

Überblicksbericht 2010

Forschungsprogramm Netze



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN

Titelbild:**Pilotprojekt «Swiss2G» (Quelle: Protoscar SA)**

Im Rahmen des 2010 gestarteten Pilotprojekts «Swiss2G» (Swiss-to-Grid) werden in Mendrisio verschiedene Haushalte mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Smart Metering sowie stationären und mobilen (Elektrofahrzeuge) Speichern ausgerüstet. Basierend auf lokalen Messungen der Netzfrequenz und -spannung wird ein «Smart Grid»-Konzept (Swiss2G-Algorithmus) zur weitgehend dezentralen, verteilten Steuerung der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten entwickelt und erprobt. Erkenntnisse aus Messkampagnen in Mendrisio und Meiringen fliessen in die laufenden Arbeiten ein.

BFE Forschungsprogramm Netze

Überblicksbericht 2010

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern

Programmleiter BFE (Autor):

Dr. Michael Moser, Bundesamt für Energie (michael.moser@bfe.admin.ch)

Bereichsleiter BFE:

Dr. Michael Moser (michael.moser@bfe.admin.ch)

www.bfe.admin.ch/forschungnetze

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Einleitung

Elektrizität ist das Rückgrat von Wirtschaft und Gesellschaft. Steigende Nachfrage, die Rohstoffverknappung und der Klimawandel stellen das Energiesystem vor grosse Herausforderungen. Sie verlangen neue Weichenstellungen. Beschleunigt müssen neue Lösungen gefunden werden, die den Anforderungen des Wandels an liberalisierte Märkte und dezentrale Erzeugungsstrukturen sowie an volatile erneuerbare Energien und der Elektromobilität Rechnung tragen und ausserdem ein Höchstmass an Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sicherstellen.

Viele der diesbezüglichen Initiativen und Aktivitäten werden unter dem Begriff «Smart Grids» zusammengefasst. «Smart» steht in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen, sowie für die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung. Den Informations- und Kommunikationstechnologien kommt durch das Bedürfnis eines bi-direktionalen Informationsaustauschs zwischen Erzeuger und Verbraucher eine Schlüsselrolle.

Es ist Aufgabe des Bundes, die Voraussetzungen für eine sichere Energieversorgung zu schaffen, und sich für eine effiziente Energienutzung, die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien sowie die Senkung der CO₂-Emissionen einzusetzen. Da «Smart Grids» ein zentrales Instrument zur Erreichung dieser Ziele darstellen, müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen und die dafür notwendigen Aktivitäten koordinierend und unterstützend vorangetrieben werden. Im Rahmen seines 2010 erarbeiteten Positionspapiers zu «Smart Grids» [1] identifiziert das Bundesamt für Energie für die nächsten Jahre vier Aktionsfelder.

(1) Ein «Impact Assessment» für die Schweiz soll zeigen, ob und unter welchen Bedingungen der volkswirtschaftliche Nutzen bei einer Einführung von «Smart Metering» gegeben ist. Es wird insbesondere aufzeigen,

welcher Durchdringungsgrad bei welchen Kundengruppen notwendig ist, und welche minimale Funktionalität vorhanden sein muss, damit «Smart Metering» auch als nutzbringender Bestandteil resp. nutzbringende Erweiterung eines künftigen «Smart Grids» dienen kann. Nach dessen Vorliegen sowie aufgrund des Ausgangs der laufenden Energieverhandlungen mit der EU kann anschliessend der zusätzliche Bedarf an gesetzlichen Vorgaben abgeleitet werden.

(2) Im Anschluss soll im Rahmen einer «Smart Grids Roadmap» analysiert werden, zu welchem Zweck und wie «Smart Grids» in der Schweiz funktionell ausgestaltet werden müssen, um nachhaltig betrieben werden zu können. Im Rahmen eines abgestimmten Zeitplans sollen die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen erarbeitet werden, um einerseits die Investitionssicherheit der Unternehmen langfristig sicherzustellen und damit Anreize für Investitionen zu schaffen, und andererseits der Gesellschaft auch künftig eine sichere, effiziente und kosteneffektive Elektrizitätsversorgung garantieren zu können.

(3) Nebst den für die Schweiz meist spezifischen, wirtschaftlichen und sozio-ökonomischen Aspekten bleibt eine Vielzahl offener Fragestellungen im technischen, rechtlichen oder auch interdisziplinären Bereich weiterhin unbeantwortet. Das BFE-Forschungsprogramm Netze soll gestärkt werden, um so künftig einen wesentlichen Beitrag zu diesen Fragestellungen leisten zu können. Im Bereich der Pilot- und Demonstrationsprojekte wird die bisherige Schwerpunktsetzung beim BFE beibehalten und gegebenenfalls in Richtung «Smart Cities» ausgebaut.

Im Rahmen der Weiterführung des Programms EnergieSchweiz 2011 – 2020 [3] und den wettbewerblichen Ausschreibungen [4] werden vermehrt nationale bzw. regionale Umsetzungsprojekte gefördert, wobei der Schwerpunkt vor allem auf der Steigerung der Energieeffizienz von und durch «Smart Grids» liegen wird.

