

Überblicksbericht 2011

# Forschungsprogramm Netze



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**  
**Office fédéral de l'énergie OFEN**

**Titelbild:****Optimierung des Betriebes von Freileitungen aus meteorologischer Sicht**

Vereiste 380-kV-Lukmanierleitung nach dem Sturm «Andrea» vom 5. Januar 2012. Im Rahmen eines 2011 vorbereiteten Projekts soll die Eisbildung an Freileitungen modelliert werden, um Netzplanung und -betrieb optimal gestalten zu können (Quelle: Alpiq EnerTrans AG).

**BFE Forschungsprogramm Netze**

Überblicksbericht 2011

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern

**Programmleiter BFE (Autor):**

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

**Bereichsleiter BFE:**

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

<http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze>

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

## Einleitung

Am 11. März 2011 ereignet sich im Pazifischen Ozean vor Japan ein folgenschweres Seebeben, dessen direkte und indirekte Auswirkungen die Energie-debatte in vielen Regionen der Welt im Jahre 2011 vollständig dominieren sollte. Der ausgelöste Tsunami trifft unter anderem das Kernkraftwerk Fukushima Daiichi und markiert den Beginn einer ganzen Reihe schwerster Störfälle. In der Folge werden grosse Landstriche um das Kernkraftwerk radioaktiv kontaminiert und auf lange Sicht unbewohnbar gemacht. Die Versorgung mit ausreichenden Mengen an Elektrizität wird wegen der Schäden zum anhaltenden Problem.

Auch in der Schweiz führt kein Weg an einer Diskussion über die Zukunft unserer Energieversorgung vorbei, vor allem im Elektrizitätsbereich. Am 25. Mai 2011 spricht sich der Bundesrat für eine saubere, sichere, weitgehend autonome und wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung aus und beschliesst, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit vom Netz zu nehmen und nicht mehr durch neue Kernkraftwerke zu ersetzen. Das Parlament schliesst sich im Verlauf des Jahres im Wesentlichen dem Bundesratsbeschluss an.

Verschiedene alternative Energiequellen bieten sich für die Energiezukunft der Schweiz an, allem voran die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau der Wasserkraft sowie neue erneu-

erbare Energiequellen. Zur Deckung des Restbedarfs können Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen oder Gas-Kombi-kraftwerke beisteuern, oder aber auch Importe.

Die immense Herausforderung, diese Energiequellen innert nützlicher Frist zu erschliessen, wird durch eine weitere nicht zu unterschätzende ergänzt – den Aus- und Umbau des Elektrizitätsnetzes. Vor allem die vermehrte Nutzung dezentraler Energiequellen und deren teilweise stark fluktuierende Einspeisecharakteristik, sowie die Steigerung der Elektrizitätsnachfrage durch die Ablösung fossiler Energieträger stellen das gesamte Energiesystem vor grosse Herausforderungen. Sie verstärken die bisherigen Treiber, zum Beispiel die Elektrizitätsmarktliberalisierung, um ein Vielfaches. Ein grosser Teil entfällt auf die Umsetzung, namentlich auf den Bau neuer Leitungen und die Schaffung von ausreichend Speicherkapazitäten.

Aber auch intelligente Netze – «Smart Grids» – stellen ein zentrales Instrument zur Erreichung der Ziele dar. Genau in diesem Bereich besteht aber derzeit noch grosser Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsbedarf. Die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen, sowie die Optimierung und Integration des Systems sind entscheidend. Sowohl der im Entstehen begriffene «Aktionsplan koordinierte Energieforschung»

der interdepartementalen Arbeitsgruppe Energie, als auch das sich in der Vernehmlassung befindliche «Energieforschungskonzept des Bundes 2013–2016» haben die Wichtigkeit des Themas aufgegriffen und die zugehörigen Forschungsanstrengungen prioritär eingestuft. Das vorliegende Forschungsprogramm Netze des Bundesamts für Energie nimmt dadurch bei der subsidiären öffentlichen Förderung angewandter Forschung künftig eine noch wichtigere Rolle ein. Ausserdem unterstützt es das Bundesamt weiterhin bei der Erfüllung seiner Aufgaben, beispielsweise durch die kürzliche Lancierung einer «Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering in der Schweiz» oder durch den Einsitz in verschiedensten internationalen Gremien zur Forschungskoordination und damit zum optimalen Einsatz der – nach wie vor – verhältnismässig geringen finanziellen Mittel.

Nichtsdestotrotz haben verschiedene in diesem Jahr unterstützte Arbeiten wieder ein signifikantes Umsetzungspotenzial, sei es im Rahmen eines Pilot- oder Demonstrationsprojekts oder gar in Form eines «Leuchtturms».

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 Netzinfrastrukturbereich bei:

- Fortschreitende Durchdringung dezentraler und/oder fluktuierender 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, sogenannte «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, langfristigem 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 [1], EU [2,3] etc.).

### Rückblick und Bewertung 2011

Die Projekte und Aktivitäten im Forschungsprogramm Netze haben auch im Jahr 2011 dazu beigetragen, verschiedenste Aspekte bestehender und künftiger Energiesysteme erforschen und entsprechende Kompetenzen in der Schweiz aufbauen und fördern zu können. 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. Dazu wurden verschiedene Forschungs- und Pilotprojekte gestartet resp. weitergeführt. Ausserdem wurde vermehrt der Rolle der Endkunden in intelligenten Systemen, sogenannte «Prosumer», Aufmerksamkeit geschenkt. Im Hinblick auf den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur konnten ebenfalls erste wichtige Erkenntnisse zu einem möglichen künftigen gemeinsamen Betrieb von Wechselstrom- und Gleichstromübertragungsnetzen erzielt werden. Im Themenbereich «Multienergieträgernetze» konnten langjährige Forschungsaktivitäten der ETHZ zu neuen Konzepten für gekoppelte Netze und deren Umsetzungsstrategien erfolgreich beendet werden. Im Bereich «Technologie» stand – nebst der Spezifikation eines bi-direktionalen Ladegerätes für Elektrofahrzeuge – die Untersuchung der Auswirkungen von Fehlerfällen in Gleichstromübertragungsnetzen auf die relevanten Netzelemente im Vordergrund. Die internationalen Aktivitäten haben diese Schwerpunkte ergänzt und die Koordination der Forschungsaktivitäten unterstützt. Im Rahmen einer zweiten internationalen Ausschreibung des «SmartGrids ERA-Net» [3]

wurde denn auch ein weiteres länderübergreifendes Projekt mit Schweizer Beteiligung bewilligt.

