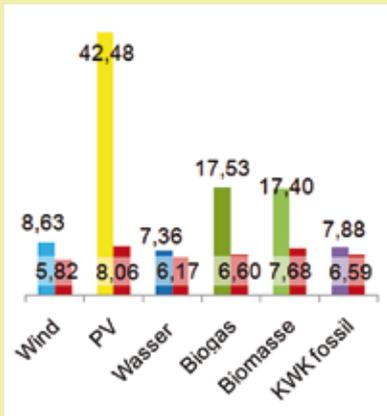
Einspeisecharakteristika:

PV-Strom steht mittags bei hohem Verbrauch zur Verfügung. Windstrom kann bei mehrtägigen Flauten fehlen. Eine jederzeit verfügbare Mindesteinspeisung lässt sich nur mit Wind und PV für die Modellregion nicht erzielen.

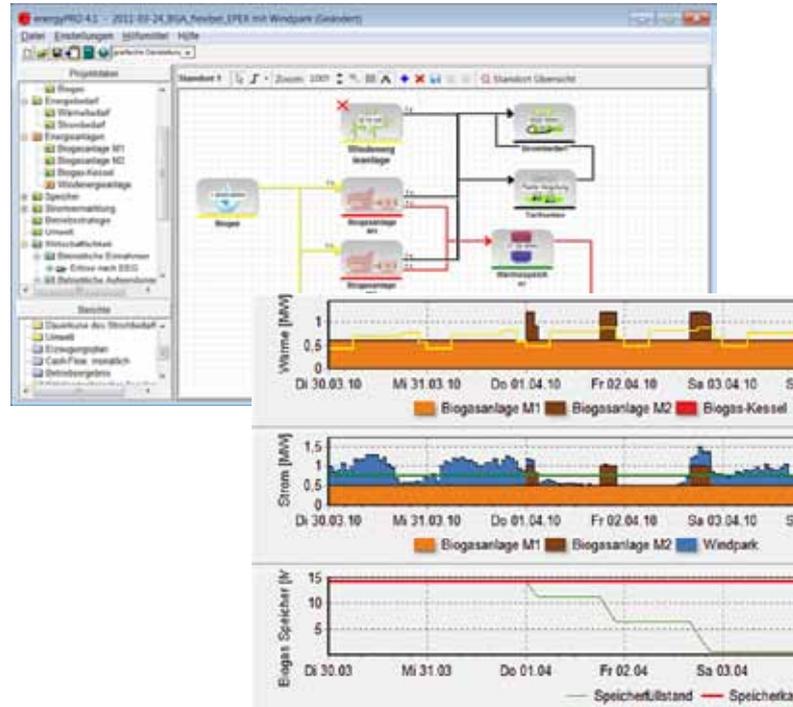
Im 100%-Szenario wird innerhalb eines Jahres trotz höherer PV-Anlagenleistung doppelt so viel Wind- wie PV-Strom in der Region erzeugt.

Analyse- und Simulationssoftware für Geschäftsmodelle

Der weitere geplante Ausbau der Erneuerbaren Energien hin zu einer jederzeit 100% regenerativen Energieversorgung stellt einen Paradigmenwechsel zu den aktuellen Versorgungsstrukturen dar. Es zeigt sich, dass die bestehenden Marktbedingungen nicht mehr auf das geänderte regenerative Stromangebot passen – was eine Transformation der Märkte erforderlich macht.



EEG-Vergütung / Spotmarktwert [€/kWh]
 (Landkreis Harz 2008)
 Grafiken: © CUBE Engineering GmbH mit energyPRO



Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in neue Märkte

Die Erfolgsgeschichte der EE in Deutschland – mit einem Anteil von derzeit etwa 20% an der Stromversorgung – beruht wesentlich auf dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG), das klare und sichere Rahmenbedingungen mit festen Einspeisevergütungen bietet. Beim weiteren Ausbau der EE wird das Stromversorgungssystem zunehmend durch die schwankende Stromeinspeisung aus Wind- und Sonnenenergie geprägt. Eine daran angepasste Flexibilisierung von Stromerzeugung und -nachfrage wird notwendig und muss für die Anlagenbetreiber wirtschaftlich darstellbar sein. Dies macht eine Transformation der Strommärkte erforderlich. Zur Heranführung der dezentralen erneuerbaren Erzeuger an die Marktmechanismen wurden im EEG 2012 mit Marktprämie, Flexibilitätsprämie und Grünstromprivileg bereits Anreize gesetzt. Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Anpassung der Märkte selbst, etwa hinsichtlich Regelleistung und weiterer Systemdienstleistungen zum Ausgleich unvorhersehbarer Ereignisse im Stromnetz. Dies beinhaltet eine Öffnung der Regelleistungsmärkte für regenerative Erzeuger.

energyPRO zur Analyse von Vermarktungsoptionen

Als zentrales Werkzeug für Simulation und Analyse des Anlagenbetriebs und der damit verbundenen Geschäftsmodelle wurde im Forschungsprojekt RegModHarz die Software energyPRO von EMD International AS weiterentwickelt. energyPRO ermöglicht technisch-ökonomische Simulationsberechnungen für vom Benutzer frei zu definierende Betriebsstrategien und Vermarktungsoptionen. Diese Berechnungen erfolgen zeitreihenbasiert und sind für Einzelanlagen, aber auch Anlagenverbünde eines virtuellen Kraftwerks durchführbar – über einen Zeithorizont von einzelnen Tagen bis hin zu mehreren Jahren. Dabei können Energieanlagen unterschiedlicher Art (Wind, PV, Wasser, Biogas/-masse, Geothermie, BHKW, Kälteanlagen, thermische Speicher, Stromspeicher) berücksichtigt und mit benutzerdefinierten Betriebsstrategien versehen werden. Die Software wurde derart konzipiert, dass sie als intelligente Lösung für kundenorientierte Fragestellungen ein hohes Maß an Anwenderfreundlichkeit bietet. Berechnungsgrundlage bilden – je nach Analysegegenstand – Zeitreihen zum Strom- und Wärmebedarf sowie meteorologische Randbedingungen wie Einstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur. Als ökonomische Parameter können sowohl Preiszeitreihen

(z. B. Spot- oder Minutenreservemarkt), Tarifpreise als auch Festpreise für Energiemengen, Leistungsvorhaltung, Betriebsstunden, Startvorgänge oder CO₂-Ausstoß berücksichtigt werden. Zur RegModHarz-Projektarbeit gehören Berechnungen zu speziell konzipierten Geschäftsmodellen. Darüber hinaus können Anlagenbetreiber ebenso wie Stromhändler und -vertriebe energyPRO nutzen, um Geschäftsmodelle und Vermarktungsoptionen unter bestehenden oder zu erwartenden Rahmenbedingungen zu untersuchen und um deren Rentabilität und Risiko zu beurteilen. Aktuelle Beispiele sind:

- Marktprämie (§ 33b,1 / § 33g EEG 2012) zur Direktvermarktung von EE-Strom
- Grünstromprivileg § 33b,2 / § 39 EEG 2012 zur begünstigten Endkundenbelieferung mit mind. 50 % EEG-Strom und mind. 20 % Wind- und PV-Strom
- Sonstige Direktvermarktung § 33b,3 (z. B. Vermarktung von Altanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung an der Strombörse)
- Eigenstromverbrauch und Überschussvermarktung (z. B. Versorgung eines Gewerbebetriebs durch PV-Anlage, Windpark oder Anlagenverbände)
- Kombinierte Vermarktung von Anlagenpools (z. B. Spotmarkt, Minutenreserve)
- Kraft-Wärme-(Kälte-)Kopplung (z. B. Optimierung der BHKW-Stromvermarktung oder des Einsatzes von Absorptions- und elektr. Kälteanlagen in Verbindung mit KWK-Anlagen)

Kommunalen Akteuren ermöglicht die Software einen Blick auf Stromerzeugung und -verbrauch in der Region sowie deren zeitgleiche Anpassung aneinander mittels flexibler Anlagen. Stromlieferanten können ihr Portfolio dynamisch durchrechnen.

Beispiel: Direktvermarktung des Windstroms aus dem Landkreis Harz

Eine neue Vermarktungsoption bietet die Marktprämie. Sie wurde im EEG 2012 zur Marktintegration EE eingeführt. Anlagenbetreiber können ihren Strom wahlweise monatlich an Stromhändler verkaufen. Die Marktprämie besteht aus zwei Komponenten: 1) Ausgleich der Differenz zwischen Referenzmarktwert des Windstroms und fester Einspeisevergütung; 2) Finanzierung zusätzlicher Kosten für die Vermarktung (Managementprämie). Die mit energyPRO durchgeführte Beispielberechnung (linke Spalte) zeigt für den 150-MW-Pool aller Windenergieanlagen der Modellregion, wie sich die Direktvermarktung mit Marktprämie aus Sicht des Stromhändlers betriebswirtschaftlich darstellt. Wesentlich sind die Vermarktungsrisiken: zum einen resultieren Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung in Ausgleichsenergiekosten, die nicht prognostizierbar sind; zum anderen kann der Marktwert des Anlagenpools vom Referenzmarktwert abweichen. Die Managementprämie sinkt von 2012 bis 2015 von 12 €/MWh auf 7 €/MWh. Dies macht Kosteneinsparungen bei der Vermarktung notwendig.

Statement von Dr. Buchholz, Energietechnische Gesellschaft im VDE:

„Die Simulation und Analyse von konkreten Szenarien für virtuelle Kraftwerke stellt eine wichtige Grundlage dar, um die diskutierten Marktmodelle bewerten und vergleichen zu können. Intelligente Softwaretools sind wichtige Werkzeuge, um eine sachliche Diskussion auf Basis konkreter fachgerechter Aussagen führen zu können. energyPRO eignet sich sehr gut, um Vermarktungsoptionen für Anlagenverbände oder Einzelanlagen anwenderfreundlich zu analysieren und zu simulieren.“

Kontakt: bernd.buchholz@vde-mitglied.de
www.ntb-technoservice.com



energyPRO von EMD ist ein anwenderfreundliches Werkzeug zur Analyse, Simulation und Bewertung von Geschäftsmodellen und Vermarktungsoptionen für einzelne Erzeugungsanlagen und Anlagenverbände in virtuellen Kraftwerken.

(Einheit €)	Zeitreihen 2008
Betriebliche Einnahmen	
Komponenten Marktprämie EEG 2012	
Managementprämie 12 €/MWh	: 3.727.489
Festvergütung abzgl. Marktwert	: 8.455.476
Komponenten Marktprämie Summe	12.182.966
Börsenvermarktung	
Day Ahead	: 19.679.477
Intraday Verkauf	: 3.281.873
Intraday Einkauf	: -3.990.135
Börsenvermarktung Summe	18.971.215
Summe Betriebliche Einnahmen	31.154.181
Betriebliche Aufwendungen	
Ausgleichsenergie	
Kosten	: 2.482.247
Einnahmen	: -1.711.342
Ausgleichsenergie Summe	770.905
Kosten Handel und Anbindung	
Beitrittsgebühr EPEX 25.000 €	: 12.500
Jahresgebühr EPEX	: 10.000
Handelsgebühren Day Ahead	: 13.105
Handelsgebühren Intraday	: 12.990
Risikoabsicherung/Kapitaldienst	: 1.397.809
Kosten Handel und Anbindung Summe	1.446.403
Büro und Prognose	
Kosten Prognoseeinkauf	: 289.100
Personal Büro	: 800.000
Büro und Prognose Summe	1.089.100
Zahlungen an Anlagenbetreiber	
Festvergütung Ø 8,63 ct/kWh	: 26.806.849
Anreiz zur Direktvermarktung	: 776.560
Zahlungen an Anlagenbetreiber Summe	27.583.408
Summe Betriebliche Aufwendungen	30.889.817
Betriebsergebnis	264.364

Berechnungsbeispiel „Marktprämie“ gemäß EEG 2012 für den 150 MW-Pool aller Windparks im Landkreis Harz. Betriebswirtschaftliches Ergebnis aus Sicht des Poolhändlers bei Einspeise- und Preiszeitreihen des Jahres 2008.

Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von energyPRO der Firma EMD

Redaktion:
 Peter Ritter, Dirk Filzek
p.ritter@cube-engineering.com
 Tel: +49-561 / 288 573 -58
www.cube-engineering.com

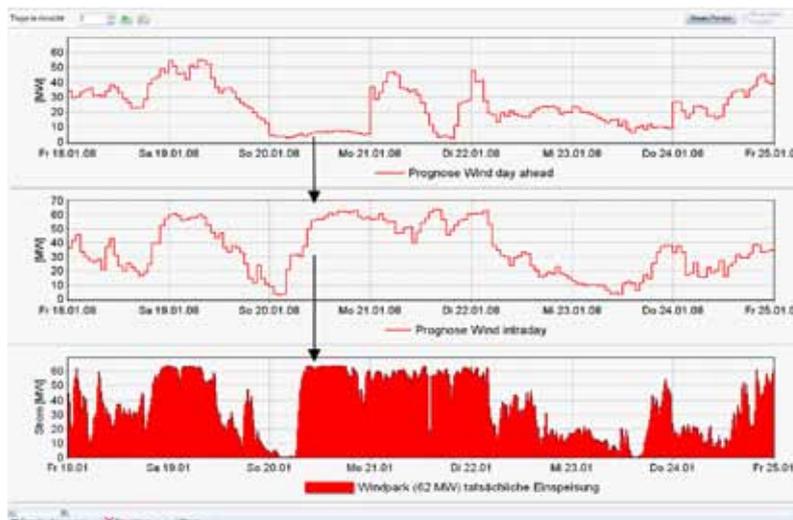
Strom aus Sonne und Wind an der Strombörse EPEX

Die Grafik zeigt die fluktuierende Windernte einer Woche im Landkreis Harz. Vortages-Windprognosen dienen der Vermarktung der entsprechenden Windstrommengen (oben).

Die Prognose muss am Folgetag deutlich korrigiert werden: etwa 50 MW Windstrom kommen früher und stetiger als erwartet (Mitte). Diese kann im Intradayhandel verkauft werden. Der Wind setzt schließlich noch plötzlich ein (unten).

Der Wind verringert die Strommenge, die aus steuerbaren Kraftwerken gedeckt werden muss. An der Strombörse werden die höchsten Angebote nicht mehr berücksichtigt: Der Preis sinkt. Bleibt der Wind aus, kommen teurere Erzeuger wieder zum Zug: Der Preis steigt.

Grafik: © CUBE Engineering GmbH mit der Software energyPRO und RegModHarz-Daten



Im Forschungsprojekt RegModHarz wird am Beispiel des Landkreises Harz modellhaft gezeigt, wie eine Stromversorgung mit EE umsetzbar ist. Dazu wurde auch untersucht, wie sich die Gesetzgebung nach dem novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Marktintegration von Strom aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik (PV) auswirkt. Das EEG 2012 soll die Öko-Stromerzeuger an den Markt heranführen. Der EE-Betreiber erhält eine Marktprämie als Ausgleich für den niedrigeren Erlös an der Strombörse EPEX gegenüber der EEG-Vergütung. Hinzu kommt eine Managementprämie für Aufwand und Risiko.

Das Vermarktungsrisiko bei WEA besteht darin, dass an der Börse die Windernte des jeweils kommenden Tages im Voraus verkauft wird („day-ahead“). Bei Prognosefehlern muss der Stromverkäufer die Kosten für Abweichungen (Ausgleichsenergie) tragen. Der Gewinn bei Direktvermarktung hängt davon ab, wieviel teure Ausgleichsenergie benötigt wird. Die Marktprämie soll die Akteure motivieren, möglichst genaue Prognosen einzusetzen. Idealerweise werden die WEA mit moderner Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ausgestattet, um die Prognosen kontinuierlich verbessern zu können.

Simulationsergebnisse

Für die Modellregion Harz wurde die Direktvermarktung der bestehenden WEA untersucht. Die Ergebnisse der detaillierten Simulationen sind folgende:

- Mit Hilfe der Marktprämie kann der WEA-Bestand im LK Harz als Bestandteil in einem größeren Pool wirtschaftlich vermarktet werden. Insgesamt ist der Marktwert des Windstroms aus dem Anlagenbestand im Harz allerdings etwas niedriger als im Bundesdurchschnitt.
- Die Managementprämie wird gemäß EEG 2012 in den kommenden Jahren reduziert. Für einen Harzer WEA-Pool wird die Direktvermarktung nur mit reduzierten Kosten oder größeren Mengen wirtschaftlich bleiben.
- Für „kleine“ Betreiber von wenigen WEA oder Windparks ist es ökonomisch sinnvoll, sich einem Händler anzuschließen. Bei PV-Strom hingegen ist die Börsenvermarktung nur für sehr große Anlagen attraktiv.
- Über die Strombörse wird sichtbar, dass die EE schon jetzt zu niedrigeren Strompreisen beitragen. Der Preis für Windstrom lag Anfang 2012 schon um 10–15 % unter dem Strompreis-Mittelwert. PV-Strom drückt den Preis am Mittag.
- Der wesentliche volkswirtschaftliche Nutzen der Direktvermarktung besteht im Anreiz, Prognosen mit möglichst hoher Genauigkeit zu erstellen.

len. Prognosen schaffen Planungs- und Vorlaufzeit für den Einsatz der ergänzenden Kraftwerke und fördern die IKT-Anbindung. Dies dient der Effizienz und Sicherheit des Netzes. Die Schwankungen der Stromernte aus Wind und Sonne ändern sich durch die Direktvermarktung jedoch nicht.

Direktvermarktung bewirkt bisher nur teilweise eine bessere IKT-Einbindung

Große Anlagenpools haben Kostenvorteile, weil sie durch räumliche Streuung den Prognosefehler ausgleichen können und sich die Handelskosten auf viele Windparks verteilen. Etablierte Handelshäuser können bestehende Handelsabteilungen nutzen. Stromhändler werben intensiv um EE-Erzeuger und bieten ihnen einen Teil der Managementprämie, um große Strommengen zu bündeln. Damit ist nach der aktuellen EEG-Regelung eine rasche Konzentration auf wenige große Händler absehbar. Der vom Händler risikofrei gezahlte Zusatzertrag motiviert die WEA-Betreiber: Mehr als die Hälfte der Windenergieanlagen in Deutschland sind bereits in Direktvermarktung. Als Anreiz, Informations- und Kommunikationstechnik in jede Anlage einzubauen, wirkt die aktuelle Ausgestaltung der Direktvermarktung bisher nur begrenzt.

Die Zukunft der Erneuerbaren Energien: der Markt

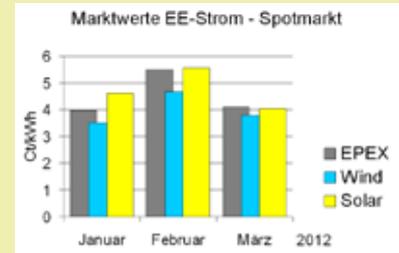
Untersuchungen im Rahmen von RegModHarz zeigen erwartungsgemäß, dass der zunehmende Ausbau an WEA und PV zu einem abnehmenden Marktwert für Wind- und PV-Strom an der Börse führt. Derzeit wird dies durch die Marktprämie ausgeglichen. Wenn nach 20-jährigem Anlagenbetrieb der EEG-Vergütungsanspruch ausläuft, kann Wind- und PV-Strom nur noch zu sehr niedrigen Preisen verkauft werden.