IEA-Klassifikation: 6.2 Electricity transmission and distribution

Schweizer Klassifikation: 1.5 Netze und Systeme

Programmschwerpunkte

Dem schweizerischen Elektrizitätsnetz kommt sowohl hinsichtlich seiner zentralen Lage in Mitteleuropa als auch der Vermaschung mit den Nachbarstaaten die Funktion einer Stromdrehscheibe zu. Ändernde gesetzliche Bestimmungen innerhalb der Schweiz aber auch der von der EU getriebene europäische Energiebinnenmarkt beeinflussen die Rahmenbedingungen für die Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung nachhaltig und stellen weit reichende Ansprüche insbesondere im Netzbereich. Komplementär zum Wandel des legislativen Umfelds tragen auch technologische Entwicklungen sowie die drohende Verknappung einzelner Energieträger zu verschiedenen Entwicklungen im Netzinfrastukturbereich bei:

- Fortschreitende Durchdringung dezentraler und/oder stochastischer Einspeisungen in Netze;
- Zunahme der Energieflüsse in den Übertragungsnetzen infolge grenzüberschreitenden Stromhandels und daraus resultierende verstärkte Engpasshäufigkeit;
- Zunehmende Alterung der bestehenden Infrastruktur;
- Wechselseitige Abhängigkeit von Netzbetrieb und Ausgestaltung liberalisierter Märkte;
- Übertragung, Verteilung und Konversion verschiedener Energieträger in Multienergieträgernetzen;
- Vermehrter Einsatz verschiedener dezentraler Energiespeicher;
- Erhöhte Sensibilisierung verschiedener Interessensvertreter für interdisziplinäre Aspekte.

Im Zusammenhang mit diesen Entwicklungen werden nicht nur die Auswirkungen des sich verändernden technologischen, ökonomischen und legislativen Umfelds auf Netzbetrieb und Versorgungszuverlässigkeit untersucht, sondern es wird auch die Konzeption von neuartigen Netzinfrastrukturen, sog. «Smart Grids», unter Einbezug vermehrter dezentraler Erzeugung und Energiespeicher unterstützt. Einen weiteren Schwerpunkt bildet die Erarbeitung von Konzepten

zu effizientem Design und Management der Energiedrehscheibe Schweiz. Dabei werden Fragen zu Netzregulierung, Engpassmanagement, langfristigen Netzausbau und der Abhängigkeit von Strom-, Gas- und Wärmenetzen bearbeitet. Die Forschung ist generell an den Kriterien Versorgungszuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit ausgerichtet, wobei auch sozio-ökonomische Fragestellungen wie Preisgerechtigkeit berücksichtigt werden. Das Forschungsprogramm ist international gut vernetzt (IEA [5], EU [6,7] etc.).

Rückblick und Bewertung 2010

Die Projekte und Aktivitäten im Forschungsprogramm Netze haben auch im Jahr 2010 dazu beigetragen, verschiedene Konzepte für Energiesysteme der Zukunft weiter voranzutreiben und entsprechende Kompetenzen in der Schweiz zu fördern.

Im Bereich «Elektrizitätsnetze» bestand die Zielsetzung darin, verschiedene Konzepte für die erfolgreiche Systemintegration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien zu erarbeiten, zu evaluieren und in der Praxis anzuwenden. Es wurden wichtige Beiträge zur nachhaltigen Investition in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten sowie zur Sicherheit des Übertragungsnetzes geleistet.

Im Bereich «Multienergieträgernetze» konnte die Anwendbarkeit neuer Konzepte und Umsetzungsstrategien im Rahmen von Fallstudien getestet werden.

Die internationalen Aktivitäten haben diese Schwerpunkte ergänzt und die Koordination der Forschungsaktivitäten unterstützt. Im Rahmen einer ersten internationalen Ausschreibung des «SmartGrids ERA-Net» [7] wurden denn auch drei länderübergreifende Projekte mit Schweizer Beteiligung bewilligt.

Ausblick 2011

Die Aktivitäten in den verschiedenen technischen Bereichen sowie im internationalen Bereich werden 2011 weiter fortgesetzt.

Aufgrund der im BFE-Positionspapier zu «Smart Grids» [1] identifizierten Wissenslücken wird 2011 ein grösseres Projekt zur volkswirtschaftlichen Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» gestartet.

Weiterhin besteht dringender Bedarf an grösseren Demonstrationsprojekten, in denen verschiedenste Aspekte untersucht und entsprechende Lösungsansätze entwickelt werden können. Aufgrund der beschränkten Möglichkeiten des Forschungsprogramms können weiterhin nur Teilaspekte im Rahmen kleinerer Projekte betrachtet werden. Es ist deshalb umso wichtiger, die bestehenden internationalen Beziehungen, z. B. zum EU SET-Plan [6] oder innerhalb der Kooperation D-A-CH Smart Grids [7] weiter auszubauen und Synergien zu nutzen. Zu diesem Zweck wird 2011 ausserdem eine weitere Ausschreibung des «SmartGrids ERA-Net» [8] mit Schweizer Beteiligung folgen.

Die 2010 gegründete «Forschungsstelle Energienetze» an der ETH Zürich wird in der ersten Hälfte 2011 ihren operativen Betrieb aufnehmen und einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der interdisziplinären Forschungsressourcen und -kompetenzen in der Schweiz leisten.

Highlights 2010

Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien

Im Rahmen eines Projekts [9] wurde das Potenzial von verbesserten Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien (NEE) unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Schweizer Energiemarktes bestimmt. Ausserdem wurden Nutzen und Optimierungsmöglichkeiten aufgezeigt und Empfehlungen für weitere Handlungsfelder abgegeben.

Einspeiseprognosen für NEE haben in der Schweiz bisher nur geringe Bedeutung, da aufgrund fehlender Marktmechanismen keiner der Akteure monetären Nutzen aus verbesserten Prognosen zieht. Eine Analyse der Nutzenaspekte (Figur 1) zeigt, dass Verbraucher und volkswirtschaftliche Zielsetzungen Intentionen die wesentlichen Profiteure einer verbesserten Prognose sind (Figur 2).