### Ausblick

Die Aktivitäten in den verschiedenen technischen Bereichen sowie im internationalen Bereich werden 2012 mit unveränderter Schwerpunktsetzung weiter fortgesetzt. Eine im BFE-Positionspapier zu «Smart Grids» [4] identifizierte Wissenslücke kann durch das gestartete Projekt zur volkswirtschaftlichen Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» in der ersten Jahreshälfte 2012 geschlossen werden. Zusätzlich zu dieser erfolgreichen Zusammenarbeit mit dem Programm Energie-Wirtschaft-Gesellschaft werden weitere interdisziplinäre Projekte mit den Programmen Elektrizitätstechnologien & -anwendungen (Datenschutz), Akkumulatoren & Supercaps (Integration grösserer Netzspeicher) sowie Kraftwerk 2020 (Beitrag von Gaskraftwerken zur Netzstabilität) weitergeführt oder gestartet. Ausserdem können 2012 Projekte u. a. zum Einsatz von Wärmepools (Anergienetze, Industrien, Einkaufszentren etc.) zur elektrischen Netzregelung sowie zur optimierten Auslegung und Betriebsauslastung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen durch umgebungsangepasste Grenzwerte (siehe Titelbild) gestartet werden. Auch 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 SET-Plan der EU [6] oder innerhalb der Kooperation D-A-CH Smart Grids [7] weiter auszubauen und Synergien zu nutzen. Die 2010 gegründete «Forschungsstelle Energienetze» an der ETH Zürich wird zum Jahresbeginn 2012 über die notwendigen Ressourcen verfügen, um erste Projekte bearbeiten und ihre interdisziplinären Kompetenzen ausbauen zu können.

## Highlights aus Forschung und Entwicklung

### Vision of Future Energy Networks (VoFEN)

Traditionell waren Energieversorgungssysteme von «zentralistischen» Strukturen geprägt; Elektrizität wurde in Grosskraftwerken (Kern-, Wasserkraftwerke etc.) produziert, dann über das Übertragungsnetz transportiert, um dann in Verteilnetzen bis zum Endkunden verteilt zu werden. Für das Entstehen einer solchen Topologie sind vor allem sogenannte Skaleneffekte verantwortlich gewesen – je grösser das Kraftwerk desto geringer auch die mittleren spezifischen Erzeugungskosten. Im Gegenzug haben die Endlichkeit fossiler Ressourcen, Klimawandel und ein höheres öffentliches Bewusstsein für Nachhaltigkeit die dezentrale Stromerzeugung aus kleinen, erneuerbaren Quellen vorangetrieben. Die Anlagengrösse ist allerdings nicht das einzige Kriterium, das sich auf die bisherigen Strukturen im Energieversorgungsbereich auswirkt. Oft erlauben diese Technologien nicht nur die Erzeugung von Elektrizität, sondern auch die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme oder auch Kälte. Zusammen mit dem Einsatz dezentraler Speichertechnologien und einer möglicherweise stärkeren Verbreitung von Elektrofahrzeugen ergeben sich komplexe Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Energieträgern und Infrastrukturen. Der

traditionelle Aufbau des Netzes mit einem Lastfluss von höheren zu tieferen Spannungsebenen ist zunehmenden Veränderungen ausgesetzt. Kleine, erneuerbare Erzeugungsanlagen werden oft auch im Verteilnetz eingebunden, genau da, wo früher im Grunde nur passive Verbraucher zu versorgen waren. Diese vormals passive Nachfrageseite wird durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien in ein aktives Element umgestaltet. Endkunden haben durch Eigenerzeugung und intelligente Haushaltgeräte Anreize, ihren Energieverbrauch zu optimieren, zum Beispiel Elektrizität und Wärme dann nachzufragen, wenn Eigenerzeugung möglich oder der Bezug vom Netz aus technischen oder finanziellen Gründen effizient ist. Durch diesen Paradigmenwechsel weg von zentralistischen hin zu dezentralen Strukturen und durch die stärkere Kopplung von Energieträgern wird das Gesamtsystem komplexer; es entstehen allerdings auch mehr Freiheitsgrade für einen technisch, ökonomisch und ökologisch effizienten Netzbetrieb. Unter diesen Prämissen wurde zwischen 2002 und 2011 das Projekt «Vision of Future Energy Networks» (VoFEN) am Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie der ETH Zürich bearbeitet.

### Das Projekt «Vision of Future Energy Network»

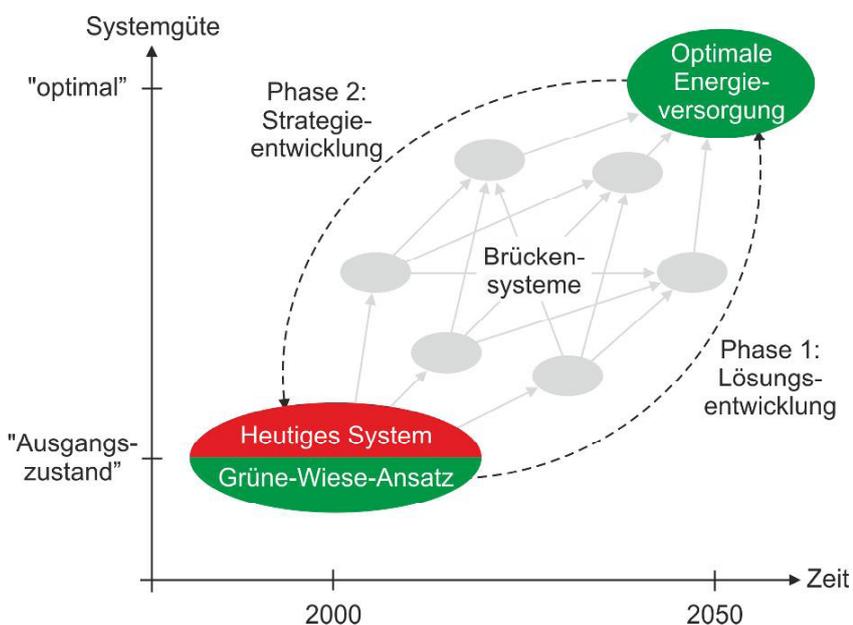
Das Projekt verfolgte mit Unterstützung der Industrie und des BFE von Anfang an einen Grüne-Wiese-Ansatz. Idee war es, auf Basis der heute verfügbaren Erzeugungs- und Netztechnologien ein optimales System der Zukunft zu entwerfen, ohne das aktuelle System in Betracht zu ziehen. Mit diesem Ansatz sollte ein fiktives Optimalsystem gefunden werden, wobei dieses im Umkehrschluss zulies, Strategien abzuleiten, wie das heutige System umzugestalten ist, um technischen, ökonomischen und ökologischen Kriterien gleichermaßen zu genügen. Figur 1 veranschaulicht diesen Projektansatz.