Die Mittagsstunde war traditionell die Zeit des höchsten Verbrauchs und der höchsten Preise, doch schon im laufenden Jahr 2012 dürfte Strom in der Stunde 12 im Jahresmittel preiswerter sein als der durchschnittliche Börsenpreis. Bei starkem Wind liegen die Preise regelmäßig niedrig, bei Flaute steigt der Börsenpreis. So zeigen die Preise weitgehend die reale Knappheit des Gutes Strom. Der billige, weil überschüssige Strom sollte in Zukunft genutzt werden, um Strom- und Wärmespeicher zu füllen.

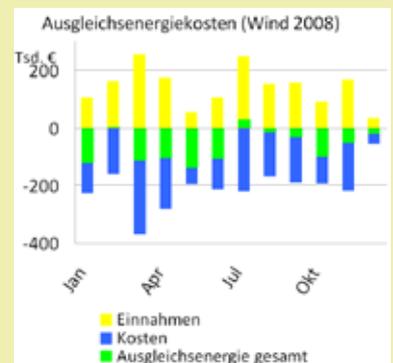
Statement von Lars Nicklaus,
CUBE Engineering GmbH in Kassel:

„Wir sind auf dem Weg der Energiewende. Wind und Sonne leisten einen wachsenden Teil des Energiebedarfs. Das Projekt RegModHarz zeigt, dass die fluktuierenden EE-Strommengen einen deutlichen Einfluss auf das Marktgeschehen haben. Leider fehlt dem Gesetz eine Vorgabe, dass alle Anlagen im Markt eine IKT-Schnittstelle bekommen – das wäre hilfreich.“

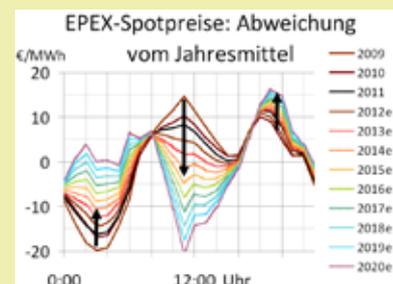
Kontakt:
l.nicklaus@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



Aktueller Markterlös für PV- und Windstrom an der Strombörse EPEX bei Direktvermarktung – im Vergleich zum monatsmittleren Preis der EPEX. Die Marktprämie deckt die Differenz zur EEG-Festvergütung.



Ungenauere Prognosen kosten Ausgleichsenergie und mindern den Stromerlös.

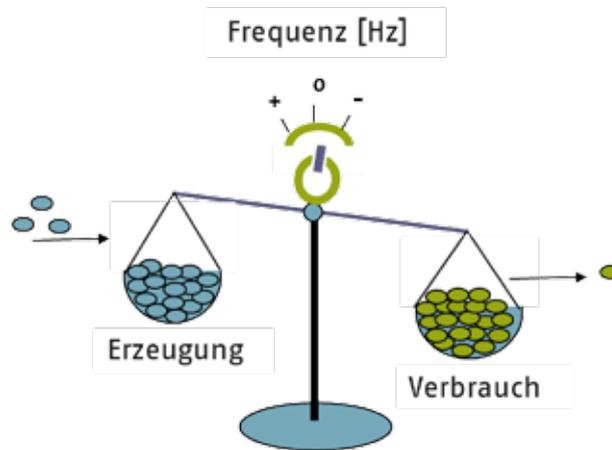


Strompreistrend im Tagesgang: Sonne deckt die Mittagsspitze. Nachtstrom wird teurer. Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten

Redaktion:
Dirk Filzek, Lars Nicklaus,
Uwe Welteke-Fabricius
d.filzek@, l.nicklaus@,
u.welteke-fabricius@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



Der größte Anteil erneuerbaren Stroms im Landkreis Harz wird durch Windkraftanlagen bereitgestellt. Damit auch diese in Zukunft einen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes leisten können, ist die Möglichkeit der Teilnahme am Regelleistungsmarkt notwendig.
Foto: © Windpark Druiberg GmbH & Co. KG



Regelleistung als Garant einer stabilen Stromversorgung

Das deutsche Stromnetz im europäischen Verbund (UCTE) arbeitet im Idealfall mit einer Frequenz von 50 Hertz. Durch das Ungleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung können jedoch Schwankungen bei der Frequenz entstehen. Da es bei größeren Schwankungen beispielsweise der Netzfrequenz zu Ausfällen bei der Stromversorgung und zu Schäden an Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen kommen würde, organisieren die Übertragungsnetzbetreiber zur Netzregelung die sogenannte Leistungsvorhaltung. Dabei kann positive oder negative Regelleistung abgerufen werden. Ist der Verbrauch größer als die Erzeugung ($f < 50 \text{ Hz}$), so werden zusätzliche Erzeugungsanlagen ans Netz genommen oder einzelne Verbraucher (z. B. Gewerbe- oder Industriekunden) abgeschaltet, was der Bereitstellung von positiver Regelleistung entspricht. Ist der Verbrauch geringer als die Erzeugung ($f > 50 \text{ Hz}$), dann werden zur Regelung Kraftwerke gedrosselt oder Verbraucher zugeschaltet. Tritt diese Situation im Stromnetz ein, so spricht man von der Bereitstellung negativer Regelleistung.

Generell werden drei Arten der Regelleistung unterschieden:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Tertiärregelleistung bzw. Minutenreserveleistung (MRL)

Diese drei Arten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Aktivierungsdauer mit 30 Sekunden für PRL, 5 Minuten für SRL und 15 Minuten für die MRL. Den Großteil der abgerufenen Regelleistung stellen heute konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereit, in geringem Umfang auch die ebenfalls regelbaren Biogasanlagen.

Neue Herausforderungen durch Zubau von Erneuerbaren Energien

Für eine Energiewende in Richtung 100% EE ist es wichtig, dass die bestehenden Märkte entsprechend transformiert werden und sich die EE an der Bereitstellung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen beteiligen können. Die hierfür notwendigen Techniken und Methoden werden zurzeit in Unternehmen und Forschungsprojekten entwickelt.

Ein Vorteil der Bereitstellung von Regelleistung durch EE ist, dass die heute noch notwendige Mindestleistung aus konventionellen Kraftwerken reduziert werden kann. Damit jedoch konventionelle Kraftwerke heute Regelleistung bereitstellen können, müssen sie sich bereits mit einer gewissen Mindestleistung am Netz befinden, um bei Bedarf ihre Leistung verändern zu können. Diese im Netz befindliche Mindestleistung der konventionellen Kraftwerke, kann dann jedoch noch nicht von

EE erzeugt werden, was zu Abregelung dieser führt. Die Bereitstellung von Regelenergie durch EE könnte diese Abregelung jedoch vermeiden bzw. stark einschränken.

Ein Beispiel für ein solches Szenario ist das Pfingstwochenende 2012. An diesen drei Tagen wurde deutschlandweit jeweils in der Mittagsspitze eine Gesamtleistung durch PV-Anlagen in Höhe von bis zu 22.000 Megawatt (MW) erzeugt. Dies entspricht ungefähr einer Leistung von 20 Atomkraftwerken. Aufgrund der Feiertage fehlten jedoch einige der großen Verbraucher aus der Industrie. Es ließ sich für die notwendige Netzstabilität dabei nicht vermeiden, dass unter anderem erneuerbare Energieanlagen in großem Umfang abgeschaltet werden mussten. Sofern Abschaltungen oder Leistungsreduzierungen großer Windparks oder PV-Anlagen in Zukunft zeitweise noch vorgenommen werden, muss dies im Rahmen des dafür vorgesehenen Regelleistungsmarktes erfolgen. Bisher ist der Zugang jedoch wegen eines fehlenden Zulassungsverfahrens („Präqualifikationsverfahren“) für fluktuierende Erzeugungsanlagen noch nicht möglich. Vertreter der Politik, Übertragungsnetzbetreiber und weitere interessierte Akteure sind aufgefordert, hierbei ein für alle Beteiligten gangbares Verfahren zu entwickeln. Dann könnten Anlagenbetreiber und auch Vermarkter schon heute beginnen, Erfahrungen im Bereich der Regelleistung zu sammeln.

in.power GmbH erarbeitet in Zusammenarbeit mit Cube Engineering GmbH und Fraunhofer IWES Empfehlungen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen, die es ermöglichen sollen, dass fluktuierende Erzeugungsanlagen am Markt der Minutenreserve teilnehmen können.

Statement von B.Sc. Christoph Morschett,
Energiewirt bei in.power GmbH:

„Im Zuge der Energiewende hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, im Jahr 2050 mindestens 80 % des Stromes aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen. Dieses ambitionierte Vorhaben stellt die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Heute sind bereits ca. 30.000 MW Windkraft- und ca. 28.000 MW Photovoltaikleistung installiert. Um in sonnen- oder windstarken Zeiten die Netzstabilität nicht zu gefährden, ist es unbedingt notwendig, diesen fluktuierenden Erzeugungsanlagen die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelleistung zu geben. Dafür ist es erforderlich, das Präqualifikationsverfahren für fluktuierende Erzeuger anzupassen. Insbesondere würde sich der Minutenreservemarkt für Regelleistung aus Windkraft- oder Solaranlagen eignen, da es an diesem Markt größtenteils tägliche Auktionen gibt.

Sowohl die Politik als auch die Übertragungsnetzbetreiber sollten im Hinblick auf eine gesicherte Stromversorgung schon heute damit beginnen, den fluktuierenden Erzeugern den Zugang zum Regelleistungsmarkt zu ermöglichen.“

Kontakt:
christoph.morschett@inpower.de
in.power GmbH
www.inpower.de



Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz, TenneT, Amprion und Transnet BW) verwalten den Einsatz von Regelkraftwerken. Damit auch erneuerbare, fluktuierende Energieanlagen ihren Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten können, müssen Änderungen bei den Zugangsvoraussetzungen zum Regelleistungsmarkt vorgenommen werden.
Foto: © Wikipedia

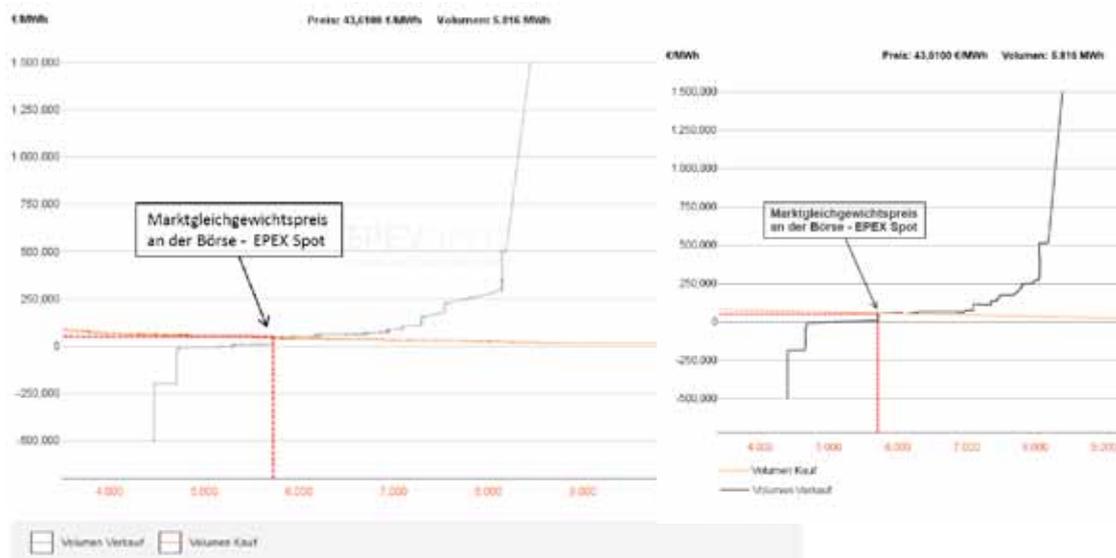
info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Christoph Morschett
Katrin Oldenbourg
Niklas Hohmann



Die Biogasanlage Zilly der Agrargenossenschaft Dardesheim befindet sich seit dem 1. Mai 2012 in der Direktvermarktung. Der Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom an einen Händler, der mit Hilfe des Marktprämienmodells gesicherte Erlöse für den Betreiber erwirtschaftet.

Foto: © Windpark Druiberg GmbH & Co. KG
Grafik: EPEX Spot



Direktvermarktung von erneuerbar erzeugtem Strom an der Börse

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sichert Betreibern von Windkraft-, Photovoltaik- und Biogasanlagen eine Einspeisevergütung für den erzeugten Strom über einen Zeitraum von 20 Jahren zu. Dabei nimmt der ortsansässige Netzbetreiber den Strom vom Anlagenbetreiber ab, wofür letzterer eine monatliche Vergütungszahlung vom Netzbetreiber erhält. Seit dem 1. Januar 2009 ist im EEG die sogenannte „Direktvermarktung“ von EE geregelt. Dabei nimmt in der Regel ein Dritter (ein Händler) den erzeugten Strom vom Erzeuger ab und verkauft diesen beispielsweise an der Strombörse. An der European Power Exchange (EPEX), die ihren Sitz in Paris hat, wird der Strom am sogenannten „Spot-Markt“ für den aktuellen Tag („intraday“) oder den nächsten Tag („day ahead“) gehandelt. Die Strombörse bringt dabei für jede Handelsstunde die Nachfrage von Stromverbrauchern und das Angebot von Stromerzeugern auf der Großhandelsebene zusammen. Dabei bildet sich – wie im obigen Bild dargestellt – ein Ausgleichspreis, der sogenannte „Market Clearing Price (MCP)“. Dieser Preis wird einheitlich dann für jeden Kauf oder Verkauf von Strom an der Börse zwischen den Handelsteilnehmern gezahlt.

In diesen Markt gilt es die EE zu integrieren. Seit dem 1. Januar 2012 hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des EEG eine spezielle Form der Direktvermarktung, die sogenannte „Marktprämie“, eingeführt. Dabei gleicht der ortsansässige Netzbetreiber die Differenz zwischen den anlagentypischen Börsenerlösen und der EEG-Vergütung mit Hilfe der Marktprämie aus.

Ablauf des Börsenhandels und Anforderungen an den Händler

Damit der Händler den Strom an der Börse verkaufen kann, ist es notwendig, einen Zugang zur Börse einzurichten und bei Banken monetäre Sicherheiten für die Handelstransaktionen zu hinterlegen. Der Händler stellt in der Regel sein Handelsgebot für den nächsten Tag (day ahead) bis spätestens 12:00 Uhr bei der Börse ein und gibt damit an, wie viel Strom eine oder mehrere Erzeugungsanlagen am Folgetag produzieren werden. Dies ist bei Windkraft- oder Photovoltaikanlagen nicht ganz einfach, da diese dem Wetter entsprechend produzieren und hierfür möglichst zuverlässige Prognosen erstellt werden müssen. Biogasanlagen produzieren jedoch wetterunabhängig und damit meist sehr planbar Strom. Dies vereinfacht dem Händler die Aussage über die Stromerzeugung für den nächsten Tag.

Doch der Händler muss nicht nur der Börse mitteilen, wie viel Strom am nächsten Tag in den von ihm bewirtschafteten Erzeugungsanlagen produziert wird, er muss auch den sogenannten Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bis 14:00 Uhr einen Fahrplan für den Folgetag übermitteln. Das ist erforderlich, damit die ÜNB Kenntnis darüber haben, wie viel Strom in das Netz eingespeist bzw. verbraucht wird. Diese Information ermöglicht dem ÜNB erst die ihm hoheitlich zugeschriebene Aufgabe zu erfüllen, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme ständig aufrecht zu erhalten und somit die Netzstabilität und letztlich die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Börsenhandel mit Strom der Biogasanlage Zilly

Der erzeugte Strom aus der Biogasanlage Zilly in Osterwieck, Ortsteil Zilly, wird seit dem 1. Mai 2012 über den Börsenmechanismus gehandelt. Damit wird die Erzeugungsanlage mit 526 Kilowatt installierter Leistung aus dem Anlagenpark des Forschungsprojekts „RegModHarz“ aktiv direktvermarktet. Insgesamt werden in Deutschland im August 2012 ca. 1400 Biomasseanlagen über die EEG-Marktpremie vermarktet.

Der Anlagenbetreiber erzielt mit der Direktvermarktung höhere Erlöse im Vergleich zur bisherigen EEG-Festvergütung. Gleichzeitig leistet er aktiv einen Beitrag zur Markt- und Systemintegration der EE in Deutschland. Für den Händler bedeutet die – für EE neue – Direktvermarktung vor allem den Aufbau von zusätzlichem Know how im Bereich des Börsenhandels. Mit Hilfe der entwickelten Infrastruktur sind die Prognosen für die schwankende Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen verbessert worden (siehe auch Infoblatt „Optimaler Einsatz von erneuerbaren Energieanlagen“), wodurch die damit verbundenen Kosten für den Bedarf von Regelenergie oder Ausgleichsenergie langfristig gesenkt werden können. Zudem regt die Direktvermarktung sehr stark die Kommunikation zwischen den einzelnen Marktakteuren an, so dass Anlagenbetreiber, Händler, Börsenteilnehmer sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber in regem Austausch zueinander stehen und gemeinsam die Markt- und Systemintegration umsetzen können.

Der Landkreis Harz erlangt damit im Rahmen des Forschungsprojekts umfassende Kenntnisse im Bereich der Markt- und Systemintegration von EE und bereitet sich damit bereits heute als Pionier-Region auf die zukünftigen Energiestrukturen vor.

Statement von B.Sc. Christoph Morschett,
Energiewirt bei in.power GmbH:

„Die Biogasanlage Zilly eignet sich gut für den Börsenhandel. Als Erzeugungsanlage mit relativ gleichmäßiger Stromproduktion über das ganze Jahr hinweg gibt es praktisch keine Risiken für den Anlagenbetreiber. Der Händler kann die erzeugten Strommengen verlässlich planen und sicher an der Börse vermarkten. Die Direktvermarktung ist aus heutiger Sicht der einzige Weg, um die Erneuerbaren Energien in den Strommarkt der Zukunft zu integrieren. Dabei treten neue Akteure wie z. B. Händler in den Markt, um aktiv die Energiewende in Deutschland voranzubringen.“

Kontakt:
christoph.morschett@inpower.de
in.power GmbH
www.inpower.de



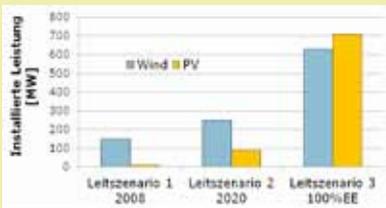
Die Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz) ist eines von sechs Modellprojekten, das im Rahmen der Initiative „E-Energy“ gefördert wird. Die Stadt Dardesheim mit ihren rund 1.000 Einwohnern produziert mit den dort installierten Erzeugungsanlagen bereits heute um ein Vielfaches mehr Strom aus erneuerbaren Energieträgern, als sie selbst beansprucht. Foto: © Windpark Druiberg GmbH & Co. KG

info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Christoph Morschett
Katrin Oldenbourg

100%-Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien

Im 100%-Szenario beteiligt sich die Modellregion an der 100%-EE-Versorgung der Bundesrepublik.