Der aktuelle Stand von Einspeiseprognosen für Windenergieanlagen, Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke ist, dass für alle Bereiche Vorhersagesysteme zur Verfügung stehen. Diese sind im Bereich Windenergie sehr ausgereift, während im Bereich Solar- und Kleinwasserkraft noch Potenzial zur Verbesserung besteht. Es wurden idealisierte Studien zum Portfolioeffekt

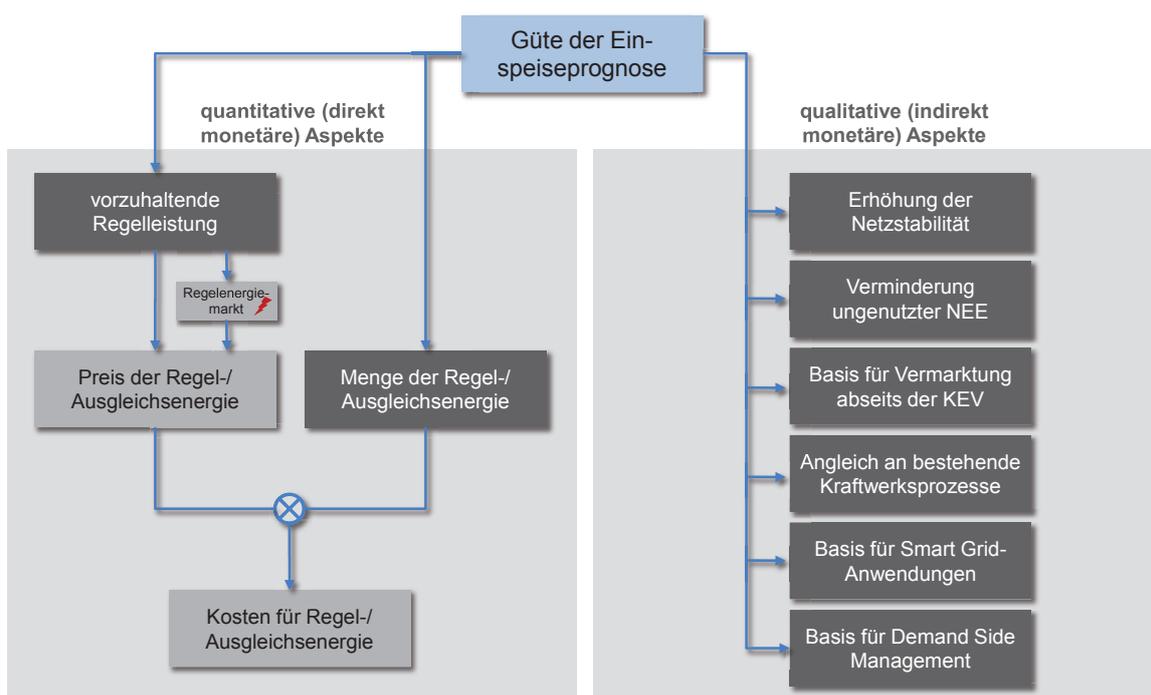
durchgeführt. Diese zeigen, dass durch eine Bündelung verschiedener, räumlich verteilter NEE die Variabilität der Energieproduktion reduziert und die Prognosequalität deutlich erhöht wird. Darüber hinaus führt ein verkürzter Vorhersagehorizont (z. B. 2 bis 3 Stunden statt 24 bis 48 Stunden im Voraus) zu einer deutlichen Verbesserung der Vorhersagequalität.

Im Rahmen der Untersuchung wurde ein Business-Case entwickelt, um den Nutzen verbesserter Einspeiseprognosen zu quantifizieren. Es zeigte sich jedoch, dass die Datengrundlage für eine belastbare Aussage ein Jahr nach Start der ersten Marktöffnungsphase und der Einführung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) noch nicht gegeben ist. Dennoch lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt qualitative Aussagen ableiten. Die Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie liegen in der Schweiz heute im Bereich zweistelliger Millionenbeträge. Das Potenzial zur Verbesserung der Prognosegüte liegt besonders in der Nutzung von Portfolioeffekten, verkürzten Vorhersagehorizonten und verbesserten Vorhersagemodellen. Bei Nutzung dieser Potenziale können ein- bis zweistellige Millionenbeträge eingespart werden. Das grösste Einsparpotenzial liegt heute im Bereich der Kleinwas-

serkraft. Die NEE werden zur Zeit mit verteilter Verantwortung und uneinheitlich abgewickelt. Auch werden im heutigen Bilanzmodell Einspeiser ohne Lastgangmessung nicht berücksichtigt. Eine Harmonisierung dieser Abläufe birgt weiteres Einsparpotenzial.

Die Zunahme dezentraler Einspeiser hat zur Folge, dass die angeführten Schlussfolgerungen in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden. Die Ergebnisse der Untersuchung führen zu folgenden Handlungsempfehlungen:

- Ergänzung des Schweizerischen Bilanzierungsmodells um nicht-lastganggemessene Einspeiser;
- Verantwortungs-Zentralisierung und Prozess-Standardisierung der Abwicklung NEE in der Bilanzgruppe erneuerbare Energien;
- Untersuchung der Verbesserungsmöglichkeiten der Prognosegüte im Bereich Kleinwasserkraftwerke;
- Analyse energiewirtschaftlicher Marktmodelle unter Berücksichtigung der Subventionierung NEE.



Figur 1: Nutzenaspekte der Einspeiseprognose.