### Kopplung mehrerer Energieträger

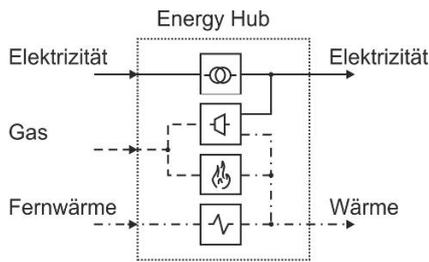
VoFEN zeichnete sich durch zwei Hauptmerkmale aus: den Fokus auf multiple Energieträger (Elektrizität, Wärme, Kälte, Gas, Biomasse etc.) und den Grüne-Wiese-Ansatz. Typischerweise benötigen Industrie- und Haushaltskunden nicht nur Elektrizität, sondern auch Wärme, diverse chemische Energieträger (Gas, Benzin, Öl) bis hin zu Biomasse. Dieser diversifizierte Energiebedarf wird allerdings in bisher gebräuchlichen Planungswerkzeugen nicht in Betracht gezogen. Die jeweiligen Energieträger und die verbundenen Infrastrukturen werden zu Planungszwecken getrennt betrachtet. Ein solches Vorgehen dürfte den wachsenden Anforderungen hinsichtlich effizientem, sicherem und nachhaltigem Betrieb nicht gerecht werden können. Durch die stärkere Kopplung der einzelnen Netze zur Übertragung von Elektrizität, Gas und auch Fernwärme scheint es sinnvoll, integrierte Planungstools zu entwerfen, die es ermöglichen, die Synergien der einzelnen Energieträger auszunutzen. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Projekts der sogenannte Energy Hub als Modellierungskonzept entwickelt.

### Energy Hub

Grundsätzlich kann der Energy Hub als Schnittstelle zwischen Energieproduzenten, Konsumenten und der Übertragungsinfrastruktur aufgefasst



Figur 1: Grüne-Wiese-Ansatz zum Aufbau von Multienergieträgernetzen (Quelle: ETHZ).



Figur 2: Beispiel eines Energy Hub bestehend aus Transformator, Gasturbine, Gasofen und Wärmetauscher (Quelle: ETHZ).

werden. Von einem systemischen Standpunkt aus deckt der Energy Hub verschiedene Funktionen ab. Dazu gehören Einspeisung und Bezug von Energie, sowie Umwandlung und Speicherung. Figur 2 zeigt einen exemplarischen Energy Hub.

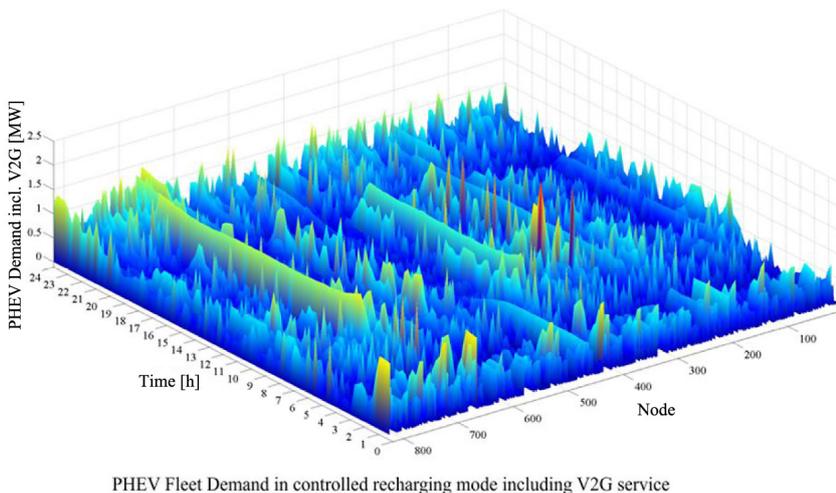
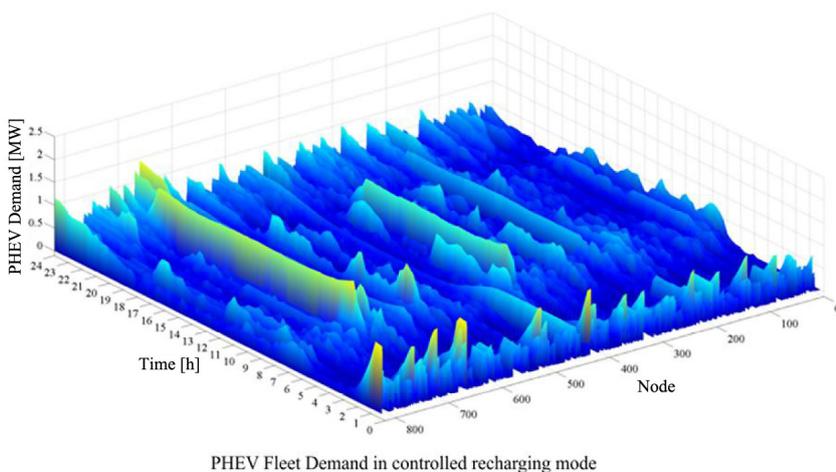
Im Energy Hub in Figur 2 sind folgende Elemente enthalten: ein Transformator, eine Gasturbine, ein Gasofen und ein Wärmetauscher. Am Ausgang liefert der Energy Hub Elektrizität und Wärme; am Eingang ist das Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmenetz angeschlossen. Reale Beispiele, die als Energy Hub aufgefasst werden können, sind Industriebetriebe (Stahl- und Papierfabriken), grosse Gebäudekomplexe (Flughäfen, Krankenhäuser, Einkaufszentren), aber auch Einfamilienhäuser oder kleine, isolierte Systeme (Züge, Schiffe, Flugzeuge). Für den Energy Hub wurde im Projekt eine mathematische Repräsentation erarbeitet, die es erlaubt, verschiedenste Anwendungen exakt zu formulieren. Das Modellierungskonzept ermöglicht es, klassische Probleme aus dem Bereich der elektrischen Energieversorgung auf multiple Energieträger, d. h. auf gekoppelte Infrastrukturen zu übertragen.