Strompreistrend im Tagesgang: Sonne deckt die Mittagsspitze. Nachtstrom wird teurer.
Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten



Exemplarisch anhand der Modellregion Harz wurde ein Szenario für eine 100%ige Stromversorgung aus EE entwickelt. Dabei liefern Wind- und Fotovoltaik-(PV-) Anlagen, die keinen Brennstoff benötigen, den größten Anteil. Eine 100% EE-Stromversorgung lässt sich mit unterschiedlichen Gesamtleistungen der EE-Anlagen vorstellen, ebenso mit unterschiedlichen Verhältnissen von Wind und PV zueinander. Je nachdem, welche Konstellation gewählt wird, besteht ein unterschiedlich hoher Bedarf an Speicher- und Stromnetzkapazitäten. Insofern stellt das im Detail untersuchte Szenario eine unter vielen denkbaren Möglichkeiten dar und wurde als solches bewusst keiner Jahreszahl in der Zukunft zugeordnet. Ergebnis der Untersuchungen sind Erkenntnisse für die Wege, die zu beschreiten sind, um das Ziel einer tragfähigen 100% EE-Stromversorgung zu erreichen.

Kennzeichen des entwickelten 100%-Szenarios

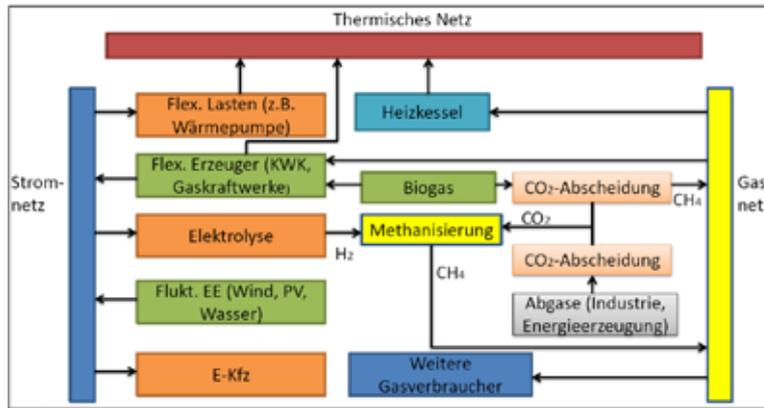
Die Modellregion ist im 100% EE-Szenario als Teil der Bundesrepublik zu verstehen, die sich wiederum selbst zu 100% EE versorgt. Ein autarker jederzeitiger Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung innerhalb einzelner Regionen ist nicht sinnvoll, da es sonst nicht möglich wäre, im gesamten Land bedarfsgerecht auf die EE-Potentiale zurückzugreifen. Ländliche Regionen mit großen Potentialen müssen Ballungsräume anteilig mitversorgen. Im Szenario entspricht die Stromerzeugung der Modellregion deshalb etwa dem doppelten Eigenbedarf. Weiterhin wird das Stromnetz zum räumlichen Ausgleich benötigt: herrscht in einer Region Windflaute, kann eine andere Region mit zeitgleichem Überschuss an Wind- und PV-Strom diese anteilig mitversorgen. Dies reduziert den Bedarf an teurer Stromspeicherkapazität signifikant. Im Simulationsmodell zeigte sich eine Reduktion der benötigten Speicherkapazität um 60%, wenn die Modellregion als Teil eines BRD-weiten Verbundes ihre Strombilanz nicht stündlich selbst ausgleichen muss.

Umgang mit Leistungsschwankungen in der Erzeugung

Für das 100% EE-Szenario wird deutlich mehr installierte Wind- und PV-Anlagenleistung benötigt, als derzeit vorhanden (siehe auch Infoblatt „Leitszenarien für Simulationsrechnungen“). Die Erzeugungsspitzen aus Wind- und PV-Anlagen überschreiten die Strombedarfsspitze zeitweise um ein Vielfaches: in 21% der Jahresstunden um das zweifache und in 4% der Jahresstunden um das dreifache. Da die Kapazitäten der Stromnetze derzeit auf die Strombedarfsspitzen ausgelegt sind, kann das Netz die mögliche Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen in langen Zeitabschnitten nicht aufnehmen. Nun kann es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sein, das Netz so weit auszubauen, dass sämtliche Erzeugungsspitzen eingespeist werden können. Um den potenziell verfügbaren Wind- und PV-Strom trotzdem nutzen zu können und die Anlagen nicht zu häufig abzuregeln, sind flexible Stromverbraucher und -speicher an den richtigen Stellen im Netz notwendig.

Speichereinsatz, Vernetzung der Infrastrukturen und Energiemanagement

Zu den Leitgedanken einer 100%EE-Stromversorgung gehört die Vernetzung des Stromnetzes mit den Gas- und Wärmenetzen:



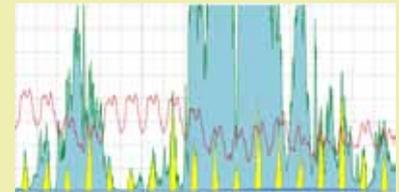
Dies wird erforderlich, weil EE-Strom auch für Wärmeerzeugung und Verkehr als Primärenergie an Bedeutung gewinnt. Schlüsselemente im vernetzten System sind Energiespeicher und ein intelligentes Energiemanagement. Im Simulationsmodell wird als Stromspeicher Erneuerbares Methangas eingesetzt, das bei Wind- bzw. PV-Stromüberschuss mittels Elektrolyse und Sabatier-Prozess gewonnen und ins Erdgasnetz eingespeist wird. Die Wiederverstromung des Gases erfolgt in Stromerzeugern nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen) und in Gaskraftwerken.

Methangas dient so als Kurz- und Langzeitspeicher für Strom. Denkbar ist auch eine Nutzung als Treibstoff im Verkehr. Die Stromspeicherung ist jedoch mit hohen energetischen Verlusten verbunden, so dass der Speicherstrom teurer als direkt (erneuerbar) erzeugter Strom ist. Durch ein Management flexibler Stromverbraucher und -erzeuger kann der Energiebezug aus teuren Stromspeichern reduziert werden. Dies gilt v. a. für den kurzfristigen Speicherbedarf. Bei längeren Windflauten wird ein Strombezug aus Stromspeichern unumgänglich.

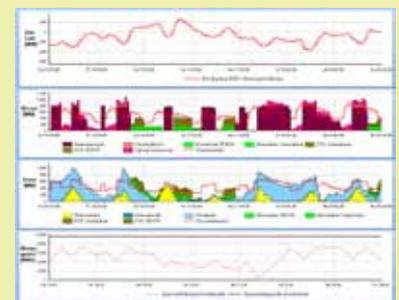
Statement von Guluma Megersa,
CUBE Engineering GmbH in Kassel:

„KWK-Anlagen und Wärmepumpen müssen den Wärmebedarf bedarfsgerecht decken, was der Flexibilität in der Stromerzeugung Grenzen setzt. Stattet man die Anlagen mit größeren Wärmespeichern aus, werden Stromerzeugung bzw. -verbrauch flexibel. Nun kann eine Betriebsweise gewählt werden, die die schwankende Wind- und PV-Einspeisung sinnvoll ergänzt. In der Simulation galt es festzustellen, wie deutlich sich der Speichereinsatz hierdurch reduziert. Vereinfacht wurde angenommen, dass die Modellregion sich zu jeder Stunde mit der benötigten Leistung selbst versorgt. Mittels Management der flexibilisierten Stromverbraucher und -erzeuger erhöhte sich die Anzahl an Jahresstunden, in denen weder Stromimporte noch Bezug von Speicherstrom nötig sind, um über 20% gegenüber der unflexiblen Betriebsweise. Thermische Speicher sind kostengünstiger als Stromspeicher. Deren Ausbau sollte forciert werden, um die erforderliche Flexibilität im Stromversorgungssystem herzustellen.“

Kontakt:
g.megersa@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



Die Einspeisung überschreitet den Stromverbrauch der Modellregion in vielen Stunden um ein Mehrfaches. Zu Flautezeiten wird Speicherstrom benötigt. Die Grafik zeigt 18 Tage im Dezember. Rote Linie = Stromverbrauch, blaue Fläche = Windenergie, gelbe Fläche = Sonnenenergie.



Die Grafik zeigt die zeitreihenbasierte Simulation. Zeilen von oben: Strompreis, Wärmeerzeugung, Stromerzeugung, Wärmespeicher. Die flexiblen Anlagen agieren am überregionalen Strommarkt. Der Strompreis bildet sich auf Grundlage von Angebot und Nachfrage, wobei PV- und Windstrom das Angebot erhöhen und den Preis senken.

Grafiken: © CUBE-Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten

info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

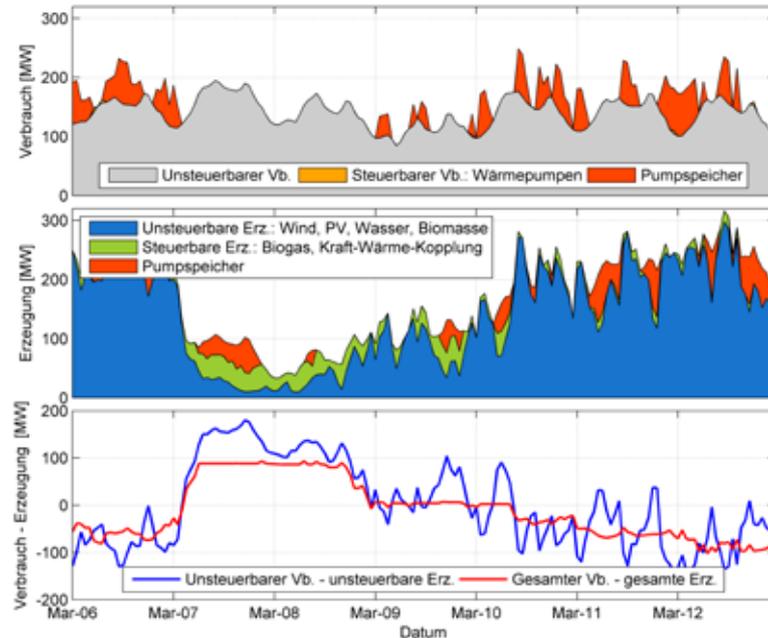
Redaktion:
Dirk Filzek, Guluma Megersa
d.filzek@cube-engineering.com
g.megersa@cube-engineering.com
Tel: +49-561-288 573 -55

Regional erzeugte Energie in der Region verbrauchen

Die am Fraunhofer-Institut entwickelte Software mit dem Namen RedSim ermöglicht den optimalen Einsatz einzelner Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinheiten.

So werden dem regulären Verbrauch zu Zeiten einer hohen regenerativen Erzeugung flexible Verbraucher zugeschaltet sowie Energie gespeichert. Bei einer geringen Stromerzeugung lassen sich hingegen flexible Einheiten wie Biogasanlagen betreiben und Speicher entleeren (obere und mittlere Grafik).

Durch diese Flexibilisierung passen sich Verbrauch und Erzeugung möglichst gut an, sodass sich bei einer regionalen Optimierung der Energieaustausch zwischen den Regionen reduzieren ließe (untere Grafik).



Zuverlässige Stromversorgung:

Ein ständiger Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch

Um eine zuverlässige Versorgung der Stromkunden mit elektrischer Energie zu garantieren, muss in jeder Sekunde des Jahres ebenso viel Energie erzeugt wie auch verbraucht werden. Die Leistung der Erzeuger, also die erzeugte Energie pro Zeit, muss stets der Verbraucherleistung entsprechen. Starke Abweichungen in den Leistungen sind zu vermeiden, um eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Konventionelle Technologien zur Stromerzeugung, wie beispielsweise die Verbrennung von Gas oder Kohle zum Antrieb von Turbinen, lassen sich innerhalb von anlagenspezifischen Grenzen in ihrer Leistung variieren und die Erzeugung so an den Verbrauch anpassen. Regenerative Erzeuger sind vielfach weniger flexibel einsetzbar. Wasserkraftanlagen sind auf gut gefüllte Flüsse angewiesen und die Energieerzeugung durch Solar- und Windenergieanlagen ist von den meteorologischen Gegebenheiten abhängig. Um die Stromversorgung auch bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger rund um die Uhr sicherzustellen, sind die genannten Technologien sinnvoll mit regelbaren Anlagen zu kombinieren. Dazu gehören Biogasanlagen und, die regenerativ hergestelltes Methangas zur regelbaren Erzeugung von Strom verbrennen. Des Weiteren können Stromspeicher eingesetzt werden, die zu Überschusszeiten ein- und zu Bedarfszeiten ausspeichern oder flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, die durch die Einführung von variablen Tarifen während Einspeisespitzen gezielt zugeschaltet werden.

Um den Profit dieser Anlagen zu maximieren, sollten sie genau dann betrieben werden, wenn an den Märkten für den Strom ein möglichst hoher Preis erzielt wird.

Ein Gedankenexperiment: Den Eigenverbrauch der Region erhöhen

Die Regenerative Modellregion Harz wird zukünftig in der Lage sein, weit mehr Energie regenerativ zu erzeugen als in ihr selbst verbraucht wird. Um den überschüssigen Strom abzutransportieren, ist ein Netzausbau unumgänglich. Alternativ zu einem marktorientierten Anlageneinsatz ist ein Betrieb der regelbaren Einheiten vorstellbar, der den Verbrauch an der Erzeugung in der Region möglichst gut angleicht. Dadurch ließe sich der Bedarf an neuen Netzen und Umspannwerken möglicherweise reduzieren, was in einem Experiment untersucht wurde.

Im Zuge des Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ wurde von Wissenschaftlern des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik ein Energiemanagementsystem entwickelt. Durch die Software RedSim (Renewable Energy Dispatch Simulation) lässt sich für vorgegebene Zeitreihen der unflexiblen Anlagen ein für die Region optimaler Einsatz der steuerbaren Erzeuger, Verbraucher und Speicher bestimmen und auf diese Weise ein höherer Anteil der erzeugten Energie innerhalb der Region nutzen. Mit Hilfe der Leitwarte (siehe auch Infoblatt „Anlagenanbindung und Vermarktung anschaulich gemacht“) kann anschließend jede einzelne reale Anlage gemäß dieser optimierten Fahrpläne betrieben werden.

Die Software RedSim zeigt einen möglichen Anstieg der Eigennutzung und daraus folgend eine deutliche Verminderung der erforderlichen Stromimporte und -exporte auf. Im Ausbauszenario für das Jahr 2020 ließe sich bereits mit den heutzutage verfügbaren Technologien die Eigennutzung der Region um über 12 % steigern und die maximalen Im- und Exporte von elektrischer Energie um über 20 % reduzieren, wodurch weniger Umspannwerke errichtet werden müssten.



Biogasanlagen sind in ihrer Erzeugerleistung gut regelbar und bilden somit einen wichtigen Bestandteil in einem Versorgungssicheren Energiemix der Zukunft.

Statement von Dipl.-Phys. Michael Schreiber,
Wissenschaftler am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Die Herstellung eines ständigen Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie innerhalb der Modellregion Harz wäre nur mit dem Einsatz unverhältnismäßig hoher finanzieller Mittel möglich. Die autarke Versorgung ist aber gar nicht notwendig, da das europäische Übertragungsnetz einen großräumigen Austausch von Energie ermöglicht. Dieses Netz kann den Ansprüchen einer weitestgehend erneuerbaren Energieversorgung jedoch noch nicht gerecht werden, sodass ein verstärkter regionaler Verbrauch dem Gesamtsystem dienlich wirken kann.

Die am Beispiel der Vorreiterregion Harz entwickelte Software liefert nicht nur neue Erkenntnisse für die Energieversorgung in der Region, sondern ist auf andere Gebiete zu übertragen und für bundesweite Berechnungen einsetzbar.“

Kontakt:
michael.schreiber@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik IWES
www.iwes.fraunhofer.de



info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Bürgerbefragung beim Tag der offenen Tür in den Halberstadtwerken am 30.04.2011 zum Thema Erneuerbare Energien, Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung und zum RegModHarz-Projekt.
Foto: Eventbild24 / Fotograf R. Göttel



Die Forschungsgruppe Umweltpsychologie führt im Landkreis Harz ein neues Projekt durch, die sozialwissenschaftliche Begleitung der Regenerativen Modellregion Harz auf dem Weg zur „Energienachhaltigen Gemeinschaft“ – das SEC-Projekt (Energy Sustainable Community). Ziel dieses vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Projekts ist die Beteiligung der Bevölkerung am Ausbau EE mit einem geplanten Anteil von 50 % an der Stromversorgung im Jahr 2030. Nur wenn die Bevölkerung im Landkreis Harz den Ausbau unterstützt und eine effiziente Energienutzung durch angepasstes Nutzungsverhalten fördert, kann dieses Ziel erreicht werden.

Unsere zentralen Projektziele sind unter anderem:

- Die Einbindung der Bevölkerung in die Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung, d.h. der Ausbau und die Nutzung von EE in Zusammenarbeit mit der Bevölkerung vor Ort.
- Des Weiteren unterstützen wir bei der Gestaltung eines veränderten Energiebewusstseins wie z. B. Energiesparen und die Nutzung von EE und ebnen damit einen neuen Weg hin zu einer veränderten Energiekultur.
- Das gewonnene Wissen aus dem Projekt wird anschließend z. B. an verschiedene Bildungseinrichtungen, Medien, Veranstaltungen und Fachpublikum weitergegeben, um allen Interessierten unsere Erkenntnisse zur Verfügung zu stellen. Besonders wichtig ist uns dabei, dass die Übertragbarkeit der Ergebnisse in andere Regionen sichtbar wird, sowie auch die Weiterentwicklung von psychologischen Modellen, die sich mit theoretischen Erklärungen menschlichen Verhaltens in ihrer Umwelt beschäftigen.

Die Arbeitspakete des Projekts

Das erste Arbeitspaket beinhaltet einen Ansatz aus der Sozialwissenschaft sowie Elemente der Aktionsforschung. Mit unserer Arbeit in der Region Harz haben wir den Anspruch, in gemeinsamer und gleichberechtigter Arbeit mit engagierten und interessierten Bürgerinnen und Bürgern des LK Harz Strategien zur Sensibilisierung für Nachhaltigkeit zu entwickeln und umzusetzen. Neben regelmäßigen Besuchen in der Einheitsgemeinde Osterwieck informieren und befragen wir Bürgerinnen und Bürger aus der Region auf verschiedenen Veranstaltungen wie beispielsweise zum Tag der offenen Tür der Halberstadtwerke am 30.04.2011, zum Tag der EE im Alten E-Werk in Blankenburg am 10.05.2011 oder auch zum Tag der offenen Tür der Quedlinburger Stadtwerke am 02.07.2011. Zahlreiche Bürgerinnen und Bürger des Landkreises Harz gaben im Fragebogen ihre Meinung zu EE, dem RegModHarz Projekt und ihrem Wunsch

nach Beteiligung an. Bei der Fotoausstellung zu Erneuerbaren Energieanlagen im Landkreis Harz gab es angeregte Unterhaltungen zur Wahrnehmung dieser Anlagen in der Landschaft.

Im zweiten Arbeitspaket begleiten wir die Einführung einer Mensch-Maschine-Schnittstelle im Bereich Lastmanagement in einer Energienachhaltigen Gemeinschaft. Hierfür haben sich bereits freiwillige Bürgerinnen und Bürger aus dem Landkreis Harz gemeldet, die wir mit Fragebögen und Interviews ab Herbst 2011 in ihrem Testjahr befragen möchten. Dabei liegt unser Fokus besonders auf den persönlichen Erfahrungen mit der automatischen Steuerung des Stromverbrauchs und dem erforderlichen zwischengeschalteten Gerät (BEMI – Bidirektionales Energiemanagement Interface).