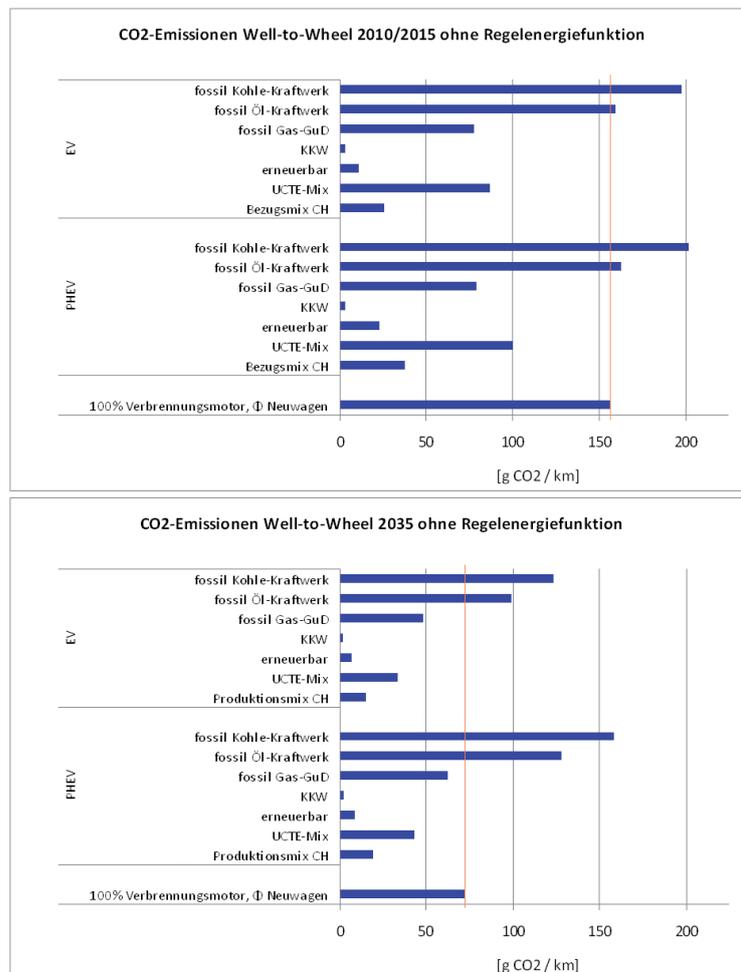
Figur 2: Ergebnis- und Nutzencluster der Nutzenanalyse.

Auswirkungen der Markteinführung von Elektrofahrzeugen und Plug-in-Hybrids auf die Energieträger und das Elektrizitätsnetz

Heutige Hybridfahrzeuge weisen wie Elektrofahrzeuge (EV) gegenüber konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor niedrigere Energieverbrauchswerte auf und haben deshalb im Rahmen der aktuellen Energie- und Klimadiskussionen eine grosse Bedeutung erlangt. Während beispielsweise die CO₂-Emissionen der Haushalte oder der Wirtschaft einen neutralen oder leicht sinkenden Trend aufweisen, steigen die Treibstoffemissionen des Strassenverkehrs immer noch an [10,11]. Dies erfordert neue Ansätze im Mobilitätsbereich.

Da für das Nachladen der Batterien häufig eine gewisse zeitliche Flexibilität besteht und die Batterien während des Parkierens zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden können, sind weitere Vorteile durch sogenannte Plug-in-Hybrid Vehicles (PHEV) und EV bei einer weiter verstärkten Nutzung von Solar- und Windenergie möglich. So zeigt z. B. die Vorstudie «Integration von Plug-in-Hybrid Cars zur Förderung intelligenter Verteilnetzstrukturen» [12] erhebliche Potenziale von Fahrzeugbatterien für die Deckung des zukünftigen Regelenergiebedarfs.

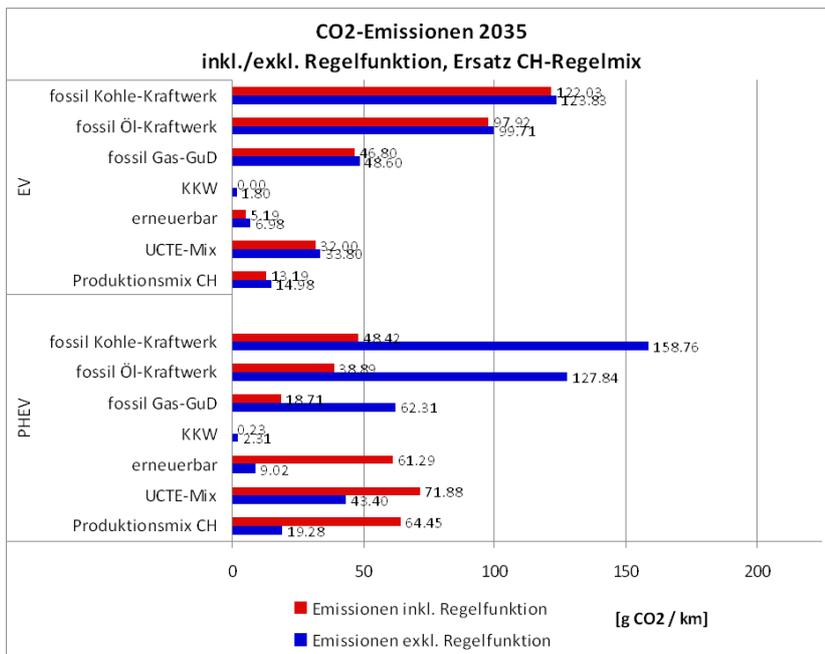
Während die Vorteile von PHEV und EV für die Energieversorgung potenzielle Vorteile aufweisen, gibt es bei den



Figur 3: CO₂-Emissionen Well-to-Wheel je nach Stromherkunft im Jahr 2010, 2015 bzw. 2035.

möglichen ökologischen Auswirkungen zahlreiche Varianten. Je nach Herkunftsart der eingesetzten Elektrizität können PHEV und EV verglichen mit

konventionellen Fahrzeugen (100 % Verbrennungsmotor) in Bezug auf den Energiebedarf und die CO₂-Emissionen (Figur 3) Vorteile oder Nachteile auf-



Figur 4: Auswirkungen der Regelfunktion auf die CO₂-Emissionen pro Fahrzeug 2035, wenn die Fahrplanenergie von der angegebenen Technologie bezogen und Regelfunktion im Schweizerischen Kraftwerkspark ersetzt wird.

weisen. Dabei ist zu beachten, dass die PHEV und EV mit reinen Verbrennungsmotoren verglichen werden, welche die CO₂-Zielwerte der EU erreichen.