**VoFEN als Werkzeugkiste**

Schon bei der Betrachtung von nur einem Energy Hub ergeben sich verschiedenste teils komplexe Problemstellungen. Durch die inhärente Flexibilität des Energy Hubs lassen sich Fragestellungen zu optimalen Betriebsstrategien lösen. Ein praktisches Beispiel ist ein Einfamilienhaus, das mit einer Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage (WKK) sowie Sonnenkollektoren ausgestattet ist und zusätzlich über Netzanschlüsse für Fernwärme und Elektrizität verfügt. Fasst man dieses Haus als Energy Hub auf, können Fragen [10] betrachtet werden wie: Wie kann man Netzbezug und Eigenerzeugung elektrischer Energie optimieren? Kann man durch den Einsatz von Speichern einen Bezug von Fernwärme vermeiden? Welchen Grad von Energieautonomie kann man überhaupt erreichen?

Gibt man die isolierte Betrachtung eines einzelnen Energy Hubs auf, kann das System auf eine Menge vernetzter Hubs erweitert werden, zum Beispiel ein ganzes Wohn- und Geschäftsviertel mit einzelnen Verbrauchertypen. Für ein solches System sind ähnliche Fragestellungen relevant. Ganz generell stehen optimale Betriebsstrategien im Mittelpunkt, die unter Ausnutzung der Synergien zwischen den einzelnen Hubs zu Kosten- und/oder Energieeinsparungen führen oder auch die Emissionen des Gesamtsystems minimieren [9]. Entsprechende Werkzeuge sind in zwei Fallstudien in Zusammenarbeit mit den Regionalwerken Baden sowie Energie und Wasser Bern (ewb) zum Einsatz gekommen. Für den Stadtteil Baden-Dättwil wurde untersucht, inwieweit zur Wärmeversorgung eines neu erschlossenen Wohngebiets das bereits bestehende Fernwärmenetz erweitert werden soll, oder ob man Erdwärme bevorzugen sollte. Für die Stadt Bern wurden Strategien zur Emissionsvermeidung entwickelt, bis hin zu einem fast vollkommen emissionsfreien Szenario. Die beiden Fallstudien [11,12] haben gezeigt, dass die theoretischen Werkzeuge in die Praxis übertragen werden können und dass sie bei der Entscheidungsfindung einen wichtigen Beitrag leisten.

Durch die Kopplung einer Vielzahl von kleinen, dezentralen Erzeugungsanlagen, sowie mehrerer Energieträger



Figur 3: Unterschiedliche Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge: betrieben als passive Last (oben) oder verteilte Speicher zum Ausgleich von Windeinspeisungen (unten) (Quelle: ETHZ).

stellt sich die Frage, wie sich Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit im Vergleich zu bisherigen Strukturen verändern [8]. Mit dem entworfenen Modell kann eine solche Analyse vorgenommen werden. Speziell lassen sich Indizes wie «Expected Energy Not Served» oder die erwartete Zuverlässigkeit berechnen. Dabei hat sich gezeigt, dass auch neuartige, dezentrale Netzstrukturen sicher und zuverlässig sind.

Durch die Flexibilität des Energy Hubs ist es allerdings auch möglich, nebst operativen Aspekten planerische Aufgaben zu bewältigen, zum Beispiel die Investitionsbewertung. Heutzutage ist man in der Energieversorgungs- und Energieerzeugungsinfrastruktur mit verschiedenen Unsicherheitsquellen konfrontiert. Die entwickelten Methoden [13] erlauben eine adäquate Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Investitionsbewertung und tragen gleichzeitig potenziellen Vorteilen von Investitionen, die mit mehreren Energieträgern verbunden sind, Rechnung. Unter Zuhilfenahme von Methoden aus der Finanzwirtschaft lassen sich Technologieportfolios finden, die einem bestimmten Versorgungsgebiet – beispielsweise Zürich [14] – auf optimale Weise alle benötigten Energieträger liefern.

Über die bisherigen Anwendungen hinaus wurden auch Regelungstheorie und Elektromobilität betrachtet. Im Gegensatz zu zentral gesteuerten Betriebskonzepten werden dabei verteilte Algorithmen genutzt, wobei die verschiedenen Energy Hubs autonome Ziele verfolgen, sich aber trotzdem mit den umliegenden Netzknotten koordinieren [15]. Eine derartige Sichtweise auf den Netzbetrieb repräsentiert den Wechsel von zentralistischen, unidirektionalen hin zu verteilten Systemen.

Im Fokus des Themas Elektromobilität stand die Integration von sogenannten Plug-in Hybrid Electric Vehicles in das Verteilnetz der Stadt Zürich, wobei die Frage zu klären war, ob bei einer hohen Verbreitung von solchen Fahrzeugen zusätzliche Netzinvestitionen nötig sind. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass durch intelligente Ladestrategien Zusatzinvestitionen vermieden werden können. Das setzt allerdings den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien voraus.