Im dritten Arbeitspaket, Umweltkommunikation, werden Maßnahmen der Umweltaufklärung, Umweltinformation und Umweltbildung entwickelt und evaluiert. Hierfür möchten wir ab Herbst 2011 im engen Austausch mit verschiedenen Bildungseinrichtungen der Region zusammenarbeiten. Gemeinsam wird intensiv nach Möglichkeiten gesucht, um umfassendes Wissen über EE, bewussten Umgang mit regionaler Wertschöpfung und kritischen Konsum von Produkten zu vermitteln, um zukünftig auch eine eigenständige Beschäftigung mit diesen Themenfeldern zu ermöglichen.

¹ (bewusster, ressourcenschonender Umgang mit den natürlichen Ressourcen in allen Lebensbereichen wie z. B. Strom, Nahrung, Rohstoffe, d. h. dass wir nur so viel verbrauchen wie sich auch tatsächlich wieder erholen, also neu bilden kann)

² (große „Verbraucher“ wie Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine etc. werden mittels Zeitschaltuhren nach Möglichkeit während der Zeit betrieben, wenn viel Strom verfügbar und im Idealfall auch billiger ist)

Statement von M.A. Rona Größler und Dipl. Psych. Julia Steinhorst Mitarbeiterinnen der Forschungsgruppe Umweltpsychologie und Projektbearbeiterinnen von SEC:

„Bei unserer Arbeit nehmen wir alle Beteiligten als aktive Mitgestaltende des Geschehens wahr und ernst. Wir schaffen Wissen und stoßen Veränderungen an.

Dabei halten wir uns an die Grundsätze der Forschungsgruppe: Menschen in Umwelten: Wir betrachten Menschen immer als bedeutsamen Teil ihrer Umwelten wie Familie, soziale Kontakte, Region, Land, Kultur und niemals losgelöst aus diesen spezifischen Lebenskontexten.

Wertorientierung: Wir forschen für eine ökologisch zukunftsfähige, sozial gerechte, human verträgliche und ökonomisch realisierbare Umweltgestaltung und wählen hierfür aus einer Vielzahl von sozialwissenschaftlichen Methoden die angemessenste(n) aus.

Anwendungsbezug: Unser Wissen entsteht sowohl in Zusammenarbeit mit ExpertInnen als auch engagierten und interessierten BürgerInnen vor Ort, aus denen sich Handlungsstrategien ableiten lassen und neues Wissen erschaffen wird.“

Wenn Sie Interesse an unserem Projekt haben bzw. mitmachen wollen, kontaktieren Sie uns gern!

Kontakt:
rona.grossler@fg-upsi.com (rechts)
julia.steinhorst@fg-upsi.com (links)
www.fg-umwelt.de



Wer oder was ist die Forschungsgruppe Umweltpsychologie (kurz FG-UPSY)?

Als Forschungsgruppe Umweltpsychologie beschäftigen wir uns mit dem Denken, Fühlen und Handeln von Menschen in Mensch-Umwelt-Einheiten. Unter Umwelt verstehen wir sowohl ökologische und soziale als auch kulturelle Systeme (inklusive technische und virtuelle Systeme).

Wir sind ein engagiertes und innovatives Team, unter der Leitung von Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries, als apl. Professorin für Umweltpsychologie, aus wissenschaftlichen sowie studentischen Mitarbeitenden, die anwendungs- und nachhaltigkeitsorientiert lehren und forschen.



FORSCHUNGSGRUPPE
Umweltpsychologie

Foto: Windpark Druiberg

Die Bürger sollen auch daran beteiligt werden, den Wind- und PV-Strom aus der Erzeugung vor Ort gemäß dem witterungsabhängigen Angebot zu nutzen. Entsprechende Geschäftsmodelle könnten dies ermöglichen.



Der Ausbau der EE mit dem Ziel einer 100 %EE-Versorgung kann nur mit Akzeptanz und Beteiligung der Bürgerschaft gelingen. Dies ist wichtig, da EE-Anlagen in der Fläche errichtet werden und die Bürger vor Ort betroffen sind. Entscheidend ist, Wünsche, Kritik und Ideen ernst zu nehmen. Geeignete Beteiligungskonzepte sind zu entwickeln und praktizieren. Die Erfahrung zeigt, dass die Akzeptanz für die Energiewende vor der eigenen Haustüre dort am größten ist, wo Bürgerenergieprojekte allgemein bekannt sind – dies gilt insbesondere für Windparks.

Bürgerbeteiligung

Erfolgversprechend ist eine zweifache Beteiligung der Bürger: zum einen im behördlichen Planungsverfahren, zum anderen bei der unternehmerischen Umsetzung der (Bürger-)Energieprojekte. Ziel muss es sein, die Bürger frühzeitig und so umfangreich wie möglich in alle Schritte von Energieprojekten mit einzubinden. Dazu zählt:

- transparent informieren
- Meinung einholen
- Mitentscheidung gewähren
- Handlungsspielraum fördern.

Gemeinsam mit Gemeinde und Bürgern sollte entschieden werden, welches die geeigneten Standorte sind, die mit der geringsten Beeinträchtigung für Menschen, Flora und Fauna einhergehen und optimale Wirtschaftlichkeit der Anlagen ermöglichen.

Bürgerenergieprojekte

Kennzeichnend für Bürgerenergieprojekte ist, dass lokale und ggf. regionale Bürger mehrheitlich, unternehmerisch und wirtschaftlich beteiligt sind und die Betreibergesellschaft ihren Sitz am Standort hat. Dabei gilt, dass ein möglichst großer Teil der ökonomischen und sozialen Wertschöpfung zuerst am Standort und dann in der Region verbleibt. So lassen sich Energieprojekte in einen übergreifenden Zusammenhang von Energiewende/Klimaschutz und kommunaler Lebensqualität stellen. Damit auch die umliegenden Gemeinden das Projekt unterstützen, ist es vielfach sinnvoll, die Wertschöpfung eines Energieparks gemeindeübergreifend zu gestalten. Dies sollte bereits bei der Flächenausweisung (z. B. Windvorrangflächen) berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann es für die Bürger interessant sein, den vom Bürgerunternehmen produzierten Strom direkt per Liefervertrag beziehen zu können. Untersuchungen hierzu zeigten jedoch, dass dies derzeit nur im Ausnahmefall wirtschaftlich umsetzbar ist.

Rechtsformenvergleich für unternehmerische Bürgerbeteiligung

Für die Realisierung eines Bürgerenergieprojekts bedarf es der Gründung einer Betreibergesellschaft, an der sich die Bürger als Mitunternehmer beteiligen können. Die Wahl der Rechtsform wirkt sich maßgeblich auf

die Rahmenbedingungen der Bürgerbeteiligung aus und betrifft Verwaltungsaufwand, Mitspracherechte, Haftungsübernahme, Flexibilität bei Ein- und Austritten sowie Besteuerung der Unternehmensgewinne. Am Beispiel eines Bürgerwindparks erfolgte ein Rechtsformenvergleich.

GmbH & Co. KG

Als gängigste Rechtsform für Bürgerwindparks hat sich seit den 90'er Jahren die GmbH & Co. KG etabliert. Bürger beteiligen sich durch den Erwerb von Kommanditanteilen. Üblich ist es, die finanziellen Mittel für die Errichtung von Windenergieanlagen in einen geschlossenen Fonds zusammenzutragen, der innerhalb eines festgelegten Zeitraums gezeichnet werden kann. Die GmbH ist als Komplementär der Kommanditgesellschaft berechtigt, deren Geschäftsführung und Vertretungsbefugnis zu übernehmen. Eine GmbH kann Komplementär für mehrere Windpark-KG sein. Die Mitverwaltungsrechte der Kommanditisten sind im Gesellschaftsvertrag zu vereinbaren. In der Regel wird das Stimmrecht in Abhängigkeit von der finanziellen Einlage vergeben.

Genossenschaft

In den letzten Jahren lässt sich ein Gründungsboom bei Energiegenossenschaften beobachten. Unter dem Dach einer Genossenschaft lassen sich beliebig viele Projekte bei einer flexiblen Einbindung vieler Bürger realisieren. Im Genossenschaftsgesetz ist verankert, dass nicht die Rendite im Vordergrund steht, sondern die Förderung der Mitglieder, auch im Kulturellen oder Sozialen. Das Prinzip „Ein Mensch – eine Stimme“, unabhängig von der Einlagenhöhe, bietet Schutz vor Dominanz Einzelner. Die Haftung lässt sich – wie bei der GmbH & Co. KG – auf die Höhe der Einlage beschränken. Da Unternehmensgewinne zweifach, nämlich auf Gesellschafts- und auf Mitgliederebene zu versteuern sind, bietet sich eine Windparkfinanzierung auf Basis projektbezogener Nachrangdarlehen an, die von den Mitgliedern an die Genossenschaft vergeben werden.

Weitere Modelle

Die Aktiengesellschaft lohnt sich wegen des hohen Gründungs- und Verwaltungsaufwands erst ab sehr hohen Investitionsvolumina. In der Praxis existieren derzeit keine Beispiele, die den o.g. Kriterien einer Bürgerbeteiligung gerecht werden. Die bei Bürgersolaranlagen anzutreffende GbR eignet sich kaum als Rechtsform für Bürgerwindparks, da der einzelne Gesellschafter mit seinem Privatvermögen für die GbR haftet. Von Unternehmensbeteiligungen zu unterscheiden sind grüne Geldanlagen, wie z. B. Sparbriefe, Genussscheine oder Inhaberschuldverschreibungen.

Statement von Ralf Voigt,
RegenerativKraftwerke Harz GmbH & Co. KG (RKWH):

„Die Möglichkeit der Bürgerbeteiligung bei Planung, Errichtung und Betrieb ist für die Akzeptanz regionaler erneuerbarer Energieanlagen unbedingt erforderlich. Mit Bürgerwindparks kann ein Abfluss von Wertschöpfung aus der Region verhindert werden. Für den Windpark Druiberg in Dardesheim haben wir die Unternehmensform der GmbH & Co. KG gewählt. Über den ‚Förderverein Stadt Dardesheim e.V.‘ wird die weitere Beteiligung aller Bürger vor Ort an der Wertschöpfung vertraglich gesichert.“

Kontakt:
rkwh@rkwh.de
www.energiepark-druiberg.de



Die Untersuchung und Bewertung ausgewählter Beteiligungsmodelle hat gezeigt, dass die Ausgestaltung einer Bürgerenergiegesellschaft maßgeblich durch das Engagement der Projektinitiatoren beeinflusst werden kann.

Bei Projekten mit hohen Investitionskosten wie bei Windparks ist die Projektentwicklung – anders als der spätere Anlagenbetrieb – mit hohen finanziellen Risiken verbunden, da das Projekt vor seiner Genehmigung noch scheitern kann.

Soll auch für diese Phase eine Bürgerbeteiligung umgesetzt werden, empfiehlt sich die Gründung einer eigenständigen Projektentwicklungsgesellschaft in Form einer GmbH & Co. KG. Diese kann von einer kleinen Gruppe an Bürgern getragen werden, der klar vermittelt wird, dass es sich um Risikokapital handelt und die dafür eine etwas höhere Rendite erhält.

Eine Alternative zur eigenen Projektentwicklungsgesellschaft besteht darin, den Windpark mit Partnern zu teilen und das mit den hohen Vorinvestitionen verbundene Risiko so zu minimieren. Dazu können Kooperationen eingegangen werden, z. B. mit der Gemeinde, dem örtlichen Energieversorger oder Projektentwicklern.

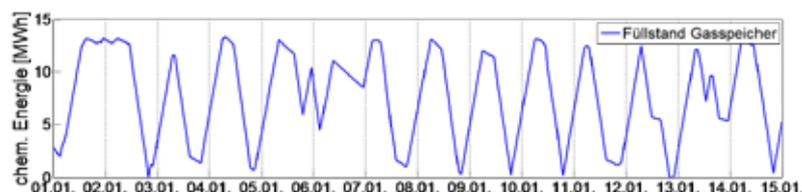
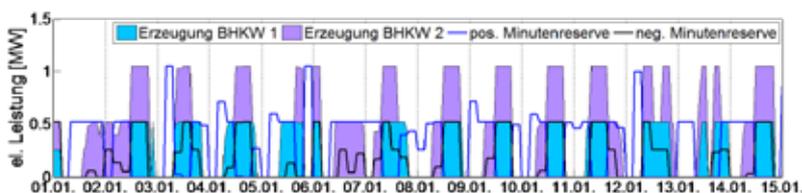
info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Dirk Filzek
d.filzek@cube-engineering.com
Tel: +49-561-288 573 -55
www.cube-engineering.com/



Die Biogasanlage Zilly der Agrargenossenschaft Dardesheim befindet sich seit dem 1. Mai 2012 in der Direktvermarktung. Der Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom an einen Händler, der mit Hilfe des Marktprämienmodells gesicherte Erlöse für den Betreiber erwirtschaftet.

Foto: © Windpark Druiberg GmbH & Co. KG



Flexibilitäten bei Biogasanlagen

Biogasanlagen stellen flexible Kapazitäten in der Stromversorgung dar und ergänzen sich damit gut mit der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Die Flexibilität wird seit dem 1. Januar 2012 im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Im Rahmen dieser Förderung werden höhere Kapazitäten der Blockheizkraftwerke (BHKW) installiert, als dass sie zur unmittelbaren, kontinuierlichen Verstromung des Biogases benötigt werden. Gasspeicher bilden hierbei einen Puffer zwischen der Biogaserzeugung im Fermenter und der Verstromung.

Darüber hinaus kann die Biogaserzeugung im Fermenter ebenfalls flexibel betrieben werden. Durch den planvollen Einsatz von verschiedenen Substraten wird die Biogasproduktion gezielt erhöht oder abgesenkt. Die Flexibilität der Biogasanlagen ermöglicht es, bei der Direktvermarktung des Stroms am Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt Preisunterschiede optimal auszunutzen oder die Stromerzeugung gezielt an die fluktuierende Wind- und Solarenergieproduktion anzupassen.

Einsatz am Strom- und Regelleistungsmarkt

Seit dem 1. Januar 2012 wird die Vermarktung des Stroms aus EE am Markt unterstützt. Zudem wird eine höhere Flexibilität der Biogasanlagen durch technische Maßnahmen wie Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Kapazitäten gefördert. Um die Chancen der Vermarktung nutzen zu können, werden Biogasanlagen nicht einzeln, sondern in einem Pool mit anderen Anlagen vermarktet.

Mit einer geeigneten Einsatzplanung kann das Potenzial jeder einzelnen Anlage ausgenutzt werden, um am Markt die besten Preise zu erzielen und den Erlös zu maximieren. Dabei wird die Energie aus Biogas nicht nur am Spotmarkt im täglichen Handel für Stromkontrakte eingesetzt, sondern zusätzlich am Regelleistungsmarkt. Mit der Vermarktung von Regelleistung tragen Biogasanlagen auch zur Systemsicherheit bei.

Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben am Regelleistungsmarkt Stromkontrakte aus, die erst auf Abruf zur Stabilisierung der Netzfrequenz erfüllt werden. Allein für die Bereitstellung der Leistung kann der Biogasanlagenbetreiber zusätzliche Erlöse erzielen. Die Herausforderung für Biogasanlagen besteht darin, den Biogashaushalt so einzuplanen, dass die bereitgestellte Regelleistung jederzeit abgerufen werden kann. Gleichzeitig sollen die Preisvorteile an den Märkten maximal ausgenutzt werden.

Eine Einsatzplanung, die auch die technischen Restriktionen des Biogashaushalts abbildet und dabei die Preise am Spot- und Regelleistungsmarkt maximal ausnutzt, wurde im Projekt RegModHarz entwickelt und sowohl an einem Biogasanlagensimulationsmodell als auch an realen Biogasanlagen getestet.

Steuerung der Biogasproduktion

Neben der Speicherung ist auch die Steuerung der Produktionsgeschwindigkeit von Biogas eine zentrale Komponente für eine variable Gasbereitstellung. Dies kann insbesondere dann eingesetzt werden, um größere Energiemengen variabel zu disponieren, um z. B. die Erzeugung des Biogases und damit insgesamt die Energieerzeugung der Biogasanlage von Zeiten mit geringerer Energienachfrage in Zeiten mit höherer Energienachfrage zu verlagern. Ebenso wäre es dadurch möglich längere Windflauten oder saisonale Schwankungen auszugleichen.

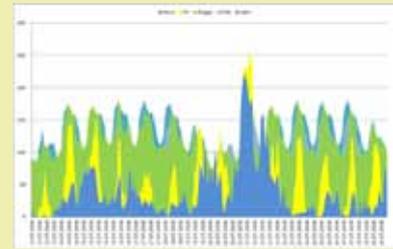
Bei der Steuerung der Biogasproduktion wird die Vergärung der organischen Substanz direkt beeinflusst. Das kann durch eine Vorbehandlung der Substrate, Additive, ein bedarfsgerechtes Fütterungsmanagement oder auch kombiniert mit einer Anpassung der Biogasanlagenkonzeption erfolgen.

Bei einigen Biogasanlagen werden diese Möglichkeiten schon angewendet, aber bisher weniger zur bedarfsgerechten Steuerung der Biogasproduktion als vielmehr um die Biogasausbeute der eingesetzten Substrate zu optimieren und eine möglichst maximale Anlagenauslastung zu erzielen. Daher befinden sich die Möglichkeiten zur bedarfsorientierten Steuerung der Gasproduktion heute noch überwiegend im Versuchsstadium. Bei der Anwendung der Verfahren zur Steuerung der Gaserzeugung ist eine Überwachung der Fermenterbiologie notwendig, um schnell auf Prozessstörungen reagieren zu können. Derzeitig werden verschiedene Verfahren zur Onlinemessung der Prozessstabilität des Fermenters entwickelt und getestet.

Statement von M.Sc. Dirk Kirchner,
Wissenschaftler am Fraunhofer IWES:

„Durch die Flexibilisierung der Stromerzeugung mit Hilfe von Biogasanlagen ist es möglich, einen erheblichen Mehrwert für das elektrische Gesamtsystem zu generieren. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien macht es erforderlich, Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich der Schwankungen der Energieerzeugung der fluktuierenden Erzeuger vorzuhalten. Flexibel betriebene Biogasanlagen können hierzu einen großen Anteil beitragen. Ebenso lassen sich durch die Flexibilisierung der Stromerzeugung bei der Direktvermarktung höhere Erlöse erzielen, als es bei der bisherigen Betriebsweise der Fall ist.“

Kontakt:
dirk.kirchner@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik



Durch die Flexibilisierung der Stromerzeugung der Biogasanlagen und durch weitere flexible Energieerzeuger ließen sich die Energieschwankungen von Wind und PV ausgleichen und so eine 100% Erneuerbare Energieversorgung im Landkreis realisieren.

info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Patrick Hochloff
patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de
Tel.: +49-561-7294-214

Dirk Kirchner
dirk.kirchner@iwes.fraunhofer.de
Tel.: +49-561-7294-334
www.iwes.fraunhofer.de

Marktkonforme Stromerzeugung mit Biogas und Biomethan

Die Grafik zeigt den schwankenden Strompreis an der Börse (erste Zeile).

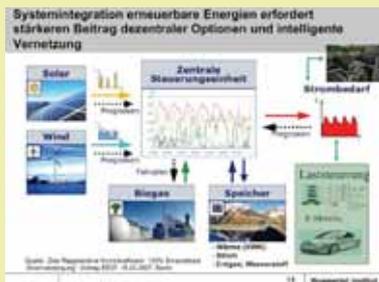
Der Betreiber lässt sein Blockheizkraftwerk in Direktvermarktung in den Zeiten des höchsten Börsenpreis laufen (zweite Zeile: gelb = Wärme, dritte Zeile: grün = Strom).