Stammt die eingesetzte Elektrizität aus erneuerbaren Energien, so ergeben sich – unter Betrachtung der gesamten Vorkette (Well-to-Wheel) – sehr grosse Vorteile. Mit Strom aus Kernkraftwerken können zwar die CO₂-Emissionen stark reduziert werden, aber es ergeben sich durch den geringen Wirkungsgrad deutliche Nachteile bezüglich Primärenergie. Während sich bei der fossilen Stromerzeugung für Gaskombikraftwerke nur geringe Unterschiede gegenüber konventionellen Fahrzeugen ergeben, sieht die Bilanz für Kohle- oder Ölkraftwerke global gesehen negativ aus.

Ob ein verstärkter Einsatz von PHEV und EV aus energie- und klimapolitischer Sicht forciert werden soll und entsprechend förderungswürdig ist, bedingt die Betrachtung der gesamten, globalen Energiekette und hängt somit entscheidend von der Herkunft des Stromes bzw. der Produktionsart ab. Es gilt, für die eingesetzte Elektrizität die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen und entsprechend die Deklaration des Energieverbrauchs festzulegen (Tank-to-Wheel vs. Well-to-Wheel).

Während durch die Einführung von

PHEV und EV der Elektrizitätsbedarf steigt, sinkt der Benzinbedarf. Bei einem Ersatz von einem Viertel der Flotte durch PHEV und EV werden bis zu 3 % des heutigen Strombedarfs zusätzlich benötigt, der Benzinbedarf reduziert sich damit gleichzeitig um ca. 25 %. Im Vergleich dazu werden die Einsparpotenziale durch parallele Entwicklungen wie die Markteinführung von «Smart Grids» und begleitende Dienstleistungen zur Nachfragesteuerung auf 5 % geschätzt [13]. Ein stark funktionell ausgeprägtes «Smart Grid» kann den Strom-Mehrbedarf durch eine verstärkte Elektromobilität also bis zu einem recht bedeutenden Masse durch parallele Effizienzsteigerungsmassnahmen kompensieren.

Das Potenzial der Erbringung von Regeldienstleistungen erreicht zwischen 2020 und 2035 die Grösse der heutigen Regelleistungsreserven. Durch die Ausschreibungsbedingungen oder das Pooling mit anderen Erzeugungstechnologien ist ein Einsatz bereits vor 2020 in relevantem Mass denkbar. Als Einstieg scheint Tertiärregelung geeignet, da sie am seltensten tatsächlich abgerufen und damit die Batterie nur selten beansprucht wird. Ausserdem ist ein Einsatz innerhalb von Bilanzgruppen näher zu betrachten, womit kostspielige Fahrplanabweichungen vermieden werden können.

Die ökologischen Auswirkungen der Regeldienstleistungen sind unter verschiedenen Gesichtspunkten zu diskutieren:

- Der Einsatz von EV als Regelkraftwerke bringt Einsparungen sowohl bei der Energie als auch bei den CO₂-Emissionen (Well-to-Wheel, Figur 4) unabhängig davon, woher die Fahrplanenergie bezogen wird.
- Mit den Annahmen bezüglich Batteriekapazitäten, Ausschreibungsbedingungen und Fahrverhalten muss bei PHEV beim Angebot von Regeldienstleistungen in Kauf genommen werden, dass häufiger im Benzin- und Hybridmodus und weniger rein elektrisch gefahren wird. Dies bedeutet, dass zwischen dem Nutzen der Regeldienstleistungen und dem Nutzen der Benzineinsparung bei PHEV abzuwägen ist. Einsparungen bei Energie und CO₂-Emissionen (Well-to-Wheel) werden erreicht, solange fossile oder nukleare Elektrizität eingesetzt wird.
- Die ökologischen Verbesserungen durch den Einsatz von Fahrzeugbatterien sind in Bezug auf den Schweizer Regelmix nur minim, für den Ersatz des UCTE-Regelmixes hingegen kann ein Vielfaches des durch den Strombezug benötigten Primärenergiebedarfs, resp. der verursachten CO₂-Emissionen, eingespart werden. Setzt man EV gezielt zum Ersatz von Regeldienstleistungen aus fossilen Quellen ein, wird ein Vielfaches der benötigten Primärenergie, resp. der CO₂-Emissionen eingespart. Bei den PHEV wird ebenfalls eine Einsparung erzielt, wenn PHEV fossile Regelkraftwerke entlasten, die Einsparungen liegen in der Grössenordnung der verbrauchten Energie, resp. der produzierten CO₂-Emissionen.

Durch die Bereitstellung von Regeldienstleistungen sowie durch die in vielen Situationen bestehende zeitliche Flexibilität beim Laden der Batterien (z. B. nachts) können PHEV und EV in Zukunft – unter Berücksichtigung der Weiterentwicklung v.a. der Batterien – ein wesentliches Element bilden, um hohe Anteile an stochastisch anfallender Wind- und Solarenergie ins Elektrizitätssystem zu integrieren.

Nationale Zusammenarbeit

Im Zusammenhang mit dem Elektrizitätsmarktliberalisierung und der wachsenden Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichersystemen stellen sich künftig viele Fragen nicht nur rein technischer sondern auch ökologischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Natur. Das Bundesamt für Energie und die ETH Zürich haben sich deshalb über die Schaffung der «Forschungsstelle Energienetze» (FEN) verständigt, welche für die Branche und die breite Bevölkerung unabhängige Kommentare und Antworten zu den wichtigsten interdisziplinären Fragestellungen im Bereich der elektrischen Netze erarbeiten wird. Ein inhaltliches und organisatorisches Konzept wurde unter Einbezug der interessierten Stakeholder 2010 weiter entwickelt, so dass im März 2010 der Förderverein «Schweizerische Gesellschaft für Netzinfrastrukturforschung» (SGN) gegründet werden konnte. Die Mitglieder setzen sich aus Bund, Energiewirtschaft und Industrie zusammen, wobei eine wesentliche Erweiterung angestrebt wird. Nach einer notwendigen Vorbereitungsphase kann die operative Arbeit der Forschungsstelle 2011 aufgenommen werden.