Die Algorithmen zur Steuerung der Ladeleistung der Fahrzeuge berücksichtigen die Mobilitätspräferenzen des Kunden. Figur 3 zeigt die unterschiedlichen Netzbelastungen wenn die Fahrzeuge nur eine passive Last darstellen (oben) oder wenn sie als kleine, verteilte Speicher genutzt werden, um eine fluktuierende Windeinspeisung zu kompensieren (unten).

### Zusammenfassung

Über die Laufzeit hat das Projekt wichtige Impulse geliefert, um neue Perspektiven auf Energienetze zu eröffnen. Das Energy-Hub-Konzept hat in der akademischen Welt gleichermassen Verbreitung gefunden wie in der Energiebranche. Verschiedene internationale Gruppen und Institute beschäftigen sich weiterhin mit gekoppelten Infrastrukturen auf der Basis des Energy Hubs. Die konkreten Fallstudien haben erfolgreich demonstriert, dass die theoretischen Werkzeuge in der Praxis erfolgreich Anwendung finden. Es bleibt zu hoffen, dass diese Arbeiten einen nachhaltigen Beitrag zu einer sicheren, kostengünstigen und nachhaltigen Energiezukunft leisten konnten.

### IEA ENARD Annex II: Distributed Generation – System Integration in Distribution Networks

Ziel dieses abgeschlossenen Annex von ENARD (siehe auch «Internationale Zusammenarbeit») war es, die aktuellen regulatorischen, wirtschaftlichen und technischen Barrieren auf dem Weg zum «Smart Grid» in den verschiedensten Bereichen (Figur 4) zu identifizieren und geeignete Massnahmen und Empfehlungen zur Überwindung der Barrieren zu empfehlen [6]:

Für die Langzeitplanung von effizienten Verteilnetzen werden nationale Elektrizitätserzeugungs- und -verbrauchsszenarien und deren politische Bewertung benötigt. Mit ihnen werden die für die Versorgungssicherheit nötigen Investitionen in Elektrizitätsnetze und intelligente Systeme (Smart Grids) für alle Netzbetreiber, aber auch die neuen Energieservice-Dienstleister besser planbar. Um Unsicherheiten

bei Langzeitinvestitionen zu minimieren, ist aber auch die Kontinuität der Netzkostenregulierung unerlässlich. Rasch ändernde Regulierungen führen bei den Netzbetreibern zu Ängsten über die Sicherheit des erlaubten, regulierten Einkommens. Dies bremst die Bereitschaft für neue Innovationen stark. Beispielsweise fordern sie, dass Forschungsprojektkosten der Verteilnetzbetreiber rechtlich vom Regulator als anrechenbar behandelt werden sollten.

Tageszeitlich feste Einspeisetarife fördern zwar generell die Einspeisung von erneuerbarer Energie, sie verhindern jedoch sowohl eine zeitlich optimale Bilanzierung als auch ein optimales Netzlastmanagement. Die tageszeitliche Flexibilisierung der Einspeisetarife hin in Richtung dynamische Preise kann zu einer wesentlichen Unterstützung betrieblicher Herausforderungen wie Spitzenlastmanagement oder Netzüberlastmanagement auch im Verteilnetz führen.

Bei grossen Mengen eingespeister erneuerbarer Energie und bei vielen aktiven Elektrizitätsbezüglern reichen Smart Meter, die lediglich den Verbrauch alle 15 Minuten messen und abrechenbar machen, nicht; es braucht eine intelligente Verteilnetzüberwachung, die auch die Netzqualität und den Netzzustand beobachten und steuern kann. Idealerweise soll das über Smart Metering hinausgehende Netzmonitoring zu einer aktiven Netzsicherheitsunterstützung durch die Verteilnetzbetreiber bzw. der Endkunden-Dienstleister oder gar der Endkunden selber führen. Neue Smart Monitoring- und Steuerungstechnologien sollen dazu führen, dass aktive Eingriffe im Verteilnetz auch im Minutenbereich, allenfalls sogar im Sekundenbereich möglich werden. Diese sollen kompatibel sein mit den heute üblichen Massnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, d. h. swissgrid, als Hauptverantwortliche für die jederzeitige betriebliche Versorgungssicherheit, und diese wesentlich ergänzen.

Entsprechend müssen auch die Geschäftsmodelle der Verteilnetzbetreiber angepasst werden: Neue Hilfsdienste für die Frequenz-, Leistungs- und Spannungsregelung sollen marktbasierend auch durch Verteilnetzteilnehmer bereitgestellt werden können. Für die



Figur 4: Herausforderungen des aktiven Verteilnetzes im Überblick (Quelle: Bacher Energie AG).

Verteilnetzbetreiber ergeben sich als Koordinatoren interessante Geschäftsmöglichkeiten.

Die fluktuierende Elektrizitätserzeugung und die Notwendigkeit von weniger CO<sub>2</sub>-Ausstoss beim Heizen und in der Mobilität (z. B. durch Wärmepumpen und Elektroautos) verlangen eine

Regulierung des Gesamtenergiesystems mit einem starken Elektrizitätssystem im Zentrum. Es reicht nicht mehr, nur eine Regulierung des netzbasierten Elektrizitätssystems gleichzeitig mit einem Elektrizitätsmarkt für alle Elektrizitätskunden einzuführen. Da die Elektrizitätsversorgung integriert mit der

Wärmeversorgung erfolgen wird – sei dies über Wärmekraft-Kopplung oder über Wärmepumpen und entsprechende Wärmespeicher – werden auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen beider Bereiche gekoppelt betrachten müssen. Entkoppelte gesetzliche Rahmenbedingungen für Wärme und Elektrizität können zu Fehlinvestitionen führen.

Genauso müssen die Energieanforderungen im Mobilitätsbereich integriert betrachtet werden: Sollten sich Elektroautos durchsetzen, kommt die Energie für diese Autos «aus der Steckdose». Wärme- und Mobilitätsbedürfnisse tendieren dazu, künftig durch Elektrizität gedeckt zu werden. Die bisherigen konventionellen, durch Elektrizität gedeckten Bedürfnisse (Licht, Information, Kommunikation, Kochen etc.) werden also durch neue ergänzt. Das bedingt neue gesetzliche Rahmenbedingungen für das Energiesystem als Ganzes mit einem noch stärkeren Elektrizitätssystem im Zentrum.