Wenn die Strompreise niedrig sind, aber Wärme benötigt wird, heizt der Gaskessel (zweite Zeile, rote Flächen).

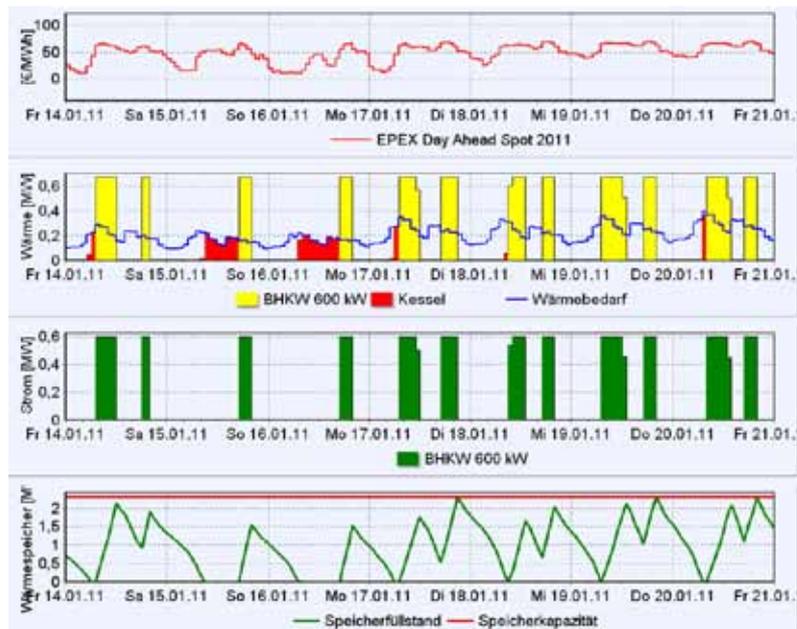
Die vielen Bedingungen verlangen eine komplexe Optimierung: Strompreis, Wärmebedarf (zweite Zeile, blau) und Wärmespeicherstand (vierte Zeile, grün).

Die optimale Anlagenkonfiguration und den optimalen Betrieb ermittelt CUBE Engineering mit einer speziellen Software.

Grafik: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten in der Software energyPRO (EMD)



Wenn Wind und Sonne fehlen, müssen regelbare Kraftwerke und Speicher liefern. (Grafik: Wuppertal Institut)



Das Forschungsprojekt RegModHarz zeigt modellhaft, wie eine Stromversorgung mit EE im Landkreis Harz realisiert werden könnte. Dazu werden die Wirkungen des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) untersucht.

Die Stromnachfrage und insbesondere auch die Stromerzeugung aus Sonne und Wind schwanken (fluktuieren) stark. Entsprechend wechselhaft ist auch die verbleibende Netzlast aus dem Verbrauch abzüglich der fluktuierenden Erzeugung. Diese „Residuallast“ muss von flexiblen Erzeugern gedeckt werden. Eine solche regelbare Energiequelle ist z. B. Biogas – vor Ort verstromt oder aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Die Stromerzeugung aus dem erneuerbaren Gas erfolgt in Blockheizkraftwerken (BHKW). Diese laufen bisher jedoch entweder rund um die Uhr (in Biogasanlagen), oder bei Wärmebedarf (in Kraft-Wärme-Kopplung aus dem Gasnetz), denn die Einspeisung nach EEG wird zu jeder Zeit in gleicher Höhe vergütet.

Besser wäre es, die BHKW bei genügend Sonne und Wind abzustellen, und sie mit höherer Leistung zu betreiben, wenn die Residuallast hoch ist. Die neue Option der Direktvermarktung soll die Betreiber von regelbaren Energieerzeugungsanlagen dazu bringen, sich am Strommarkt zu orientieren. An der Strombörse EPEX sind die Preise hoch, wenn der Strom knapp ist – und sinken bei großem Angebot und schwacher Nachfrage. In den Hochpreisphasen wird also mehr Geld verdient.

Das EEG (2012) belohnt zusätzliche regelbare Kapazitäten

Die Direktvermarktung von Strom aus EE war bisher unattraktiv, weil der Strompreis am Markt (ca. 5 Ct/kWh) unter der Einspeisevergütung der meisten EE-Erzeuger liegt (Biogasanlage: bis zu 24 Ct/kWh). Nach dem neuen EEG erhalten EE-Anlagen in der Direktvermarktung vom Netzbetreiber nun die „Marktprämie“. Sie besteht aus dieser Differenz zwischen den durchschnittlichen Strompreisen und den entgangenen EEG-Erlösen, sowie einem Aufschlag als Anreiz.

Zusätzliche Gewinne entstehen, wenn das BHKW gezielt in Hochpreiszeiten einspeist. Das wird erst durch größere BHKW möglich. Die Betreiber müssen also zunächst investieren. Das im Fermenter stetig entstehende Biogas muss in den Stillstandszeiten in einem Gasspeicher aufgefangen

werden. Wenn die vom BHKW erzeugte Wärme in Stillstandszeiten benötigt wird, muss auch sie gespeichert werden. Als Anreiz für zusätzliche Kapazitäten erhalten die Betreiber eine Flexibilitätsprämie. Die Flexibilisierung wird bisher nur zögernd angenommen. Wenn der zunehmende Windstrom zu stärker variierenden Residuallasten führt, wird aber der Anreiz durch die stärker schwankenden Marktpreise wachsen.

Bedarfsgerechte Stromerzeugung – eine wirtschaftlich interessante Option

Der Betreiber wird durch die höheren Erlöse motiviert, seine Energieanlage auf die Einspeisung zu den Zeiten des größten Bedarfs auszulegen und sie in den optimalen Zeiten laufen zu lassen. Im Projekt RegModHarz entstehen Werkzeuge und Kompetenzen zur Unterstützung der „erneuerbaren“ Akteure: Wie viel Mehrerlös bringt der marktorientierte Betrieb? Welche Investition in Energieanlage, Speicher und zusätzliche BHKW-Leistung ist wirklich rentabel? Diese Optimierung erfordert komplexe Rechnungen. Dafür wurde im Rahmen von RegModHarz die Software „energyPRO“ (von EMD International A/S, Dänemark) um weitere Berechnungsalgorithmen erweitert. Die Software ermöglicht eine Simulation der Regelungen des EEG 2012 und wird von den Experten bei CUBE Engineering eingesetzt, um die optimale Konfiguration von Energieanlagen in der Direktvermarktung zu berechnen. Dabei werden BHKWs, Strom- und Wärmeabnehmer sowie Speicher für Biogas und Wärme mit ihren technischen und wirtschaftlichen Parametern modelliert und zeitreihen-basiert ganzjährig simuliert, um die effizienteste Kombination zu errechnen. Die Simulationen zeigen, dass bei einer flexibel betriebenen typischen Biogasanlage die derzeit optimale Biogas-Speichergröße schon bei 8 – 10 Stunden liegt (je nach BHKW-Zusatzkapazität). Bei einem wärmebelastgesteuerten BHKW lohnt sich die Flexibilisierung nach EEG 2012 etwa bis zum Dreifachen der Jahresdurchschnittsleistung – wiederum den passenden Wärmespeicher vorausgesetzt. Dessen günstigste Dimensionierung ist stark abhängig vom zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs (Wärmebelastprofils). Weitere Fragen betreffen die tägliche Betriebsplanung: In welchen Zeiten sollte man den BHKW-Strom anbieten, um die höchsten Erlöse zu erzielen und den Wärmespeicher zu füllen? Wann sollte das BHKW stillstehen, um genügend Speicherkapazität für die nächsten Hochpreisphasen vorzuhalten?

Zur Verbreitung der im Rahmen des Projekts gefundenen Erkenntnisse plant CUBE Engineering eine offene Workshopreihe, zu der interessierte Betreiber von BHKW und Biogasanlagen eingeladen werden. Im Workshop optimieren die Teilnehmer die Anlagenkonfiguration mittels der softwaregestützten Simulation.

Statement von Josef Werum (GF), in.power GmbH, Mainz (Direktvermarkter und Projektteilnehmer):

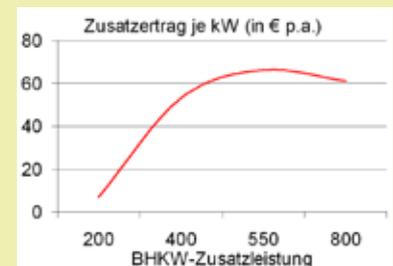
„Das EEG 2012 geht einen entscheidenden Schritt, um Möglichkeiten von Biogasanlagen richtig zu nutzen: Sie können jetzt gezielt eingesetzt werden, um zur Residuallast beizutragen.“

Die Kopplung von EEG-Marktprämie als Förderinstrument einerseits und Spotmarkt zur marktorientierten Allokation andererseits ist zielführend und innovativ. Dafür entstehen nun neue Partnerschaften zwischen BHKW-Betreibern und Stromhandel. Außerdem hat die optimale Anlagenkonstellation großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.“

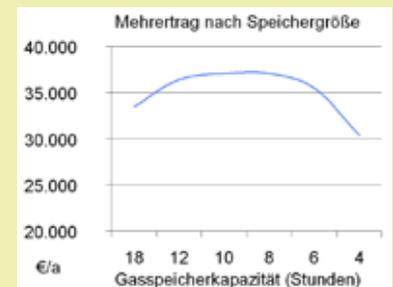
Kontakt:
josef.werum@inpower.de
www.inpower.de



Unter der Gashaube auf dem Fermenter lagert Biogas, das gezielt in Hochpreiszeiten verstromt werden könnte.



Für eine Biogasanlage mit 500 kW bringt eine Zusatzkapazität von 550 kW die höchste Effizienz



Bei einer Biogasanlage mit Zusatzleistung 550 kW sind 9 Stunden Speicher optimal. (Foto, Diagramme: CUBE Engineering)

Redaktion:
Dirk Filzek, Lars Nicklaus,
Uwe Welteke-Fabricsius
d.filzek@, l.nicklaus@,
u.welteke-fabricsius@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com

Variable Stromtarife zur Einbindung der Erneuerbaren Energien



Die Testhaushalte erproben einen neuen zeitvariablen Stromtarif. Damit beziehen die Verbraucher den Strom dann besonders günstig, wenn viel Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.

Oben: © Begleitforschung E-Energy
Rechts: © CUBE Engineering GmbH



Die Marktplattform ermöglicht einen Einblick in Stromerzeugung und -verbrauch sowie den Strompreis in RegModHarz.

Grafik: © CUBE Engineering GmbH

Variabler Tarif in RegModHarz

Im Rahmen des Feldtests werden alle Feldtesthaushalte eine neue Art des Stromtarifs kennen lernen und testen. Gegenüber bisherigen Stromtarifen, bei denen der Strom jederzeit gleich viel kostet, handelt es sich um einen zeitvariablen Tarif. Dabei ist der Strom immer dann preiswert, wenn das Stromangebot aus Wind- und Sonnenenergie im Verhältnis zum Stromverbrauch hoch ist. Andererseits kostet Strom viel, wenn ein zu geringes Stromdargebot aus den brennstoffunabhängigen, dafür aber schwankend einspeisenden erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne herrscht. Die im Feldtest gewonnenen Erfahrungen sollen zusammen mit theoretischen Simulationen zu Erkenntnissen über eine bestmöglich Tarifgestaltung führen.

Warum variable Tarife?

Ziel des Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ ist die technische und wirtschaftliche Erschließung und Einbindung erneuerbarer Energieresourcen für den täglichen Gebrauch. Auch für Stromversorgungssysteme mit sehr hohen Anteilen EE soll der Nachweis gebracht werden, dass eine zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung möglich ist. Soll die Stromversorgung auf 100% EE basieren, und – wie im Landkreis Harz – aus dezentralen Anlagen stammen, die ins Verteilnetz einspeisen, verändert sich das System ganz wesentlich. Anders als herkömmliche Grundlastkraftwerke wie Kohle- und Atomkraftwerke, die weitgehend witterungsunabhängig und gleichmäßig Strom bereit stellen, sind Wind und Sonne wechselnd verfügbar und es kommt zu großen Schwankungen der ins Stromnetz eingespeisten Strommengen. Ist das Stromdargebot aus Wind und Sonne geringer als der Bedarf, gibt es mehrere Handlungsmöglichkeiten. 1. Flexible Anlagen werden zugeschaltet. Dies können Biogasanlagen sein, die zur Flexibilisierung mit Gasspeicher und zweiter Generatoreinheit ausgestattet wurden. 2. Zwischengespeicherter Strom aus Überschusszeiten wird ins Netz gespeist. 3. Der Stromverbrauch wird – so weit möglich – in Zeiten mit größerem Stromdargebot verlagert. In den meisten Fällen wird eine Kombination dieser Maßnahmen gefragt sein. In Spitzenzeiten können zusätzlich Stromzukäufe von außen erforderlich werden. Je stärker allerdings der Stromverbrauch zu einer bestimmten Zeit vom Stromdargebot abweicht, desto höher werden die entstehenden Kosten, die mit der Deckung der Mindermengen verbunden sind. Preisvariable Tarife geben diese Kostenschwankungen an die Endkunden weiter. Damit soll den Endkunden ein Anreiz gegeben werden, sich mit dem eigenen Stromverbrauch derart zu verhalten, dass der benötigte Strom zu jeder Zeit möglichst umweltfreundlich aus regionalen erneuerbaren Energieträgern bereit gestellt werden kann.

Umsetzung im Feldtest

Die Feldtesthaushalte bekommen zwei zusätzliche Geräte, um den preisvariablen Tarif testen zu können: einen intelligenten Stromzähler, der den aktuellen Stromverbrauch viertelstundengenau erfassen kann, und

ein Steuer- und Informationsgerät, das am Fraunhofer IWES entwickelte BEMI. Das BEMI gibt preisabhängig die vom Kunden vorgesehenen Haushaltsgeräte frei. So kann z. B. der Geschirrspüler so programmiert werden, dass er nach dem Einräumen dann startet, wenn der Strom für den Spülgang günstig verfügbar ist. Sehr teure Zeiten werden überbrückt. Unbemerkt vom Nutzer können Wärmepumpe oder Tiefkühltruhe angesteuert werden. Das BEMI berücksichtigt notwendige Einschränkungen dahingehend, dass man zu keiner Zeit im Kalten sitzt oder das Gefriergut auftaut. Zusätzlich erhalten die Feldtesthaushalte Zugang zu einem personalisierten Bereich der von CUBE Engineering GmbH in Kooperation mit der Universität Kassel entwickelten Marktplattform, die den Feldtest über das Internet präsentiert. Hier kann der Feldtesthaushalt für jede Zeit nachvollziehen, wie sich Strompreis, Stromeinspeisung aus EE und Stromverbrauch zueinander verhalten. Zudem können der eigene Stromverbrauch analysiert und die preisstufengenauere Stromrechnung eingesehen werden.

Tarifgestaltung

Der zeitvariable Stromtarif hat 9 Tarifstufen. Diese werden für jede Stunde des Tages berechnet und bereits am Vortag an das BEMI der Feldtesthaushalte übermittelt. Damit besteht die Möglichkeit, den Stromverbrauch aktiv zu planen. Der Feldtest erfolgt unabhängig von bestehenden Stromlieferverträgen. Zur Simulation des neuen Tarifs erhalten die Testhaushalte ein RegModHarz-Rechnungskonto mit einem Startguthaben. Bei Stromverbrauch zu den billigen Preisstufen 1-4 bekommen sie einen Bonusbetrag gutgeschrieben, zu den teuren Preisstufen 6-9 wird ein Abzug verrechnet. Die mittlere Preisstufe ist preisneutral. Auf dieser Grundlage erhält der Testhaushalt zum Ende des Feldtests je nach Verbrauchsverhalten eine Prämie.

Eine Farbampel unterstützt den täglichen Umgang mit den Tarifstufen: rot gekennzeichnete Tarifstufen weisen auf teuren Strom hin, der nicht vollständig aus Wind und Sonnenenergie bereitgestellt werden kann; die grünen Tarifstufen zeigen an, dass jetzt günstiger Strom aus Wind und Sonnenenergie zur Nutzung zur Verfügung steht. Bei der mittleren gelben Tarifstufe sind Stromdargebot und Nachfrage relativ ausgeglichen und der Stromverbrauch wirkt sich finanziell nicht anders als bei herkömmlichen Tarifen auf die Stromrechnung der Testhaushalte aus.

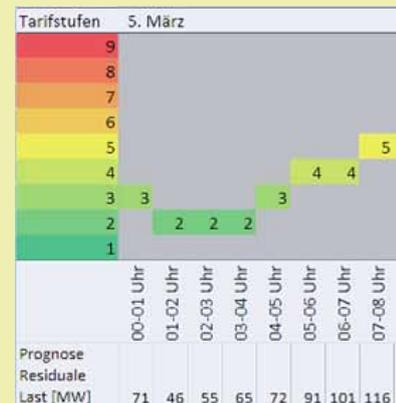
Statement von D. Filzek,
CUBE Engineering GmbH, Kassel:

„Die rasche Transformation des Stromversorgungs-Systems hin zu 100 % Erneuerbaren Energien ist notwendig und möglich, wie Studien gezeigt haben. Jetzt heißt es Wege, aufzuzeigen, wie die Umsetzung erfolgen kann. Kommunen und Kreise können von der dezentralen Energieerzeugung profitieren, da die Wertschöpfung in Form von kommunalen Steuern, Unternehmensgewinnen, Nettoeinkommen der Arbeitnehmer, Zulieferaufträgen sowie vermiedener Energiekosten für Öl und Gas in der Region verbleibt. Neue Stromtarife, die den Bezug erneuerbaren Stroms aus der Heimatregion ermöglichen, bieten den Endkunden eigene Handlungsmöglichkeiten und führen zur Verbundenheit mit den Stromquellen der Region.“

Kontakt:
d.filzek@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com



Steuerbare Haushaltsgeräte unterstützen den Haushaltskunden bei der Nutzung variabler Tarife.
Foto: © Fraunhofer IWES



Die Preisstufen werden den Haushaltskunden jeweils am Vortag übermittelt.
Grafik: © CUBE Engineering GmbH

Sehr gute Akzeptanz von Erneuerbaren Energien durch die Bevölkerung

Bei der Auswertung der im Landkreis Harz verschickten Fragebögen konnten die Forscherinnen und Forscher feststellen, dass die Bevölkerung den Ausbau Erneuerbarer Energien unterstützt.
Foto: © Fraunhofer IWES



Im Rahmen des Projekts „Regenerative Modellregion Harz“ führten das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES und die Forschungsgruppe Umweltpsychologie der Universität Magdeburg im Herbst 2009 eine Haushaltsbefragung durch.

Ziel der Befragung war es, herauszufinden, wie die Bevölkerung zu Erneuerbaren Energien, zur Elektromobilität und zu Fragen des Lastmanagements steht. Lastmanagement bedeutet, möglichst dann Strom zu verbrauchen, wenn viel Strom zur Verfügung steht sowie den Stromverbrauch in Spitzenzeiten zu vermeiden. Dazu gehört z. B. die Verschiebung von Startzeiten von Geräten, die nicht sofort genutzt werden müssen. Da Wind und Sonne nicht immer gleichmäßig verfügbar sind, kommt es durch die verstärkte Nutzung EE zu großen Schwankungen bei den vorhandenen Strommengen. Deshalb ist es sinnvoll, Geräte verstärkt dann zu nutzen, wenn viel Energie im Stromnetz verfügbar ist. So können Stromverbrauchsspitzen ausgeglichen und der Energieverbrauch besser an die Energieerzeugung angepasst werden.