In der Berichtsperiode wurden zwei weitere Workshops der «Interessensgemeinschaft Vehicle-to-Grid» (IG V2G) durchgeführt [14], jeweils unter aktiver Mitwirkung zahlreicher Vertreter von Energieversorgern, Behörden, NGOs, Investoren, Dienstleistern und Forschungsinstitutionen. Schwerpunktmässig behandelt wurden Fragen zu Finanzierung und Investitionen, die Energieforschungsstrategie des Bundes, der Zusammenhang zwischen erneuerbaren Energien und Elektromobilität sowie der Informationsaustausch mit Pilot- und Demonstrationsprojekten.

Im Rahmen verschiedener Veranstaltungen und zahlreicher direkter Kontakte und Besuche wurde das Forschungsprogramm Netze vorgestellt und versucht, die verschiedenen Forschungsinstitutionen weiter zu vernetzen, z. B. im Rahmen des laufenden Pilotprojekts «Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze» (VEiN) [15] oder des vom BFE und Swisselectric Research [16] unterstützten Projekts «Swiss2G» [17].

Internationale Zusammenarbeit

Die Schweizer Aktivitäten im Rahmen des IEA Implementing Agreement on Electricity Networks, Analysis, Research and Development (Enard) [18] wurden weitergeführt. In zwei Workshops des Annex I «Information Collation and Dissemination» wurde auf die Themen «Electricity Grids – a key enabler in the delivery of a sustainable energy policy» sowie «Markets and Regulation – Financing the Smart Grid» vertieft eingegangen. Verschiedene Schweizer Vertreter seitens der EVU, der Industrie sowie der Verwaltung haben daran teilgenommen. Um einen Überblick über die aktuellen technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zu erhalten, wurde im Annex II «Distributed Generation – System Integration in Distribution Networks» eine entsprechende europaweite Analyse durchgeführt und es wurden verschiedene Handlungsoptionen abgeleitet [19]. Die Präsentation der Ergebnisse erfolgt 2011 im Rahmen von öffentlichen Workshops. Zur Erarbeitung einer langfristigen Vision für die Entwicklung der Übertragungsnetze hat Annex IV «Transmission Systems» [20] seine Arbeit mit Fokus auf Netzausbau und -erneuerung, Integration erneuerbarer Energien und Ausfallsicherheit fortgeführt, die ebenfalls 2011 abgeschlossen wird.

Für die Leitung des SET-Plans [6] wurde unterdessen eine Steuerungsgruppe etabliert, worin die EU-Mitgliedstaaten sowie die assoziierten Länder und die Europäische Investitionsbank (EIB) vertreten sind. Die Schweiz wird durch das BFE mit beratender Stimme vertreten. Das Hauptinstrument des SET-Plans sind die acht so genannten «European Industrial Initiatives» (EII), von der Indus-

trie getriebene Massnahmenpläne. Die Initiativen sind durch die Kommission angeregt und von den entsprechenden Industrien ausgearbeitet worden. Im Bereich der Netze sind dies die «European Electricity Grid Initiative» (EEGI) [21], die auch die nötigen Schnittstellen zu den anderen relevanten technologischen EII (z. B. Wind, PV, CSP) sicherstellt, sowie die «Smart Cities Initiative» (SCI) [2], die sich auf die breite Umsetzung erneuerbarer Energien sowie die Förderung der Energieeffizienz in Städten konzentriert. Für jede Industrieinitiative wurde ein so genanntes «EII-Team» eingerichtet, in welches die interessierten EU-Mitgliedstaaten, die assoziierten Länder, die betroffene Industrie, die Geldgeber und die Forschungsgemeinde Einsitz nehmen können. Das Forschungsprogramm Netze ist ebenfalls aktiv beteiligt. Die ebenfalls darin vertretene «Europäische Technologie Plattform (ETP) SmartGrids» wurde bereits 2009 umstrukturiert. In der Berichtsperiode wurde nun auch die «Mirror Group» aufgelöst, womit die direkte Einbindung des Forschungsprogramms Netze entfällt.

Im Rahmen des «SmartGrids ERA-Net» [7] wurde 2010 ein erster Workshop zum Thema «National Pictures and European Dynamics of Smart Grids» erfolgreich durchgeführt. Zusammen mit den Erfahrungen aus der ersten länderübergreifenden Ausschreibung für Projekte, die im Frühling 2010 stattgefunden hatte und bei der auch drei Projekte mit Schweizer Beteiligung bewilligt worden sind, konnte bis Ende 2010 eine weitere Ausschreibung ausgearbeitet werden, die im Frühjahr 2011 veröffentlicht werden wird. Dabei wird sich das ERA-Net künftig auch auf den SET-Plan stützen und ihn durch geeignete

weitere Aktivitäten aktiv mitunterstützen; verschiedenste Grundlagen wurden in den vergangenen drei Jahren bearbeitet.

Die 2009 geschlossene «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [8] wurde in der Berichtsperiode entscheidend weiter entwickelt. Insbesondere konnten drei länderübergreifende «Task Forces» zu den wichtigen Querschnittsthemen Normierung und Standardisierung, Ge-

schäftsmodelle sowie Daten aufgebaut werden, die nun 2011 ihre Konzepte erstellen und die operative Arbeit aufnehmen werden. Die Federführung der «Task Force Daten» obliegt Schweizer Branchenvertretern. Die Teilnahme in den Task Forces steht allen Interessierten offen. Ausserdem hat ein erster gemeinsamer Workshop im Rahmen der «Smart Grids Week 2010 Salzburg» [22] stattgefunden, an dem auch zahlreiche Schweizer Teilnehmer vertreten waren.

Schweizer Beteiligung im IEA IA on Electricity Network Analysis, Research and Development (Enard)

www.iea-enard.org/

Annex / Task

Information Collation & Dissemination
Distributed Generation System Integration
Transmission Systems

Schweizer Delegierter

SFOE / Bacher Energie AG
Bacher Energie AG
Swissgrid AG

Referenzen

[1] Bundesamt für Energie BFE: Positionspapier zu «Smart Grids» (2010).