## Nationale Zusammenarbeit

Durch die aktive Zusammenarbeit zwischen der «Schweizerischen Gesellschaft für Netzinfrastrukturforschung» (SGN) und der ETH Zürich konnte 2011 die Geschäftsstelle der neugeschaffenen «Forschungsstelle Energienetze» (FEN) ihren operativen Betrieb aufnehmen. Die Anstellung zweier weiterer wissenschaftlicher Mitarbeiter konnte bis Ende Jahr abgeschlossen werden. Die initiale wissenschaftliche Arbeit hat sich darauf konzentriert, die notwendigen Grundlagen (Infrastruktur, Datenbanken, Modelle) bereitzustellen, um künftig verschiedenste Fragen im Netzbereich – nicht nur rein technischer sondern auch ökologischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Natur – bearbeiten zu können. Nach der Genehmigung erster Projektanträge sollen 2012 die ersten Forschungsarbeiten im Auftrag der Mitglieder der SGN und Dritter aufgenommen werden.

In der Berichtsperiode wurde ein weiterer Workshop der «Interessensgemeinschaft Vehicle-to-Grid» (IG V2G) [17] unter aktiver Mitwirkung zahlreicher Vertreter von Energieversorgern, Behörden, NGOs, Investoren, Dienst-

leistern und Forschungsinstitutionen durchgeführt. Schwerpunktmässig behandelt wurden Fragen zu wirtschaftlichen Aspekten sowie der Informationsaustausch mit Pilot- und Demonstrationsprojekten. Im Rahmen der eintägigen Abschlussveranstaltung wurden die Erkenntnisse der vergangenen drei Jahre verarbeitet und es konnten entsprechende Empfehlungen formuliert werden. Um diese auch umsetzen zu können, wurde mit EnergieSchweiz vereinbart, die IG V2G sowie deren Arbeiten in das Konzept der Aktivitäten rund um «Smart Cities» aufzunehmen.

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) [18] oder des vom BFE und von Swisselectric Research [19] unterstützten Projekts «Swiss2G» [20].

## Internationale Zusammenarbeit

Die Schweizer Aktivitäten im Rahmen des IEA Implementing Agreement on Electricity Networks, Analysis, Research and Development (Enard) [21] wurden weitergeführt. Insbesondere in Annex II «Distributed Generation – System Integration in Distribution Networks» wurde eine entsprechende europaweite Analyse durchgeführt und es wurden verschiedene Handlungsoptionen abgeleitet ([16], siehe Highlights). Zur Erarbeitung einer langfristigen Vision für die Entwicklung der Übertragungsnetze hat Annex IV «Transmission Systems» [22] seine Arbeit mit Fokus auf Netzausbau und -erneuerung, Integration erneuerbarer Energien und Ausfallsicherheit abgeschlossen. Aufgrund der Tatsache aber, dass sich Enard in den vergangenen Jahren zu keinem anerkannten Expertengremium entwickeln konnte und wenig aktuelle Trends und Themen aufgegriffen wurden, haben sich die Schweiz und weitere Länder entschlossen, ihre Teilnahme zu beenden.

Bereits 2010 wurde mit der Bildung des «Implementing Agreement for a co-operative programme on Smart Grids» (ISGAN) [23] im Rahmen des «Clean Energy Ministerial» (CEM) begonnen, wobei auch einzelne Vertreter aus Enard federführend mitgewirkt haben. Bedeutend mehr Staaten als bei Enard haben das Vorhaben unterstützt und gemeinsam zu einem Implementing Agreement im Sinne der IEA weiter entwickelt, das 2011 verabschiedet und gestartet wurde. In seinem Fokus stehen übergeordnete Themen wie z. B. Regulierung,

Standardisierung, Finanzierung oder auch die Rolle der Endnutzer. Insbesondere die beiden Annexes «Global Smart Grid Inventory» und «Benefit-Cost Analyses and Toolkits» sind von besonderem Schweizer Interesse, insbesondere im Sinne des BFE-Positionspapiers zu Smart Grids oder der neuen Energiestrategie 2050. Aus diesem Grund hat die Schweiz ihre Teilnahme an ISGAN erklärt und die entsprechenden Vorarbeiten zu den Annexes aufgenommen. Ein wesentlicher Bestandteil ist dabei die Überführung des Know-hows aus Enard zu ISGAN.

Die Arbeiten zur Umsetzung des SET-Plans [2] der EU wurden fortgesetzt. Im Bereich der Netze fanden diese vorwiegend innerhalb der «European Electricity Grid Initiative» (EEGI) [24] und der «Smart Cities Initiative» (SCI) statt. Innerhalb des «EII-Teams» der EEGI wurde vor allem die Frage behandelt, wie laufende Aktivitäten in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten und den assoziierten Ländern zu so genannten funktionalen Projekten kombiniert werden können, um ein Maximum aus den knapp vorhandenen Forschungsmitteln herausholen zu können. Entsprechende Vorarbeiten des «Joint Research Centers» (JRC) und des «Austria Institute of Technology» (AIT) wurden massgeblich ergänzt durch Beiträge der nationalen Experten, des «SmartGrids ERA-Net» [3], der «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [5], des FP7-Projektes «GRID+» und von ISGAN. Dabei hat sich auch die Schweiz aktiv beteiligt. Zur Deckung des bereits dabei identifizierten Forschungsbedarfs wurde das FP7-

Arbeitsprogramm 2012 entsprechend angepasst und es konnten verschiedene Themen zur Unterstützung der EEGI ausgeschrieben werden.

