

Überblicksbericht 2013

Forschungsprogramm Netze



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN

Titelbild:**Tiefkühlager der Migros-Verteilbetrieb Neuendorf AG (MVN)
(Quelle: MVN AG)**

Das Projekt «FlexLast» untersucht Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) durch industrielle Lasten. Im Rahmen eines Feldversuchs wurde eine intelligente Steuerung entwickelt und implementiert, die es aufgrund aktueller Logistikdaten und Wetterprognosen erlaubt, den Strombezug des MVN-Tiefkühlagers in Neuendorf SO zeitlich zu steuern. Damit kann nach akzeptiertem Angebot am SDL-Markt einem von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Lastprofil nachgefahren werden. Das Experiment hat gezeigt, dass erst durch Aggregation mehrerer Anlagen unterschiedlicher Charakteristik die notwendige Granularität und Dynamik zur Erbringung von Sekundärregelleistung erreicht werden kann.

BFE Forschungsprogramm Netze

Überblicksbericht 2013

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 Energiedebatte in vielen Regionen der Welt in der Folge 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 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, al-

lem voran die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau der Wasserkraft sowie neue erneuerbare Energiequellen. Zur Deckung des Restbedarfs können Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen oder Gas-Kombikraftwerke 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 Gesamtsystems sind entscheidend. Sowohl der 2013 vom Parlament verabschiedete «Aktionsplan koordinierte Energieforschung» [2] wie auch das neue «Energieforschungskonzept des Bundes 2013–2016» [3] 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 bei der Identifikation des «Potentials der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung» [4] oder durch den Einsitz in verschiedenste internationale Gremien zur Forschungskoordination und damit zum optimalen Einsatz der – nach wie vor – verhältnismässig geringen finanziellen Mittel. Nichts desto trotz haben verschiedene in diesem Jahr unterstützte Arbeiten wieder ein signifikantes Umsetzungspotential, 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 Netzinfrastukturbereich 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, 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, langfristigem Netzausbau und der Abhängigkeit von Strom-, Gas- und Wärmenetzen bearbeitet. Die Forschung ist generell an den Kriterien Versorgungszuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Nach-

haltigkeit 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 2013

Die Projekte und Aktivitäten im Forschungsprogramm Netze haben auch im Jahr 2013 dazu beigetragen, verschiedenste Aspekte bestehender und künftiger Energiesysteme erforschen und entsprechende Kompetenzen in der Schweiz aufbauen und fördern zu können. Im Bereich der Netzplanung und des -betriebs bestand die Zielsetzung weiterhin darin, verschiedene Konzepte für die erfolgreiche Systemintegration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien sowie zu Vorhaltung und Einsatz von Regelreserven zu erarbeiten, zu evaluieren und in der Praxis anzuwenden. Dazu wurden verschiedene Forschungs- und Pilotprojekte gestartet resp. weitergeführt. Im Hinblick auf den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetzinfrastuktur konnten ebenfalls wichtige Erkenntnisse zu einem möglichen künftigen gemeinsamen Betrieb von Wechselstrom- und Gleichstromübertragungsnetzen erzielt werden. Aber auch die Erforschung von Möglichkeiten zur besseren Auslastung der bestehenden Übertragungsnetzinfrastuktur wurde fortgesetzt. Im Zusammenhang mit der Integration von Endkunden und deren Partizipation z. B. am Regelenergiemarkt wurden mehrere Projekte zur Potentialanalyse und -erschliessung von Laststeuerungen in verschiedenen Anwendungsbereichen abgeschlossen oder neu initiiert. Im Technologiebereich standen die Untersuchung der Auswirkungen von Fehlerfällen in Gleichstromübertragungsnetzen auf die relevanten Netzelemente sowie die Erarbeitung der Grundlagen für effiziente Leistungselektronik in Mittelspannungsbatterien im Vordergrund. Diese Schwerpunkte wurden durch internationale Aktivitäten ergänzt und die Koordination der Forschungsaktivitäten dadurch unterstützt. Im Rahmen des «SmartGrids ERA-Net» [7] wurde zur Planung eines

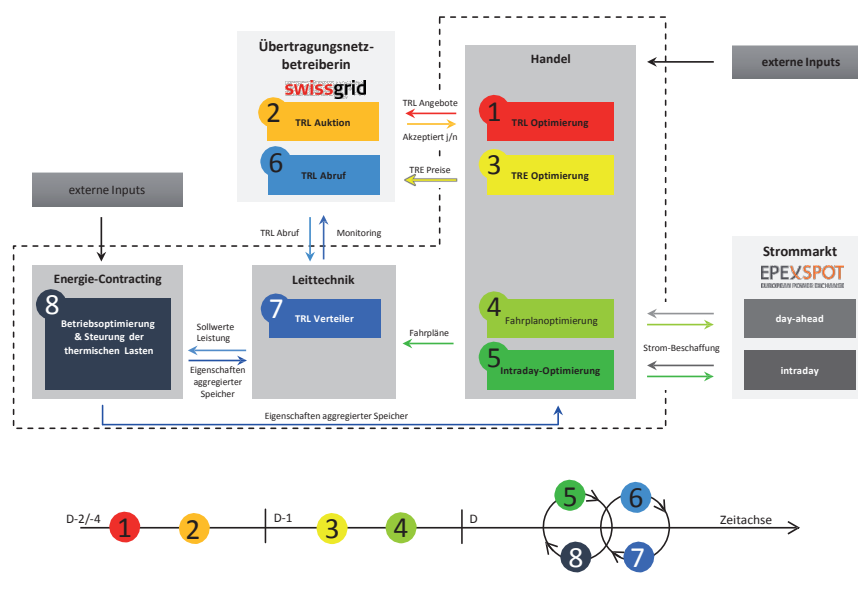
nachfolgenden «ERA-NET COFUND» eine Serie von Workshops durchgeführt, mit dem Ziel, die Umsetzung des EU SET-Plans [6] auf nationaler Ebene optimal zu unterstützen.