[2] Smart Cities Initiative: www.smartcities.at/set-plan

[3] Bundesamt für Energie BFE: EnergieSchweiz 2011-2020, Detailkonzept, Entwurf (2010).

[4] Wettbewerbliche Ausschreibungen: www.prokilowatt.ch

[5] International Energy Agency (IEA): www.iea.org/

[6] EU SET-Plan: ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm

[7] SmartGrids ERA-Net: www.eranet-smartgrids.eu

[8] Kooperation DACH Smart Grids: www.smartgrids-dach.eu

[9] METEOTEST, enersis suisse: Einspeiseprognosen für neue erneuerbare Energien, Schlussbericht (2010).

[10] ENCO AG: Auswirkungen der Markteinführung von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybrids auf die Energieträger und das Elektrizitätsnetz, Schlussbericht (2010).

[11] Bundesamt für Umwelt BAFU: Zustandsbericht Klima (2010).

[12] ENCO AG: Integration von Plug-In-Hybrid Cars zur Förderung intelligenter Verteilnetzstrukturen (2008).

[13] Econcept AG: Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz (2009).

[14] ENCO AG: IG Vehicle To Grid, Jahresbericht (2010).

[15] Konsortium VEiN: VEiN – Verteile Einspeisung in Niederspannungsnetze, Jahresbericht (2010).

[16] Swiss Electric Research: www.swisselectric-research.ch/

[17] SUPSI, Bacher Energie AG: Swiss2G – Pilot- and Demonstration Project, Jahresbericht (2010).

[18] IEA IA Enard: www.iea-enard.org/

[19] Bacher Energie AG: IEA Implementing Agreement ENARD – Annex II: Distributed Generation – System Integration in Distribution Networks, Jahresbericht (2010).

[20] Swissgrid AG: IEA Implementing Agreement ENARD – Annex IV: Transmission Systems, Jahresbericht (2010).

[21] European Electricity Grid Initiative (EEGI): www.smartgrids.eu/?q=node/170

[22] Smart Grids Week 2010 Salzburg: www.energiesysteme-derzukunft.at/results.html/id5911

Laufende und im Berichtsjahr abgeschlossene Projekte

(* IEA-Klassifikation)

- ALPENERGY – VIRTUAL POWER SYSTEMS AS AN INSTRUMENT TO PROMOTE TRANSNATIONAL COOPERATION AND SUSTAINABLE ENERGY SUPPLY IN THE ALPINE SPACE** R+D, Int 6.2*

Lead: Università della Svizzera Italiana	Funding: BFE, ARE, Kt. TI
Contact: Umberto Bondi bondi@alari.ch	Period: 2008–2011

Abstract: AlpEnergy addresses the need of balancing increased production of renewable energy sources. A concept introduced by the project, Virtual Power System (VPS), offers a solution by using ICT for an intelligent energy management. It focuses on both technical and economical aspects to introduce an efficient operational model that aims at a standardization of both technologies and procedures. It intends to provide new business opportunities to enterprises.
- ANALYSE DES FORSCHUNGSUMFELDS «SMART GRIDS» IN DER SCHWEIZ UND IN EUROPA** R+D, Int 6.2

Lead: Bacher Energie AG	Funding: BFE
Contact: Rainer Bacher rainer.bacher@bacherenergie.ch	Period: 2009–2012

Abstract: In this project a Smart Grids information base is built in cooperation with European SmartGrids re-search institutions from universities and other research organizations to facilitate the European Smart Grids research, deployment and demonstration and its coordination. On the way from our actual electricity grid to the Smart Grids challenging regulatory, economic, social and technical challenges must be solved and scientific system questions answered.
- BI-DIRECTIONAL CHARGER FOR SWISS2G** R+D 6.2

Lead: Drivetek AG	Funding: BFE, SER, Privat
Contact: Peter Baumann peter.baumann@drivetek.ch	Period: 2009–2011

Abstract: The future integration of more renewable energy sources to the public AC grid will be a big challenge. With so called vehicle to grid (V2G) concepts energy from the traction batteries of electric cars can be used for grid regulation. The Swiss2G project studies a new approach to control this regulation concept locally in every electric car based on measured AC grid parameters. To realize the Swiss2G project a bidirectional charger is needed, a prototype is being developed in this project.
- IEA IA ENARD ANNEX II: DG SYSTEM INTEGRATION IN DISTRIBUTION NETWORKS** R+D, Int 6.2

Lead: Bacher Energie AG	Funding: BFE
Contact: Rainer Bacher rainer.bacher@bacherenergie.ch	Period: 2008–2011

Abstract: IEA ENARD Annex II addresses key policy making questions around distributed generation systems integration into low and medium voltage. First, a detailed actual distribution network analysis regarding technical, economical and regulatory aspects has been made. Secondly, barriers on the way from the actual distribution grid to the Smart Grids have been identified. Finally recommendations were worked out during the project how to overcome these barriers.
- IEA IA ENARD ANNEX IV: TRANSMISSION SYSTEMS** R+D, Int 6.2

Lead: Swissgrid AG	Funding: BFE, Privat
Contact: Christof Duthaler christof.duthaler@swissgrid.ch	Period: 2009–2011

Abstract: The aim of the IEA ENARD Annex IV is to establish a long term vision for developments in transmission systems beyond 2020. The scope of the work includes addressing the main barriers towards a necessary development of transmission capacity and to identify the most promising solutions and challenges in terms of expansion planning and market analysis, secure operation of the transmission networks and the need for new transmission technology.
- IMPROSUME – THE IMPACT OF PROSUMERS IN A SMART GRID BASED ENERGY MARKET** R+D, Int 6.2