Im Rahmen des «SmartGrids ERA-Net» wurde im Frühjahr 2011 eine eigene zweite Ausschreibung durchgeführt, wobei ein weiteres Schweizer Projekt genehmigt werden konnte. Aufgrund der positiven Evaluation des ERA-Nets durch die EU konnten die strategischen Arbeiten zur Verlängerung der Laufzeit in Angriff genommen werden. Das ERA-Net soll sich künftig klar in den Aktivitäten rund um den SET-Plan positionieren und eine einzigartige, komplementäre Rolle einnehmen. Die Möglichkeit zur Bildung eines oder mehrerer ERA-Net+ wird dabei geprüft.

Die 2009 geschlossene «Kooperation D-A-CH Smart Grids» wurde in der Berichtsperiode entscheidend weiter entwickelt. Insbesondere konnten drei länderübergreifende «Task Forces» zu den wichtigen Querschnittsthemen Normierung und Standardisierung, Geschäftsmodelle sowie Daten aufgebaut und etabliert werden. Die Federführung der «Task Force Daten» obliegt Schweizer Branchenvertretern; die Teilnahme in den Task Forces steht nach wie vor allen Interessierten offen. Zwei länderübergreifende Workshops haben im Rahmen der «Smart Grids Week 2011 Linz» [25] sowie des «Smart Grid Day» in Baden stattgefunden. Zu beiden Anlässen konnten zahlreiche Schweizer Teilnehmer begrüsst werden.

## Referenzen

- [1] IEA: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [2] EU SET-Plan: [ec.europa.eu/energy/technology/set\\_plan](http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan)
- [3] SmartGrids ERA-Net: [www.eranet-smartgrids.eu](http://www.eranet-smartgrids.eu)
- [4] BFE: Positionspapier zu Smart Grids, 2010
- [5] Kooperation DACH Smart Grids: [www.smartgrids-dach.eu](http://www.smartgrids-dach.eu)
- [6] Forschungsstelle Energienetze: [www.fen.ethz.ch](http://www.fen.ethz.ch)
- [7] T. Krause et al.: *Multiple-Energy Carriers: Modeling of Production, Delivery, and Consumption*, IEEE Proceedings, Vol. 99, No. 1, January 2011, pp 15 – 27
- [8] G. Koeppel: *Reliability Considerations of Future Energy Systems: Multi-Carrier Systems and the Effect of Energy Storage*, Diss. ETH No. 17058, 2007
- [9] M. Geidl: *Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems*, Diss. ETH No. 17141, 2007
- [10] F. Adamek: *Demand Response and Energy Storage for a Cost Optimal Residential Energy Supply with Renewable Generation*, Diss ETH No. 19784, 2011
- [11] M. Berger: *Validierung des Energie-Hub Konzepts mittels einer Fallstudie in Baden-Dättwil*, Diss. ETH No. 19707, 2011
- [12] P. Ahcin: *Planning heating systems and building renovation with emissions targets*, Diss. ETH No. 20002, 2011
- [13] F. Kienzle: *Evaluation of Investments in Multi-Carrier Energy Systems under Uncertainty*, Diss. ETH No. 19332, 2010
- [14] B. Künzli: *Anwendung des Multi-Energie-Portfoliomodells auf das Erzeugungsportfolio der Stadt Zürich*, Diplomarbeit ETHZ, 2008
- [15] M. Arnold: *On Predictive Control for Coordination in Multi-Carrier Energy Systems*, Diss. ETH No. 19693, 2011
- [16] Bacher Energie AG: [aktivesverteilnetz.bacherenergie.ch](http://aktivesverteilnetz.bacherenergie.ch)
- [17] ENCO AG: IG V2G, SB, 2011
- [18] Konsortium VEiN: *VEiN – Verteile Einspeisung in Niederspannungsnetze*, JB, 2011
- [19] SER: [www.swisselectric-research.ch](http://www.swisselectric-research.ch)
- [20] SUPSI, Bacher Energie AG: *Swiss2G*, JB, 2011
- [21] IEA Enard: [www.iea-enard.org](http://www.iea-enard.org)
- [22] IEA Enard Annex 4, SB, 2011
- [23] IEA ISGAN: [www.iea-isgan.org](http://www.iea-isgan.org)
- [24] EEGI: [www.smart-grids.eu/?q=node/170](http://www.smart-grids.eu/?q=node/170)
- [25] Smart Grids Week 2011 Linz: [www.energiesystemeder-zukunft.at/results.html/id6310](http://www.energiesystemeder-zukunft.at/results.html/id6310)

## 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 <a href="mailto:bondi@alari.ch">bondi@alari.ch</a>	Period:	2008–2012

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 <a href="mailto:rainer.bacher@bacherenergie.ch">rainer.bacher@bacherenergie.ch</a>	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 <a href="mailto:peter.baumann@drivetek.ch">peter.baumann@drivetek.ch</a>	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.
- BOOSTERCAP - DYNAMIC EXCITATION MODULE (DEM) TECHNOLOGY** R+D 6.2

Lead:	Alstom Switzerland Ltd.	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Stefan Keller <a href="mailto:stefan.sk.keller@power.alstom.com">stefan.sk.keller@power.alstom.com</a>	Period:	2011–2013

Abstract: With respect to low voltage ride-through requirements, the Critical Clearing Time (CCT) defines the maximum duration of a given voltage dip a generator can sustain without losing synchronism. In order to achieve higher CCT, a capacitor bank ("Dynamic Excitation Module") is proposed as a buffer system.
- BPES - OPTIMAL SIZING AND CONTROL OF BALANCING POWER IN THE FUTURE EUROPEAN POWER SYSTEM INCLUDING TRANSMISSION SYSTEM CONSTRAINTS** R+D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Göran Andersson <a href="mailto:andersson@eeh.ee.ethz.ch">andersson@eeh.ee.ethz.ch</a>	Period:	2011–2014

Abstract: The aim of the project is to determine optimal sizing and control of balance power in the future European power system considering transmission system constraints.
- ENTWICKLUNG EINER KOSTENOPTIMIERTEN SALZ-BATTERIE-ZELLE FÜR DIE NETZANWENDUNG** R+D 6.2

Lead:	Battery Consult Sagl	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Cord-Henrich Dustmann <a href="mailto:cdustmann@bluewin.ch">cdustmann@bluewin.ch</a>	Period:	2011–2012

Abstract: The project aims at developing a cost-optimized Na/NiCl<sub>2</sub> salt battery design for the direct use in electricity distribution grids. At present only concepts for mobile application are existing.
- FOLGEABSCHÄTZUNG EINER EINFÜHRUNG VON «SMART METERING» IM ZUSAMMENHANG MIT «SMART GRIDS» IN DER SCHWEIZ** R+D 6.2

Lead:	ETH Zürich; CONSENTEC GmbH; VISCHER AG	Funding:	BFE
Contact:	Thorsten Staake <a href="mailto:tstaake@ethz.ch">tstaake@ethz.ch</a>	Period:	2011–2012

Abstract: The project goal is to define different smart metering roll-out scenarios for Switzerland and to rate them with respect to economic, social and ecologic costs and benefits. It will be derived to which (market) player role costs and benefits are related.