Darüber hinaus interessierte es die Forschenden, welche Einwohnerinnen und Einwohner bereit wären, im Rahmen einer wissenschaftlichen Untersuchung ein Nutzungsprofil über ihre Energieverbrauchsgewohnheiten zu erstellen.

Für die Untersuchung wurden 2.500 zufällig ausgewählte Haushalte angeschrieben, wovon 424 Haushalte (17%) an der Befragung teilnahmen. Die Rücklaufquote und die Antworten offenbaren ein vorhandenes Interesse und die Bereitschaft vieler Bürgerinnen und Bürger, sich am Projekt RegModHarz aktiv zu beteiligen.

Die Ergebnisse lassen erkennen, dass im Landkreis Harz EE sehr gut akzeptiert sind. So kreuzten die Antwortenden im Durchschnitt 4,39 an, was auf einer Skala von 1 (entspricht Nicht-Akzeptanz) bis 5 (entspricht hoher Akzeptanz) als eher hohe Akzeptanz zu bewerten ist. Dennoch nutzen bisher nur 6% der Befragten Strom aus EE. Weitere 45% wären hierzu bereit, vorausgesetzt, regionaler Strom aus EE wird in Form eines preisvariablen Tarifs angeboten und damit günstiger, sobald viel davon im Stromnetz verfügbar ist.

Um von einem schwankenden Strompreis profitieren zu können, ist die Bereitschaft zu Lastverschiebungen notwendig. Diese ist innerhalb der Stichprobe sehr hoch: 72% der Antwortenden sind bereit, die Startzeit für ihre Waschmaschine zu verschieben, 67% könnten sich das beim

Wäschetrockner vorstellen und 76 % bei der Spülmaschine. Die Mehrheit der Befragten wünscht sich weitere Informationen zum Lastmanagement. Auch Elektromobilität ist weitestgehend akzeptiert. Das zeigt sich darin, dass die Befragten im Mittel 3,63 auf der genannten Skala von 1–5 ankreuzten, wobei 3 eine eher unentschiedene Haltung darstellt. 59,4 % der Befragten akzeptieren Elektromobilität, 19,6 % nehmen hier keine eindeutige Haltung ein und 16,8 % lehnen Elektromobilität eher ab. Viele der Befragten befürchten, dass die Reichweite der E-Kfz zu gering sei für die Nutzung eines Elektroautos für die täglichen Wege ohne Einschränkungen. Die Einschränkungen schätzt das Projektteam jedoch eher als unwahrscheinlich ein, da die Befragung einen durchschnittlichen einfachen Arbeitsweg von etwa 38 km ergab. Die Reichweite eines Elektroautos beträgt hingegen bis zu 150 km. 63 % der Befragten finden es praktisch, das Auto in der eigenen Garage laden zu können. Zwei Drittel der Befragten befürworten die Entwicklung hin zu Fahrzeugen mit Elektroantrieb, 44 % können sich vorstellen, ein batteriebetriebenes Fahrzeug zu nutzen.

Ein großer Teil der Befragten gibt ein energiebewusstes Verhalten an: über 80 % schreiben, dass sie ihre Geräte vollständig ausschalten, wenn sie sie nicht mehr nutzen (d.h. auch Stand-by wird abgeschaltet). Über 90 % achten beim Kauf neuer Elektro- oder Haushaltsgeräte darauf, dass diese einen niedrigen Energieverbrauch haben.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse eine große Akzeptanz der teilgenommenen Bevölkerung für die Themen EE, Lastverschiebung und Elektromobilität. Auf diesen Resultaten kann das Projekt sehr gut aufbauen. Seit Herbst 2010 wird das Projekt durch eine sozialwissenschaftliche Begleitung ergänzt, die die Sichtweise der Menschen aus der Region und deren Integration in das Gesamtvorhaben berücksichtigt sowie die Nutzerinnen und Nutzer beim Lastmanagement sozialwissenschaftlich begleiten wird. Das so genannte SEC-Projekt (englisch abgekürzt für Energienachhaltige Gemeinschaft) möchte Bürgerinnen und Bürger der Region aktiv in das Projekt einbeziehen und ihnen die Möglichkeit geben, sich zu informieren und zu beteiligen.

Das Fraunhofer IWES und die Forschungsgruppe Umweltpsychologie möchten sich bei allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern der Befragung nochmals ganz herzlich bedanken!

Statement von Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries als Juniorprofessorin für Umweltpsychologie und Leiterin der Forschungsgruppe Umweltpsychologie:

„Die Haushaltsbefragung hat uns gezeigt, dass preisflexible Tarife und Lastmanagement die erforderliche Unterstützung durch die Bevölkerung erfahren können. Mit unserem sozialwissenschaftlichen Begleitprojekt wollen wir nun Möglichkeiten und Räume schaffen, dass die Bevölkerung bei der Umstellung der Energieversorgung und -nutzung noch aktiver einbezogen wird und die Energiezukunft der Region konstruktiv mit gestalten kann. Wir freuen uns schon auf die weitere Zusammenarbeit mit der Harzer Bevölkerung und den Projektpartnern aus RegModHarz.“

Kontakt für das SEC-Projekt:
 rona.groessler@fg-upsi.com,
 julia.steinhorst@fg-upsi.com
 www.fg-umwelt.de



Viele der Befragten gaben ein energiebewusstes Verhalten an: Drei Viertel gehen kürzere Wege zu Fuß oder benutzen dafür das Fahrrad. Für längere Strecken bietet sich in Zukunft die Elektromobilität an, die im Landkreis Harz auf große Zustimmung stößt.
 Foto: © RKWH

Redaktion:
 Stephan Funke
 stephan.funke@iwes.fraunhofer.de
 Tel.: +49-561-7294-223

Ansprechpunkte in der Region für Bürger und Verwaltung

Unsere beiden Beratungszentren stehen jedem interessierten Bürger offen.

RKWH
Kirchplatz 241a
38836 Dardesheim

Energieberatungszentrum
Am Markt 10
38835 Osterwieck

Selbstverständlich sind auch die Beratungsbüros bei den Partnerunternehmen in Wernigerode, Blankenburg und Quedlinburg jederzeit bereit Ihre Fragen zu beantworten.



*Büro der RegenerativKraftwerkeHarz GmbH & Co. KG
Foto: © RKWH*



*Energieberatungszentrum Osterwieck
Am Markt 10
Foto: © HSW*

Täglich erreichen uns neue Meldungen über die Energiewende, die knapper werdenden Ressourcen und den Umbau der Energieversorgung auf den Einsatz erneuerbarer Energien.

Das Projekt „Regenerative Modellregion Harz“ (RegModHarz) ist vor nunmehr dreieinhalb Jahren schon mit dem Ziel gestartet, technische und vertriebliche Rahmenbedingungen zu erforschen, um nicht nur den Landkreis Harz möglichst regenerativ zu versorgen. Ziel des Projekts ist es auch, ein Rezept zur sicheren Versorgung mit fluktuierenden Erzeugern, wie es Sonne, Wind und Wasser sind, auch für vergleichbare Regionen zu erstellen.

Im Energieberatungszentrum Osterwieck, Am Markt 10 und im Dardesheimer Büro der RegenerativKraftwerkeHarz GmbH & Co. KG (RKWH) im Zentrum Dardesheims befinden sich die regionalen Kontaktstellen für das Projekt RegModHarz. Akzeptanz und Unterstützung der Bevölkerung des Harzkreises entscheiden maßgeblich über den Erfolg des Projekts. Nur mit nachhaltiger Beständigkeit und Bodenhaftung ist der Effekt des Projekts sichtbar und ausbaubar.

Die Bürger der Region werden zunehmend als Erzeuger, steuerbare Verbraucher und zukünftige Betreiber von Energiespeichern in ein intelligentes Energiesystem integriert. Das Leben in der Region Harz wird somit attraktiver und umweltfreundlicher.

Was leisten die Kontaktstellen?

Die Kontaktstellen sind die Ansprechpartner für interessierte Bürgerinnen, Bürger und Gäste im Harzkreis.

Herr Deicke im Energieberatungszentrum Osterwieck sowie die beiden RKWH-Mitarbeiter Ulrich Narup und Ralf Voigt stehen hier beratend zur Verfügung und erläutern interessierten Bürgern das Projekt RegModHarz und die Beteiligungsmöglichkeiten. Auch in den anderen Beratungsstellen der beteiligten Energieversorgungsunternehmen stehen die verantwortlichen Mitarbeiter gern für nähere Auskünfte bereit.

Die Interessenten bekommen einen Überblick über die laufenden und geplanten Aktivitäten in den Projektarbeitsbereichen. Themen und Ziele werden in allgemein verständlicher Form vermittelt. Hinweise und Anregungen zur Verbesserung der Arbeit werden gern entgegengenommen. Referenzen, Kontakte und frei verfügbare Daten können eingesehen werden.

Als besonderes Highlight wird nach der Hannovermesse Industrie 2012 in einer der Beratungsstellen ein Funktionsmuster des im Projekt zu erprobenden virtuellen Kraftwerks zu sehen sein. Damit steht der Vor-Ort-Beratung ein sehr gutes Anschauungsmuster für eine qualifizierte Beratung zur Verfügung.



Informationszentren im Harzkreis

- RKWH
Kirchplatz 241a
38836 Dardesheim
- Energieberatungszentrum
Am Markt 10
38835 Osterwieck
- HALBERSTADTWERKE
Wehrstedter Straße 48
38820 Halberstadt
- Stadtwerke Wernigerode
Am Kupferhammer 38
38855 Wernigerode
- Stadtwerke Quedlinburg
Rathausstraße 9
06484 Quedlinburg
- Stadtwerke Blankenburg
Börnecker Straße 6
38889 Blankenburg

Statement von Ulrich Narup (re im Bild: RKWH Dardesheim) und Hannes Deicke (li im Bild: Energieberatungszentrum Osterwieck):

Narup: „Die Kontaktstellen in Osterwieck und Dardesheim sind eine direkte Möglichkeit für die Bürger aus der Region, Informationen und Teilnahmemöglichkeiten zum Projekt RegModHarz zu erhalten. Als regionale Anlaufstelle stehen die Kontaktstellen täglich von 9 bis 16 Uhr zur Verfügung. Eine telefonische Voranmeldung kann unter den Telefonnummern +49 39421 69 07 66 für Osterwieck und +49 39422 95 89 61 für Dardesheim erfolgen.“

Deicke: „Zu mir ins Energieberatungszentrum nach Osterwieck kommen täglich auch Besucher, die sich nach Möglichkeiten des Einsatzes von PV-Anlagen oder auch Stromtarifen auf Basis Erneuerbarer Energien erkundigen. Neben den verschiedenen Angeboten, die ich ihnen zu diesen Themen vermitteln kann, zeigen sich viele Kunden und Gäste auch für die im Projekt RegModHarz behandelten Themen interessiert.“

Kontakt:
narup@rkwh.de
info@ebz-osterwieck.de



Redaktion:
Ralf Voigt
rkwh@rkwh.de
Ralph Lautenschläger
lautenschlaeger@halberstadt-werke.de

Elektrofahrzeuge in RegModHarz – Speicher für elektrischen Strom

Elektrofahrzeuge stellen nicht nur umweltfreundliche Mobilität für den Menschen zur Verfügung, wenn sie aus regenerativen Energiequellen geladen werden. Sie können auch unterschiedliche Dienstleistungen für das elektrische Netz bereitstellen. In der Modellregion Harz fahren bereits einige Elektrofahrzeuge – und täglich werden es mehr. Die Energiespeicher dieser Fahrzeuge eröffnen künftig die Möglichkeit, überschüssige Energie zu speichern und unter Voraussetzung weiterentwickelter Marktbedingungen bei Bedarf auch wieder ins virtuelle Kraftwerk abzugeben. Das setzt eine intelligente Steuerung der Speicheranforderung sowie Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien voraus.

Foto: © Fraunhofer IFF Magdeburg



In der Modellregion Harz kommt bereits heute etwa ein Drittel der verwendeten Elektroenergie aus den regenerativen Quellen Wasser, Sonne, Wind und Biomasse. In Spitzenzeiten der regenerativen Energieerzeugung werden sogar mehr als 100 Prozent der regionalen Last gedeckt, das bedeutet, dass überschüssige regenerative Energie aus der Modellregion exportiert wird. Die erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind unterliegen dabei einer ausgeprägten Fluktuation. Zeiten mit einem Überangebot stehen Zeiten mit nicht ausreichender Deckung der Versorgung gegenüber.

Das tages- und jahreszeitlich schwankende Angebot an regenerativer Energie kann sogar zu einer Überlastung für die elektrischen Energienetze werden. Abhilfe kann die Speicherung elektrischer Energie schaffen. Bewährtes Mittel dafür sind große Speicher wie Pumpspeicherwerke. Die für die nächsten Jahre prognostizierte zunehmende Zahl von Elektrofahrzeugen bietet eine weitere interessante Möglichkeit für die tägliche Speicherung von Elektroenergie und somit zur Unterstützung des virtuellen Kraftwerks. Legt man die von der Bundesregierung für 2020 angestrebten Zahlen zu Grunde, dann werden im Landkreis Harz Elektrofahrzeuge unterwegs sein, die in Summe auf eine Anschlussleistung kämen, die so hoch ist wie die des Pumpspeicherwerks Wendefurth. Auf der anderen Seite kann bei einer hohen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen auch das Laden der Fahrzeuge selbst zu einem Problem für das Netz werden – wenn viele Fahrzeuge zur selben Zeit den Ladevorgang starten, beispielsweise am Abend nach der Rückkehr von der Arbeitsstätte oder vom Einkaufen.

Das Projekt RegModHarz beschäftigt sich unter anderem mit Regulierungsmechanismen für die Steuerung der Ladung von Elektrofahrzeugen, um sie als Teil eines sogenannten Virtuellen Kraftwerkes in das Elektrizitätsversorgungssystem einzubinden. Über Steuersignale und Tarifierreize wird sichergestellt, dass auch bei einem hohen Anteil an Elektromobilität und einem fluktuierenden Angebot an EE sowohl die Versorgungssicherheit für elektrische Energiesysteme gewährleistet bleibt als auch die Ladung der Elektrofahrzeuge unter Nutzung EE in optimaler Weise erfolgt.

Um die entwickelten Mechanismen im Vorfeld testen zu können, sind realistische Modelle erforderlich. Das Fraunhofer IFF widmet sich dieser Aufgabe und modelliert die einzelnen Komponenten von Elektroautos im Zusammenspiel, um ein möglichst realitätsnahes Modell zu erhalten. Das Modell berücksichtigt unterschiedliche Batterietypen, ihre Lade- und

Entladeeigenschaften sowie diverse Mobilitätsprofile. Die Mobilitätsprofile bilden die verschiedenen Nutzungseigenschaften des Fahrzeugs nach, beispielweise Stadt- und Überlandverkehr. Weiterführend beinhaltet das Modell eine wirtschaftliche Komponente, die auf Basis des Preissignals aus einem variablen Stromtarif den Ladeprozess beeinflussen kann. Die Modellierung des Fahrzeugs und der daraus resultierenden Lastprofile, die den zusätzlichen Verbrauch der Elektrofahrzeugflotte widerspiegeln, wird für Netzsimulationen verwendet. Die Netzsimulationen untersuchen den Einfluss der Elektromobilität auf Verteilungs- und Mittelspannungsnetze.

Mit dieser Vorgehensweise fördern die Forscher eine Nutzung der Elektrofahrzeuge als Speicher im Netz, das Fahren mit regenerativ erzeugter Energie und damit nicht zuletzt die Integration der EE ins elektrische Netz.



Elektromobilität:
Unterschiedliche Aspekte der Elektromobilität, die bei der Modellierung zu berücksichtigen sind: Mobilitätsprofile, Batterieverhalten, Netzauswirkungen und Marktdurchdringung.



Das Modell:
Das entwickelte Modell erlaubt, sämtliche Einflussfaktoren zu berücksichtigen und bietet eine grundlegende Basis für die Untersuchung der Mechanismen.

Statement von Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki, Gruppenleiter und RegModHarz-Teilprojektleiter im Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF Magdeburg:

„Elektromobilität – als eine rollende Batterieflotte – wird zukünftig mehrfach eine wichtige Rolle spielen: für das elektrische Netz, für das virtuelle Kraftwerk und dessen zuverlässigen Betrieb und für die Mobilität der Menschen. Dafür ist es notwendig, Mechanismen und Betriebsstrategien zu entwickeln, mittels derer eine reibungslose und bidirektionale Zusammenarbeit mit dem elektrischen Netz technisch und wirtschaftlich möglich wird, ohne die Mobilität der Menschen zu beeinträchtigen, gleichzeitig aber die weitere Integration der Erneuerbaren Energien ins elektrische Netz fortzuführen. Genau das realisieren wir in der Regenerativen Modellregion Harz.“

Kontakt:
Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki
Telefon +49 391 4090-373
komarn@iff.fraunhofer.de



Redaktion:
Dr.-Ing. Thoralf Winkler
Thoralf.Winkler@iff.fraunhofer.de
Telefon: +49 391 4090 346
www.iff.fraunhofer.de

Die Bereitstellung einer hohen Spannungsqualität ist eine zwingende Voraussetzung für den einwandfreien Betrieb vieler elektrischer Geräte.

Foto: © R.B. / pixelio.de



Die elektrische Spannung – Ein wichtiges Merkmal unserer elektrischen Energieversorgung!

Ob Kühlschrank, Waschmaschine, Fernseher oder Computer, kein elektrisch betriebenes Gerät funktioniert ohne dieses wesentliche Merkmal der elektrischen Energieversorgung – die elektrische Spannung. Sie ist die treibende Kraft, die einen Stromfluss und somit auch einen elektrischen Leistungsfluss überhaupt erst möglich macht. Wenn wir beispielsweise zum Kochen unsere Herdplatten einschalten, dann sorgt die anliegende elektrische Spannung für einen Stromfluss in den Heizspiralen, welcher wiederum die Herdplatten erwärmt. Ohne elektrische Spannung bliebe unser Essen kalt!

Um die Vielzahl unserer elektrischen Geräte (auch als Verbraucher bezeichnet) einwandfrei betreiben zu können, bedarf es allerdings einer kontinuierlich hohen Spannungsqualität. In umfangreichen Standardisierungswerken ist eine ganze Reihe von Merkmalen definiert, welche die Qualität der uns zur Verfügung stehenden elektrischen Spannung beschreibt. Ein wesentliches Merkmal hierbei ist die Spannungshöhe. Werden Verbraucher auf der Niederspannungsebene angeschlossen, d. h. im Bereich unserer häuslichen Stromversorgung, dann beträgt die zulässige Spannungshöhe zwischen einem elektrischen Leiter und der Erde $230 \text{ Volt} \pm 10\%$, also 207 bis 253 Volt. Dieser Wert muss vom zuständigen Verteilungsnetzbetreiber garantiert werden.