Lead: Universität St. Gallen; Bacher Energie AG	Funding: BFE
Contact: Moritz Looock; Rainer Bacher moritz.loock@unisg.ch	Period: 2010–2012

Abstract: "Prosumer" is an emerging concept in the power market that applies to consumers of energy that can also be producers. In a Smart Grid a prosumer can be a new and active participant in balancing the electricity system. An important requirement is acceptance and active adoption of the new possibility by the prosumer. This project focuses on prosumers and their role and influence on the future energy market, and the role's impact on established structures will be highlighted.
- INTERAKTION VON KOMMUNIKATIONS- UND STROMNETZ DER SCHWEIZ BEI GROSSFLÄCHIGEN SCHADENSEREIGNISSEN** R+D 6.2

Lead: ETH Zürich	Funding: BFE, SER
Contact: Wolfgang Kröger kroeger@mavt.ethz.ch	Period: 2008–2010

Abstract: The aim of the project is to combine models of the Swiss electricity transmission grid and Swiss ICT networks with models of large scale natural hazards such as, e.g., earthquakes and thunderstorms. Considering interactions between these infrastructure networks the probabilities of single components as well as of the system to fail are being estimated.

- **PRODUKTIONSPROGNOSEN FÜR NEUE ERNEUERBARE ENERGIEN: BASISDATEN, GRUNDLAGEN UND MARKTRECHERCH** R+D 6.2
- | | |
|---|-------------------|
| Lead: METEOTEST; Enersis Suisse | Funding: BFE |
| Contact: René Cattin; Thomas Koller
rene.cattin@meteotest.ch | Period: 2009–2010 |
- Abstract: The present report aims at determining the Potenzial of improved feed-in forecasts for new renewable energies (NRE) considering the characteristics of the Swiss energy market. Benefits of and Potenzial for improvement are identified and recommendations for additional measures are given.
-
- **PROJEKTLEITUNG «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** Int 6.2
- | | |
|--|-------------------|
| Lead: Encontrol AG | Funding: BFE |
| Contact: Alois Huser
alois.huser@encontrol.ch | Period: 2009–2011 |
- Abstract: The «Kooperation D-A-CH Smart Grids» is based on a Memorandum of Understanding between the three neighboring European countries Germany, Austria and Switzerland. The main goal of this MoU is to closely collaborate in the field of R&D and dissemination in the emerging smart grids area. Encontrol AG is mandated by SFOE to coordinate the Swiss activities and contributions.
-
- **SMARTGEN – EFFICIENT IDENTIFICATION OF OPPORTUNITIES FOR DISTRIBUTED GENERATION BASED ON SMART GRID TECHNOLOGY** R+D, Int 6.2
- | | |
|--|----------------------|
| Lead: Bacher Energie AG | Funding: BFE, Privat |
| Contact: Rainer Bacher
rainer.bacher@bacherenergie.ch | Period: 2010–2013 |
- Abstract: SmartGen develops prototype tools for the identification of optimal distribution grids and the connection of distributed generation stations. An indirect goal of the project is to speed up the introduction of SmartGrids Technologies in Europe by modern ICT (Information and Communication Technology) based tools. SmartGen is a cooperative project within the so-called SmartGrids ERA-Net (European Research Area Network) of partners in NO, DK, Latvia and CH.
-
- **SWISS2G** P+D 6.2
- | | |
|---|---------------------------|
| Lead: SUPSI; Bacher Energie AG | Funding: BFE, SER, Privat |
| Contact: Roman Rudel; Rainer Bacher
roman.rudel@supsi.ch | Period: 2009–2013 |
- Abstract: Field test and simulations with distributed generation units and electric vehicles in order to investigate their impacts on the electrical distribution grid. In a first step the influence of distributed generation units and electric vehicles to the grid will be measured with highly accurate phasor, frequency and voltage measurement devices. In a second step simulation specialists will »try“ to reproduce these measured phenomena with help of load flow simulation software programmes.
-
- **TOWARDS FUTURE ELECTRICITY NETWORKS** R+D, Int 6.2
- | | |
|--|----------------------|
| Lead: ETH Zürich | Funding: BFE, Privat |
| Contact: Göran Andersson
andersson@eeh.ee.ethz.ch | Period: 2007–2011 |
- Abstract: The overall goal of this project is to develop an analysis and planning tool for electricity transmission systems taking into account economic, environmental and social requirements. Based on studies and investigations using the tool, sustainable transmission investment plans supporting the transition to future grids are being developed. In addition to standard power planning tools, it embraces future power plants, power transmission system, indirect costs caused by the electric power system and others.
-
- **VEIN – VERTEILTE EINSPEISUNGEN IN NIEDERSPANNUNGSNETZE** R+D, P+D 6.2
- | | |
|---|----------------------|
| Lead: Konsortium VEiN | Funding: BFE, Privat |
| Contact: Gilbert Schnyder
gilbert.schnyder@sing.ch | Period: 2009–2013 |
- Abstract: In the future renewable energy sources as well as heat power cogeneration will be used more and more for decentralized energy production. The system operators have therefore an interest to detect their effects on the operation of distribution grids as well as the new challenges in planning and dimensioning of assets and any necessary adjustments in the standards. By means of a pilot project the aim is to prepare the accordingly necessary knowledge and to gain the experience.
-
- **VOFEN – VISION OF FUTURE ENERGY NETWORKS** R+D, Int 6.2
- | | |
|--|----------------------|
| Lead: ETH Zürich | Funding: BFE, Privat |
| Contact: Göran Andersson
andersson@eeh.ee.ethz.ch | Period: 2004–2011 |
- Abstract: The objective of the Vision of Future Energy Networks (VoFEN) project is to develop scenarios how the systems for transmission and distribution of (electrical) energy should look like in 30 to 50 years for the improvement of ecology, economy and functionality. The idea is to build a fictitious optimum system from scratch neglecting the current system structure and to identify the differences between the present situation and the desirable system (backcast).