- **GEOGREEN - OPTIMIZING GREEN ENERGY AND GRID LOAD BY GEOGRAPHICAL STEERING OF ENERGY CONSUMPTION** R+D, Int 6.2

Lead:	Università della Svizzera Italiana, ALaRI	Funding:	BFE
Contact:	Umberto Bondi <a href="mailto:bondi@alari.ch">bondi@alari.ch</a>	Period:	2010–2013

Abstract: The project aims at bringing another approach to energy balance and overall power system stability. Introducing a concept of mobile consumer, it considers consumption and mobility, both in terms of time and space. In particular, electric vehicles and data centers processing tasks as typical cases of mobile consumers are considered.
- **HVDC NETWORKS** R+D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Christian Franck <a href="mailto:cfranck@ethz.ch">cfranck@ethz.ch</a>	Period:	2011–2015

Abstract: The primary aim of the project is to contribute to answer the question: “Under which conditions is a true HVDC network of advantage compared to a strengthened AC network and what would be the preferred scheme?”
- **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 <a href="mailto:rainer.bacher@bacherenergie.ch">rainer.bacher@bacherenergie.ch</a>	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 <a href="mailto:christof.duthaler@swissgrid.ch">christof.duthaler@swissgrid.ch</a>	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 Look <a href="mailto:moritz.look@unisg.ch">moritz.look@unisg.ch</a>	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.
- **IT-SICHERHEIT BEI SMART METERING** R+D 0

Lead:	Compass Security AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Martin Loher <a href="mailto:martin.loher@csnc.ch">martin.loher@csnc.ch</a>	Period:	2011

Abstract: The local distribution grid operator of Zürich (ewz) has implemented a smart metering test set-up based on various technologies. Compass Security has been assigned to verify the IT-safety of this pilot project. Based on the test results a number of recommendations were formulated and a catalogue of requirements for smart metering infrastructures was compiled.
- **KONZEPTSTUDIE «GRIDBOX»** R+D 6.2

Lead:	Super Computing Systems AG; Bacher Energie AG	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Anton Gunzinger <a href="mailto:toni.gunzinger@scs.ch">toni.gunzinger@scs.ch</a>	Period:	2011–2012

Abstract: A monitoring and control infrastructure for the future electricity grids will be defined and tested. It consists of intelligent low-cost “GridBoxes”. The goal is high operational grid stability with masses of decentralized electricity infeeds and flexible consumer equipment in an automated end-consumer market considering minimization of costs.

- **LEITUNG UND KOORDINATION DER SCHWEIZER TASK FORCES DER «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** Int 6.2
- |          |  |          |             |
|----------|--|----------|-------------|
| Lead:    | Swissgrid, VSE, Electrosuisse, SWICO               | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Alexander Küster<br>alexander.kuester@swissgrid.ch | Period:  | 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. In order to coordinate the work of specific cross-cutting topics four task forces has been established.
- **POTENTIAL DER SCHWEIZER INFRASTRUKTURANLAGEN ZUR LASTVERSCHIEBUNG** R+D 6.2
- |          |   |          |           |
|----------|---|----------|-----------|
| Lead:    | InfraWatt                               | Funding: | BFE       |
| Contact: | Ernst A. Müller<br>mueller@infrawatt.ch | Period:  | 2011–2012 |
- Abstract: In future, the infrastructure plants, so the wastewater treatment plants, water industries and waste incineration plants have an installed electrical power of approximately 1 GWel. The aim of this research is the investigation of the real capacities for the supply of (positive and negative) operating reserve / controlling power range for Switzerland.
- **PROJEKTLEITUNG «KOOPERATION D-A-CH SMART GRIDS»** Int 6.2
- |          |   |          |           |
|----------|---|----------|-----------|
| Lead:    | Encontrol AG                            | Funding: | BFE       |
| Contact: | Alois Huser<br>alois.huser@encontrol.ch | Period:  | 2009–2012 |
- 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<br>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.
- **SMART GRID-POLYSUN – DESIGNTOOL FÜR LOKALES LASTMANAGEMENT** R+D, Int 6.2
- |          |   |          |             |
|----------|---|----------|-------------|
| Lead:    | ETH Zürich                                  | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Göran Andersson<br>andersson@eeh.ee.ethz.ch | Period:  | 2011–2014   |
- Abstract: In this project, the software tool Polysun is extended to support the planning and evaluation of local load management and energy optimization. The goal is to improve the concurrency of PV and wind power with electrical loads and to use thermal masses in buildings (e.g. hot water storage tanks or refrigerators) for the load balancing of the power grid.
- **SWISS2G** P+D 6.2
- |          |                                     |          |                  |
|----------|-------------------------------------|----------|------------------|
| Lead:    | SUPSI; Bacher Energie AG            | Funding: | BFE, SER, Privat |
| Contact: | Roman Rudel<br>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<br>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 as well as environmental and societal standards.

● **VEIN - VERTEILTE EINSPEISUNGEN IN NIEDERSPANNUNGSNETZE** R+D, P+D 6.2

Lead:	Konsortium VEiN	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Gilbert Schnyder <a href="mailto:gilbert.schnyder@sing.ch">gilbert.schnyder@sing.ch</a>	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 <a href="mailto:andersson@eeh.ee.ethz.ch">andersson@eeh.ee.ethz.ch</a>	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).