Alte Netze – neue Versorgungsstrukturen

Die Infrastruktur unserer elektrischen Energieversorgung ist über viele Jahrzehnte hinweg gewachsen. Wenige Großkraftwerke mit Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz (110.000 V bis 380.000 V), wie z. B. Kohlekraftwerke oder Atomkraftwerke, erzeugen die elektrische Leistung zentral. Damit die elektrische Leistung letztendlich vom Kraftwerk zum Verbraucher gelangt, muss diese teils über weite Strecken transportiert und anschließend auf niedrigere Spannungsebenen verteilt werden. Der Leistungsfluss ist hierbei immer vom Kraftwerk auf der höheren Spannungsebene hin zu den Verbrauchern auf den niedrigeren Spannungsebenen. Für den örtlichen Verteilungsnetzbetreiber bedeutete diese zentrale Versorgungsstruktur über viele Jahre hinweg Planungssicherheit für den Ausbau lokaler Netze und andere Maßnahmen zur Wahrung einer hohen Spannungsqualität und einer hohen Versorgungssicherheit.

Im Gegensatz zu den Großkraftwerken haben viele Windkraft- und Photovoltaikanlagen ihren Netzanschlusspunkt im lokalen Verteilungsnetz

(20.000 V bis 400 V. Eine hohe lokale Einspeiseleistung kann den örtlichen Verteilungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen stellen, die geforderte Spannungsqualität weiterhin zu jedem Zeitpunkt zu garantieren. Ein technisch bewährtes, aber gleichzeitig kostenintensives Mittel zur Wahrung der Versorgungsqualität in Verteilungsnetzen mit hohem Anteil dezentraler Energieerzeugung ist der Ausbau der Netzinfrastruktur.

Welchen Beitrag zur Wahrung einer hohen Versorgungsqualität können Erneuerbare Energien leisten?

Im Rahmen des Projekts RegModHarz werden u.a. Maßnahmen untersucht, wie dezentrale Energieerzeugungsanlagen (z. B. Windkraft- und Photovoltaikanlagen) dazu beitragen können, durch eine intelligente Regelung ihrer Abgabeleistung den Ausbau der lokalen Netzinfrastruktur zu begrenzen und gleichzeitig zur Wahrung einer hohen Spannungsqualität und Versorgungssicherheit beizutragen. Dies kann beispielsweise durch eine kurzfristige Abregelung der Einspeiseleistung erfolgen, sobald unzulässige Spannungswerte im Netzabschnitt gemessen werden. Eine weitere Möglichkeit vieler dezentraler Energieerzeugungsanlagen ist die Bereitstellung von sogenannter Blindleistung. Dieser Bestandteil der elektrischen Leistung kann von Verbrauchern nicht in andere Leistungsarten, wie z. B. Wärmeleistung oder Licht, umgewandelt werden. Allerdings kann man über eine intelligente Steuerung der Blindleistungsflüsse die lokale Spannungshöhe gezielt beeinflussen.



Moderne Photovoltaik-Wechselrichter können heute bereits Blindleistung bereitstellen und somit die Spannungshöhe an ihrem Netzanschlusspunkt aktiv beeinflussen.
Foto: © SMA

Statement von Thomas Stetz, Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Bereich Anlagentechnik und Netzintegration am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Viele dezentrale Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen besitzen bereits heute technische Möglichkeiten ihre Abgabeleistung schnell und flexibel dem lokalen Strombedarf anzupassen. Photovoltaikanlagen beispielsweise besitzen zur Konvertierung des von den Solarmodulen erzeugten Gleichstroms in netzkonformen Wechselstrom einen sogenannten Wechselrichter. Dieser Wechselrichter kann u. a. auch die Blindleistungsabgabe einer Photovoltaikanlage steuern und somit die anliegende Netzspannung aktiv beeinflussen. Am Fraunhofer IWES untersuchen wir verschiedene Steuerungsmöglichkeiten von Photovoltaik-Wechselrichtern für eine verbesserte Netzintegration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in lokale Nieder- und Mittelspannungsnetze. Im Projekt RegModHarz wird insbesondere der Nutzen für das Mittelspannungsnetz des regionalen Verteilungsnetzbetreibers E.ON Avacon erforscht.“

Kontakt:
thomas.stetz@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik, IWES
www.iwes.fraunhofer.de



Netzsimulationen – ein Blick in die mögliche Zukunft der Netze

Netzsimulationen erlauben die Nachbildung der Betriebszustände und Betriebsbedingungen eines elektrischen Netzes, ohne den Netzbetrieb zu beeinflussen. Gute Netzmodelle sind dabei Voraussetzung für die Aussagekraft der Ergebnisse.

Die vorhandene Infrastruktur der Energieversorgung ist im vergangenen Jahrhundert am Bedarf der einzelnen Verbrauchergruppen ausgerichtet worden. Die Entwicklung von zentraler hin zur dezentralen Elektroenergieerzeugung stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Die zunehmende Integration erneuerbarer Erzeuger in die Verteilnetze fordert von den herkömmlichen Strukturen unter anderem auch das Führen bidirektionaler Lastflüsse. Anfangs wurden anteilig geringe dezentrale Erzeugerleistungen installiert. Infolge von Anreizsysteme und Technologieentwicklungen wuchsen diese Anlagen in Leistungsdimensionen, die mit herkömmlichen Kraftwerksleistungen vergleichbar sind. 2010 betrug die Erzeugungsleistung im Landkreis Harz bereits etwa 160 Megawatt (MW) aus Wind- bzw. 25 MW aus Photovoltaikanlagen. Der Trend ist steigend.

Was für Vorteile bringen Netzsimulationen für RegModHarz?

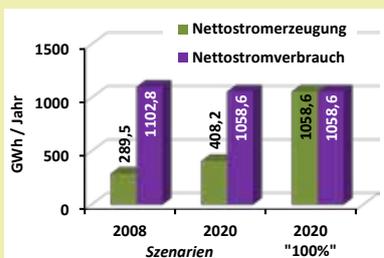
Die Untersuchungen im Projekt RegModHarz fokussieren sich unter anderem auf die Integration von regenerativen, dezentralen Erzeugungsanlagen in das elektrische Netz. Dabei sind alle Erzeugungsanlagen entsprechend günstiger Wetterbedingungen positioniert und nicht unbedingt dort, wo sich die Verbraucherzentren befinden. Der Leistungsüberschuss muss demnach verteilt werden, wodurch Lastflüsse entstehen, die die Komponenten des Netzes zusätzlich belasten können. Abhängig von der Belastung verändern sich Betriebsparameter, wie z. B. die Auslastung der Betriebsmittel oder die Betriebsspannung an den Netzknoten, wie beispielsweise an einem Hausanschluss oder in einem Umspannwerk. Mit Hilfe von Netzsimulationen können Erzeugungsanlagen und Lasten mit beliebiger Leistung an unterschiedlichen Punkten im Netz positioniert werden, um somit deren Einfluss auf den Netzbetrieb zu untersuchen. Die simulativen Untersuchungen ermöglichen eine Aussage über den zukünftigen Netzbetrieb in Bereichen der Lastflussanalyse, der Spannungsqualität und der Zuverlässigkeit.

Simulationsszenarien

Zur Analyse des Einflusses erneuerbarer Erzeuger auf das Netz wurden im Rahmen von RegModHarz drei entwickelten Szenarien (Abbildung links) mit entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen untersucht. Für eine Vergleichbarkeit der zukünftigen Situation in den elektrischen Netzen der Modellregion wurden Konstellationen eines vergangenen Zeitraumes gerechnet. Das Bezugsszenario wird vom Leitszenario 2008 beschrieben. Für eine zukünftige Versorgungssituation steht das Leitszenario 2020 als Vertreter der fortschreitenden Integration von Erzeugungsanlagen und weiteren Einflüssen, wie die Elektromobilität. Hierbei wurde jede Art der Erzeugungsanlagen auf deren Entwicklungspotentiale hin untersucht und in den Leitszenarien verankert. Ebenfalls fanden demografische und strukturelle Entwicklungen Berücksichtigung. In jedem Simulationsszenario wird je Erzeuger und Verbraucher ein Lastprofil bzw. eine Ganglinie mit 35.040 Viertelstundenwerte für die generierte oder bezogene Leistung hinterlegt.

Das Netzmodell

Für die Untersuchungen wurde ein spezielles Modell des regionalen Netzes in der Kooperation mit den beteiligten Netzbetreibern entwickelt und in eine professionelle Netzsimulationsumgebung implementiert. Die Struktur des betrachteten Netzabschnittes beinhaltet sowohl die Hochspannungsebene mit 110 kV als auch die Mittelspannungsebene. Da die Komplexität dieser Spannungsebenen für die Modellierung bereits sehr hoch ist, wurde auf die flächendeckende Modellierung von Niederspannungsnetzen verzichtet. Dabei wurden Verbraucher und Erzeuger, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, in aggregierter Form an die entsprechenden Mittelspannungsknoten gekoppelt.



Vergleich der erzeugten und konsumierten Energie entsprechend den Leitszenarien

Freileitungsmonitoring

Eine der untersuchten Fragestellungen ist die Steigerung der Übertragungskapazitäten durch Freileitungsmonitoring. Für diesen Zweck war es erforderlich, den Einfluss von Wetterbedingungen auf die Stromtragungsfähigkeit von Freileitungen zu bestimmen und die daraus resultierenden Potenziale abzuschätzen. Am Beispiel einer Simulation des CIGRÉ Benchmark-Netzes wurden einer tatsächlichen Strombelastung die Leiterbelastbarkeiten nach DIN EN 50182 und der Belastbarkeit mit Freileitungsmonitoring gegenübergestellt (Abbildung 2). Hierbei wird veranschaulicht, dass im Fall von niedrigeren Außentemperaturen bzw. Windeinfluss eine deutliche Zunahme der Leiterseilbelastbarkeit einhergeht. Damit ist es prinzipiell möglich, zusätzliche Kapazitäten vorhandener Freileitungen für die Integration EE zu nutzen. Dieses setzt allerdings eine sensible Untersuchung der lokalen Bedingungen und die Anpassung der beteiligten Betriebsmittel voraus.

Einfluss von Elektro-Kraftfahrzeugen

Elektrofahrzeuge werden in den kommenden Jahren einen wachsenden Anteil im Straßenbild Deutschland haben. Dieser Trend wirkt sich auf das elektrische Netz aus, da die Energiemengen zum Betrieb der Fahrzeuge aus den Erzeugungsanlagen bezogen und durch das Netz transportiert werden müssen. Eine spezielle Simulation einer für das Jahr 2020 festgelegten Menge an E-Kfz im Landkreis Harz verschafft einen Überblick über den Einfluss der Ladeaktivitäten auf die Netzparameter, wie die Versorgungsspannung und Betriebsmittelbelastung.

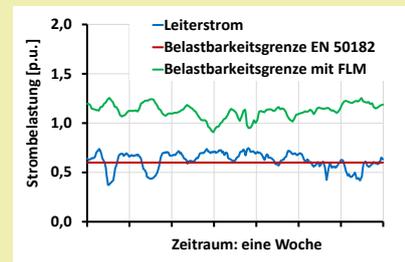
Zuverlässigkeitsanalyse

Des Weiteren wurden einerseits lastflussbasierte Untersuchungen der Spannungsprofile sowie die Betriebsmittelauslastung in Abhängigkeit von der installierten Leistung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und andererseits spezielle Untersuchungen zur Netz Zuverlässigkeit durchgeführt. Hierbei wurden Szenarien untersucht, die das Ausfallverhalten von Betriebsmitteln in Abhängigkeit von deren Belastung beschreiben. Dabei wurde u. a. festgestellt, dass die höhere Belastung der Betriebsmittel einen negativen Einfluss auf die Netz Zuverlässigkeit hat und die Integration dezentraler Erzeuger stärker in die Netzplanung eingebunden werden sollte.

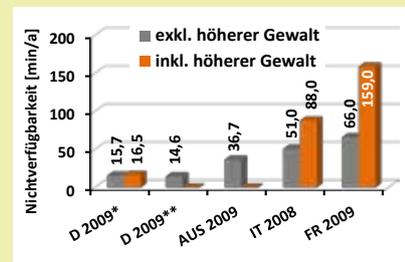
Statement von Herrn Hans-Joachim Nehr Korn, E.ON Avacon AG, Fachbereich „Netzentwicklung Strom“:

„Die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das elektrische Netz steigt in Deutschland kontinuierlich. Je nach geografischer Lage ist die Verteilung der Erzeugerarten sehr unterschiedlich. In norddeutschen Netzen hat die Einbindung der Windenergie ein hohes Gewicht, während in süddeutschen Gebieten der Schwerpunkt bei der Integration von PV-Anlagen liegt. Neue Ausbaufelder für Windenergieanlagen werden erschlossen, deren Anbindung oftmals im Hochspannungsnetz erfolgt. Hingegen finden viele kleinere Erzeugungseinheiten, wie PV-, Biogas- sowie KWK-Anlagen, ihren Anschluss am Mittel- und Niederspannungsnetz. Auf Grund der zum großen Teil wetterbedingten Erzeugung, überlagern sich die eingespeisten Leistungen je nach fluktuierendem Angebot. Insbesondere in ländlichen Gebieten stehen der hohen Erzeugungsleistung verhältnismäßig geringe Verbraucher gegenüber. Zur Aufrechterhaltung der gewohnten Versorgungsqualität und der Versorgungssicherheit entwickeln sich in diesem Kontext neue Herausforderungen an den Netzbetrieb.“

Kontakt: Hans-Joachim Nehr Korn, E.ON Avacon AG



Vergleich der Belastbarkeiten mit und ohne Freileitungsmonitoring (FLM) am Beispiel des CIGRÉ-Netzes



Statistik zur Nicht-Verfügbarkeit in Deutschland 2009, Quelle: VDE

*FNN-Statistik

**BNetzA-Statistik

Redaktion:
Dipl.-Ing. Christian Röhrig
christian.roehrig@ovgu.de
Telefon: +49 391 6712998
www.uni-magdeburg.de/lena

Netzsicherheitsmanagement – eine Notbremse im Netzbetrieb

Mit Hilfe von Simulationssoftware können die Betriebszustände des elektrischen Netzes nachvollzogen werden. Auf diesem Weg ist es möglich, Technologien, wie das Netzsicherheitsmanagement an einem Netzmodell zu testen und zu optimieren. Damit kann sowohl der Einfluss von Erzeugungsanlagen auf das elektrische Netz als auch die maximal einspeisbare Leistung zu einem gewünschten Zeitpunkt berechnet werden.
Foto: © OVGU Magdeburg/LENA



Die Einspeisecharakteristika erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen (EEA), von denen Wind- und Photovoltaikanlagen den bedeutendsten Anteil in Deutschland liefern können, sind stark veränderlich. Des Weiteren haben diese beiden Erzeugungsarten eine natürlich bedingte, reduzierte Verfügbarkeit. Dem gegenüber stehen die zu versorgenden Netzlasten, die Verbraucher. Bei einer unterstellten 100 % Versorgung Deutschland (100 % -Szenario) müsste im Landkreis Harz, gemessen an der Spitzenleistung vorhandener Netzlasten, etwa die dreifache Leistung an jeweils Wind- und PV-Anlagen installiert werden. Hinzu kämen die Anteile aus Wasserkraft, Biomasse sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die aus der Historie gewachsenen Verteilungs- und Übertragungsnetze wären unter diesen Bedingungen zum Teil mit dem Vielfachen der Netzbelastung, verglichen mit der aktuellen Situation, beaufschlagt. Unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit mit gewohnter Spannungsqualität stellt diese Annahme eine große Herausforderung für die elektrischen Netze dar. In einem zukünftigen, intelligenten Smart Grid – Betrieb, z. B. durch Nutzung des Freileitungsmonitorings, könnten allerdings auch temporär höhere Übertragungskapazitäten ermöglicht werden (siehe auch Infoblatt „Netzsimulationen – ein Blick in die mögliche Zukunft der Netze“).

Was ist ein Netzsicherheitsmanagement (NSM) und wie funktioniert es?

Das NSM, auch Erzeugungsmanagement, Einspeisemanagement oder Engpassmanagement genannt, dient der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit bei Auftreten von Netzengpässen, die bei hoher Einspeisung von regenerativen Energieanlagen und gleichzeitig noch nicht ausgeschöpften Demand Side Management und Speicherpotentialen auftreten können. Wird eine Leitung mit ihrer Auslastung über dem zulässigen thermischen Grenzstrom betrieben, ist dies bei kurzen Stromspitzen zulässig, muss aber bei länger anhaltendem Zustand grundsätzlich vermieden werden. Die Verhinderung von Engpässen erfordert im betrachteten Netzbereich, sofern Lastverschiebung, Speicherung oder Regelernergie Markt zuvor nicht gegriffen haben, die Leistungsbegrenzung bzw. die Abschaltung einer Erzeugungsanlage. Hierfür eignet sich das Kriterium der höchsten Effizienz, das dem Power Transfer Distribution Factor (PTDF) sehr ähnlich ist. Demnach wird immer nur die effizienteste Leistungsbegrenzung angewendet, um z. B. eine Freileitung vor Überlastung zu schützen. Die Reduzierungsstufen begrenzen die Leistung der EEA derzeit auf 60 %, 30 % oder 0 % der installierten Leistung. Diese Stufenregelung ist bei allen neu installierten EEA ab einer installierten Leistung von 100 kW (bei PV-Anlagen bereits ab 30 kW, EEG §6-2) Pflicht und gehört zu den Anschlusskriterien. Zur Fernsteuerung von EEA ist ein Fernwirksystem notwendig, welches die Signale zum Netzbetreiber überträgt und den Zugriff auf die Anlagensteuerung ermöglicht.

Die Implementierung des NSM in das Netzmodell

Das NSM wurde im vorhandenen 110 kV –Hochspannungsnetzmodell umgesetzt, bzw. mit diesem gekoppelt. Auf Basis einer Jahres–Lastflusssimulation mit ¼-stündigen Zeitschritten wurden für jeden der insgesamt 35136 Zeitschritte die erforderlichen Werte für Leiterstrom bzw.

Spannung gespeichert. Mit Hilfe einer Schnittstelle wurden die ermittelten Daten je Zeitschritt dem ausgelagerten NSM-Algorithmus zugeführt und dort mit den für die entsprechenden Betriebsmittel zulässigen Werten verglichen. Die Berechnungen der Lastflüsse erfolgen statisch und jeweils immer nur für einen Zeitpunkt. Es erfolgen je nach Bedarf die Reduktionen der entsprechenden Erzeuger, nach dem Kriterium der höchsten Effizienz. Diese Prozedur ist als Schleife aufgebaut, welche den ständigen Vergleich mit den zulässigen Netzparametern durchführt und bei Einhaltung der Grenzen die ermittelte Begrenzungsstufe an den Netzsimulator zurückgibt. Dieser setzt anschließend mit der Berechnung des nächsten Zeitschrittes fort.

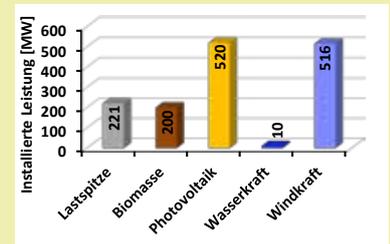
Wo liegen die Grenzen der Belastbarkeit des RegModHarz-Netzes?

Ziel war die Ermittlung der Erzeugeranteile, die sich in dem bestehenden Netz unter Einhaltung der Netzsicherheit realisieren lassen. Anhand der gegebenen Netzkonstellation wurde mit dem jeweiligen Anteil der dezentralen Erzeugung bereits im Leitszenario I (siehe auch Infoblatt „Leitszenarien für Simulationsrechnungen“), auf ein Jahr bezogen, ein Energieanteil von 3,8 % abgeregelt. Dieser Anteil stieg im Leitszenario II auf 9,4 %, während im 100 %-Szenario sogar 42 % der erzeugbaren Energie abgeregelt werden mussten – für den Fall, in dem Lastverschiebung, Speicherung oder Regelenergiemarkt nicht berücksichtigt wurden. Den höchsten Anteil hatte mit 51 % die Windkraft. Die Photovoltaik erzeugt naturbedingt zur verbrauchsintensiven Mittagszeit. Daher wurde diese Erzeugerart um einen geringeren Energieanteil von 28 % abgeregelt. Die Verstromung von Biomasse nahm etwa ein Drittel der abgeregelt Energiemengen ein. Im 100 %-Szenario lagen an insgesamt 329 Tagen Engpässe im betrachteten Netz vor. Ohne mögliche intelligente Smart Grid-Regelungen konnten ausschließlich 58 % der theoretisch erzeugbaren regenerativen Energie in das Netz eingespeist werden. Im Rahmen der Simulationen wurden Leitungen erfasst, die für einen Netzausbau in Frage kämen. Durch eine Erweiterung der vier bestehenden NSM-Regelstufen könnte das NSM optimiert werden. Damit ließe sich die teils erwirkte „Überregelung“ der Erzeugungsanlagen reduzieren und deren Einspeiseeffizienz erhöhen.

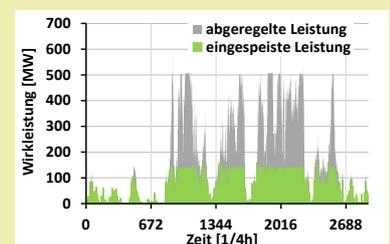
Statement von Martin Schneider, E.ON Avacon AG, Fachbereich „Netzentwicklung Strom“:

„Das Netzsicherheitsmanagement ist eine seit vielen Jahren bewährte Technologie, welche die Integration der Erneuerbaren Energien bei einer optimalen Versorgungssicherheit in unserem Verteilungsnetz ermöglicht. In den vergangenen Jahren verzeichnen wir eine zunehmende Häufigkeit der Eingriffe des NSM. Dabei unterscheidet man zwischen geplanten und ungeplanten Eingriffen. In beiden Fällen müssen die Netzbetreiber diese Aufgabe sehr ernst nehmen, um weiterhin die dem Netzkunden gewohnte Versorgungsqualität zu bieten. Die Umsetzung zukünftig erwarteter Leistungssteigerungsraten regenerativer Erzeugung in Verteilungsnetzen wird auf dem konventionellen Weg voraussichtlich einen weiteren Anstieg der NSM-Einsätze zur Folge haben. Jede Aktivität des NSM zieht auch eine Reduktion des jeweiligen Energieertrages nach sich, was mit einer Minderung der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen gleichzusetzen ist. Eine netzorientierte Erschließung der Vorrangflächen für EE-Anlagen könnte insbesondere bei Windkraftanlagen eine Optimierung deren Netzintegration erwirken und das potentielle Eingreifen des NSM dezimieren.“

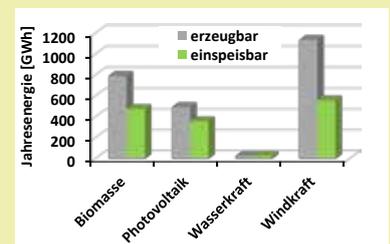
Kontakt:
Martin Schneider, E.ON Avacon AG



Installierte Erzeugungsleistungen und Last im Netzmodell des 100 %-Szenario



Leistungsverlauf für NSM-geregelte Windenergieanlagen im 100 %-Szenario



Realisierbare Erzeugung im 100 %-Szenario



Nutzung der erzeugbaren erneuerbaren Energiemengen im 100 %-Szenario

info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Dipl.-Ing. Christian Röhrig
christian.roehrig@ovgu.de
Telefon: +49 391 6712998
www.ovgu.de/lena

Netzzustände mit GPS-synchronisierter Messtechnologie ermitteln

PMU (Phasor Measurement Units) erfassen sehr genau verschiedene Netzparameter wie Strom, Spannung und Frequenz und können durch ihre GPS-Synchronisation den aktuellen Zustand des elektrischen Netzes schnell feststellen

Foto: © Fraunhofer IFF Magdeburg



Erneuerbare Energieerzeugung ist unabdinglich und wird weiterhin mit wachsendem Anteil in die Stromerzeugung Europas eingehen. Wichtig für die Aufnahme der erzeugten Energiemengen ist die Leistungsfähigkeit der elektrischen Verteil- und Transportnetze. Bis etwa Ende des vergangenen Jahrtausends gab es in elektrischen Netzen nur eine Transportrichtung – die von zentraler Erzeugung zum Verbraucher hin. Mit stetig steigendem Anteil an regenerativer Erzeugung durch Windenergie-, Bio-masse- und Photovoltaikanlagen verschiebt sich die Erzeugung zum großen Teil inmitten der Verteilnetze. Da Energiequellen und -senken somit in einem Gebiet vereint sind, entstehen demnach unterschiedliche Lastflussrichtungen, die sich je nach örtlichen stochastischen Erzeugungs- und Verbrauchsbedingungen ausprägen. Zusätzlich werden die bestehenden Netze aufgrund teils überdurchschnittlich forcierter Installation von leistungsstarken Erzeugungsanlagen belastet. Abhängig von der Struktur der Netze und deren Leistungsfähigkeit treten daher Grenzwertüberschreitungen einzelner elektrischer Parameter vermehrt auf.

Wozu PMU?

Zur fortlaufenden Gewährleistung der Betriebssicherheit der Netze ist deren Beobachtbarkeit eine zukünftige Schlüsseleigenschaft. Hierzu dienen Phasor Measurement Units (PMU), die in der Lage sind, elektrische Messsignale der Netze mit GPS-Zeitstempel zu registrieren und zu speichern. Diese genaue Messmethode erlaubt es, Strom- und Spannungswinkel zu erfassen, die Auskunft über den Belastungszustand sowie gefährliche Situationen im Netz geben kann. So besteht die Möglichkeit, rechtzeitig gefährdete Teile des elektrischen Netzes zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Die Anzahl der PMU in einem zu erfassenden elektrischen Teilnetz richtet sich nach dessen Knotenzahl. Innerhalb des RegModHarz-Projekts werden 10 PMU im 110 kV-Verteilnetz der E.ON Avacon AG installiert, sodass eine teilweise synchronisierte Überwachung des virtuellen Kraftwerks möglich wird. In der Ausstattung jedes PMU-Standorts wurde eine verfügbare GPS-Empfangseinheit berücksichtigt, die einen hochgenauen Zeitstempel des zu verwertenden Messsignals ermöglicht.

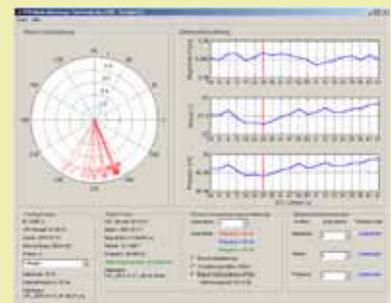
PMU - Installation

Zu einem einzelnen PMU-System gehören die zentrale Erfassungseinheit, GPS-Antenne, Recheneinheit sowie die notwendige Verkabelung. Diese Komponenten finden in einem kompakten Installationsschrank Platz, der im Bereich der Sekundärtechnik eines jeweiligen Umspannwerkes integriert wird. Somit wird unter anderem sichergestellt, dass auch die PMU-Komponenten bei Versorgungsunterbrechung mit Hilfe der Umspannwerk-eigenen unabhängigen Stromversorgung weiterversorgt und die Daten auch während kritischer Zustände kontinuierlich aufgezeichnet werden können.

Die Messdaten können vor Ort mit einer speziell entwickelten Software ausgelesen, analysiert und gespeichert. Eine Übertragung der Messdaten erfolgt über eine verschlüsselte Online-Verbindung zu einer Auswertestelle an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Über eine Online-Applikation kann von jedem Ort weltweit eine autorisierte Abfrage der Daten geschehen. Hierbei kann eine variable Auswahl der sichtbaren Parameter, wie zum Beispiel Spannungsbetrag, Phasenverschiebungswinkel oder übertragene Wirkleistung festgelegt werden. Dabei sind verschiedene Informationsstufen mit differenzierten Details avisiert – der Netzbetreiber kann auf zeitsynchron gemessene Verläufe der elektrischen Größen sowie Alarmzustände und weitere Informationen zurückgreifen, während Betreiber des virtuellen Kraftwerks und LKH-Bewohner den Energieimport und -export an den relevanten Koppelstellen via Internet visualisiert bekommen.



PMU Installation im Umspannwerk des Verteilungsnetzes
Foto: © Fraunhofer IFF Magdeburg



PMU Datenkonzentratoren und Applikation für die Online-Auswertung der synchronisierten Messdaten aus dem virtuellen Kraftwerk
Foto: © OVGU Magdeburg

Statement von Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki, Mitglied der H11: IEEE Standard Committee for Synchrophasors for Power Systems und RegModHarz-Teilprojektleiter beim Fraunhofer-Institut IFF Magdeburg:

„Zukünftig ist zu erwarten, dass sich die Aufgaben der Übertragungs- und Verteilnetze und somit ein großer Teil des elektrischen Versorgungssystems verändern werden. Andererseits werden schon die derzeitigen Netze immer näher an ihrer Stabilitätsgrenze betrieben. Der steigende Bedarf an elektrischer Energie, von verschiedenen Anbietern erzeugt, dient einerseits dazu, die Endverbraucher von einer besseren Wettbewerbsfähigkeit profitieren zu lassen. Andererseits werden bisher nur begrenzte Maßnahmen, wie z. B. Netzausbau, vorgenommen, um künftige Netzengpässe zu vermeiden. Demzufolge werden künftig erhöhte Anforderungen an eine zuverlässige Netzbeobachtung und -steuerung gestellt, welche durch die neuen synchronen Messtechniken erfüllt werden können. Das RegModHarz-Projekt untersucht den zukünftigen Einsatz dieser Techniken zur Unterstützung des Betriebs von virtuellen Kraftwerken und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung von SmartGrids.“

Kontakt:
Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki
Telefon +49 391 4090-373
komarn@iff.fraunhofer.de



Redaktion:
Dipl.-Ing. Christian Röhrig
christian.roehrig@ovgu.de
Telefon: +49 391 6712998
www.uni-magdeburg.de/lena

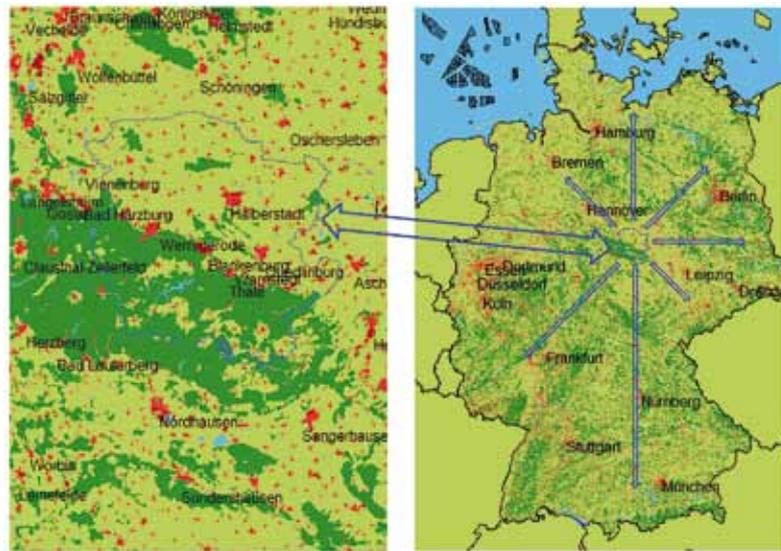
Übertragbarkeit

vom Landkreis Harz auf andere Regionen

Was im Harz funktioniert, ist für Regionen im ganzen Land ebenso möglich: Die Versorgung von Haushalten mit Strom aus Erneuerbaren Energien, der regional erzeugt wird. Um die Erkenntnisse aus der Modellregion Harz deutschlandweit übertragen zu können, müssen charakteristische Merkmale der Regionen berücksichtigt werden.

Ob eine Region heute und in Zukunft über das Jahr betrachtet einen Stromproduktionsüberschuss oder ein -defizit aufweist, hängt häufig davon ab, ob es sich um ein überwiegend ländlich oder städtisch geprägtes Gebiet handelt. Ein Zusammenschluss von Regionen kann neben Preisstabilität und regionaler Wertschöpfung auch eine ausgeglichene Strombilanz bewirken, was lange Transportwege verhindern und damit den viel diskutierten Netzausbau begrenzen kann.

Grafik: Fraunhofer IWES



Die Regenerative Modellregion Harz nimmt mit ihrer Teilnahme an der Initiative E-Energy eine Vorreiterrolle ein. Hier wird gezeigt, wie die Versorgung von Haushalten mit regional erzeugtem Strom aus EE möglich ist. Die Ergebnisse des Projekts sind als exemplarisch für Regionen in ganz Deutschland zu sehen. Was im Harz funktioniert, soll in anderen Teilen des Landes ebenso möglich sein.

Jedoch sind nicht alle Regionen gleich. Sie unterscheiden sich – geographisch, klimatisch und strukturell. Der Landkreis Harz etwa weist aufgrund seiner Lage und Struktur ein beachtliches Potenzial für Windenergie auf. Auch die Solar- und Biomassepotenziale sind hoch, anteilig jedoch deutlich geringer. Hingegen ist in einigen Regionen in der Umgebung letzteres proportional deutlich höher. Ballungsgebiete wie Berlin oder das Ruhrgebiet wiederum haben unabhängig von ihrer geographischen Lage aus Platzgründen weniger Möglichkeiten, Windenergieanlagen aufzustellen. Der hohe Strombedarf in solchen Gebieten wird die Potenziale zur regionalen regenerativen Stromerzeugung deutlich übersteigen.

An diesen Beispielen wird offensichtlich, dass sich die Ergebnisse aus der Modellregion Harz nicht beliebig auf andere Regionen übertragen lassen.

Damit die Erfahrungen und Forschungsergebnisse des Projekts dort Anwendung finden, wo es Sinn macht, ist ein Vergleich der charakteristischen Eigenschaften der Regionen nötig.

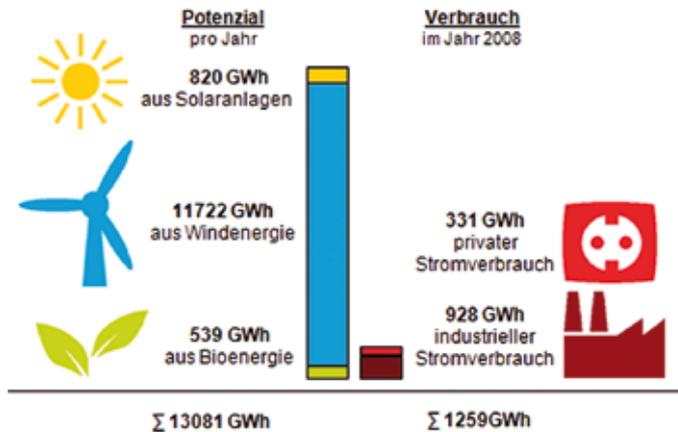
Eine Einteilung in Kategorien anhand dieser Merkmale erleichtert eine Einschätzung, wie Regionen einzuordnen und welche Ergebnisse übertragbar sind. Zudem lässt sich identifizieren, welche Regionen sich gegenseitig ergänzen können. Denn Zusammenschlüsse von Regionen können deutliche Vorteile bringen.

Die nachstehenden Kennwerte charakterisieren Regionen und geben Hinweise auf sinnvolle Kooperationen:

- Stromproduktionsüberschuss/ -defizit und dessen Höhe
- Energiemix
- Potenzialerschließungsgrad

Modellregion Harz

Die Potenziale für Strom aus Solaranlagen, Wind- und Bioenergie liegen im Landkreis Harz bei insgesamt rund 13 TWh pro Jahr, was rund 7 GW installierter Leistung entspricht (siehe auch Infoblatt „Der Landkreis Harz kann erneuerbaren Strom exportieren“):



Würden hier die vorhandenen Potenziale in Zukunft komplett ausgenutzt, könnte die Region ihren jährlichen Strombedarf in der Summe selbst decken und dabei noch einen deutlichen Produktionsüberschuss erzielen. Jedoch würde dann zeitweise ein sehr hoher Anteil des Stroms aus Windenergie bereitgestellt, welche starken Schwankungen unterliegt. Diese können teilweise durch Lastverschiebung und Speicher (Potenzial: 174 und 2850 GWh/a) ausgeglichen werden. Um einen ausgewogenen Energiemix und eine allzeit sichere Versorgung zu erreichen, könnte sich der Landkreis Harz darüber hinaus entweder mit einer Partnerregion mit größerem Biomassepotenzial zusammenschließen oder Strom aus anderen Regionen importieren (siehe auch Infoblatt „100%-Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien“), wobei dann allerdings die entsprechende regionale Wertschöpfung unterbliebe.

Um eine erneuerbare Energieversorgung zu verwirklichen, ist es nun notwendig, den Ausbau in der Modellregion entsprechend kräftig voranzutreiben. Zu Beginn des Projekts RegModHarz im Jahr 2008 wurde das Potenzial bei Weitem nicht ausgenutzt. Mit der Teilnahme an der Initiative E-Energy ist der Landkreis auf dem richtigen Weg.

Statement von Katharina Henke,
Wissenschaftlerin am Fraunhofer IWES in Kassel:

„Die regionale Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien hat viele Vorteile, wie etwa eine Reduktion der Kosten für Stromimporte, die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen und eine erhöhte Attraktivität der Standorte.

Beim regionalen Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte jedoch immer auch das Gesamtsystem Deutschland im Auge behalten werden. Um einen möglichst nachhaltigen und kostengünstigen Weg zu einer erneuerbaren Stromversorgung zu gehen, müssen neben den lokalen Interessen auch die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Regionen und dem gesamten Land berücksichtigt und genutzt werden!“

Kontakt:
katharina.henke@iwes.fraunhofer.de
Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik IWES
www.iwes.fraunhofer.de



Ein ausgewogener Energiemix bei der Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Biomasse ist wichtig, um die Stromversorgung zu jeder Zeit sicherstellen zu können, da Windstärke und Sonneneinstrahlung stark schwanken.

Der Potenzialerschließungsgrad von Erneuerbaren Energien zum Betrachtungszeitpunkt zeigt auf, wie fortschrittlich eine Region beim Ausbau der Kapazitäten der Erneuerbaren Energien ist, welche Ausbaupotenziale für die Zukunft noch vorhanden sind und wie groß der Handlungsbedarf ist. Grafik: Energiekarte des Fraunhofer IWES, Potenziale RegModHarz

info@regmodharz.de
www.regmodharz.de





Fraunhofer Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Fraunhofer IWES | Kassel

Königstor 59

34119 Kassel / Germany

Tel.: 0561 7294-0

Fax: 0561 7294-100

Fraunhofer IWES | Bremerhaven

Am Seedeich 45

27572 Bremerhaven / Germany

Tel.: 0471 902629-0

Fax: 0471 902629-19

info@iwes.fraunhofer.de

www.iwes.fraunhofer.de