Ausblick

Aufgrund der nationalen und internationalen Entwicklungen wurde die Schwerpunktsetzung im Detailkonzept 2013–2016 des Forschungsprogramms Netze [8] aktualisiert. Die laufenden Aktivitäten in den verschiedenen technischen Bereichen sowie in der internationalen Zusammenarbeit werden 2014 fortgesetzt. Insbesondere im Bereich der Mess- und Regeltechnik werden zusätzliche Projekte gestartet, um den Netzzustand in nahezu Echtzeit bestimmen und ggf. geeignete Massnahmen abzuleiten zu können. Dabei wird sowohl der Spezifika der entsprechenden Spannungsebene sowie der Kommunikationsinfrastruktur Rechnung getragen. In Zusammenarbeit mit dem Forschungsprogramm Energie-Wirtschaft-Gesellschaft (EWG) werden Möglichkeiten erörtert, wie und unter welchen Bedingungen der Eigenverbrauch von dezentral erzeugtem Photovoltaikstrom maximiert werden kann. Weitere interdisziplinäre Projekte mit den Forschungsprogrammen Verbrennung (Potential biogener Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen im Schweizer Stromnetz), Wasserstoff (Wechselwirkung zwischen den Energieträgern) sowie Kraftwerk 2020 (Beitrag von Gaskraftwerken zur Netzstabilität) werden weitergeführt. Auch in Zukunft besteht Bedarf an Pilot- und Demonstrationsprojekten, in denen verschiedenste Aspekte umfassend untersucht und entsprechende Lösungsansätze demonstriert werden können. Aufgrund der Aufstockung des entsprechenden Budgets 2014 könnte verschiedenen, im Rahmen von Forschungsprojekten entwickelten Ansätzen der Übergang in die nächste Phase ermöglicht werden. Es ist aber auch weiterhin essentiell, die bestehenden internationalen Beziehungen, z. B. zum EU SET-Plan [6] oder innerhalb der Kooperation D-A-CH Smart Grids [9] weiter auszubauen und Synergien zu nutzen.

Highlights aus Forschung und Entwicklung

Durch den massiven Ausbau von fluktuierenden Einspeisungen in Europa, hauptsächlich aus regenerativer Sonnen- und Windenergie, wird das Europäische Elektrizitätsnetz künftig zusätzliche Möglichkeiten und Methoden zur Ausbalancierung der Last- und Produktionsschwankungen benötigen. Diese dürfen die lokalen Verteilnetze aber nicht an ihre Betriebsgrenzen bringen, sondern sollten deren sicheren Betrieb sogar noch unterstützen. Nebst der Frage, wie gross der Bedarf an derartigen Flexibilitäten in Zukunft sein wird, befassten sich in der Berichtsperiode verschiedene Projekte mit der Identifizierung und Erschliessung des Lastverschiebepotentials, angefangen bei Wärmeanwendungen in Privathaushalten, über Infrastrukturanlagen bis hin zu industriellen Tieffühlagern.



Figur 1: Bewertete Kosten und Nutzen und methodisches Vorgehen [4].

WARMup – Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern

Im Rahmen von «WarmUp» [10] wurde die Flexibilität von thermischen Speichern ökonomisch bewertet. Warmwasserspeicher sind bereits heute in einer grossen Anzahl vorhanden und bieten ein interessantes Potential zum Lastmanagement. Zudem kann die thermische Trägheit von Gebäuden als Speicher genutzt werden, um das Betriebsregime der Wärmeerzeugung dynamisch anzupassen und damit die Teilnahme an den Energiemärkten (Systemdienstleistungen, EPEX) zu optimieren. Im Projekt wurde die technische Umsetzbarkeit der marktorientierten, dynamischen Wärmeproduktion als gegeben vorausgesetzt und der Fokus auf die Quantifizierung des ökonomischen Wertes dieser Flexibilität gelegt.

Das durch die aktive Bewirtschaftung der thermischen Speicher geschaffene Wertschöpfungspotential wird dadurch bestimmt, in dem diese Flexibilität auf den Energiemärkten durch optimale Handelsgeschäfte verwertet wird. Zu diesem Zweck wurde ein Simulator entwickelt, der aus einer Kaskade von Optimierungen besteht, in welcher die optimalen Angebote, das Verhalten des Marktes (Annahme, Ablehnung, Abruf der Angebote), das Kappen der Leistungsspitzen (vermeidene Netzkos-

ten), sowie das daraus resultierende Betriebsregime der Wärmeerzeugung numerisch bestimmt werden können (Figur 1).

Gemeinsam mit dem Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz) und EnAlpin wurden anschliessend verschiedene Praxis-orientierte Simulationsszenarien definiert. Beispielsweise konnte mit einer optimierten Bewirtschaftung bei einem Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten und modernem Baustandard eine Heizkostenreduktion sowie zusätzliche Erträge von insgesamt 800 Franken gegenüber einer konventionellen Betriebsweise erzielt werden. Ein im Anschluss gestartetes Pilotprojekt unter Beteiligung von ewz wird zeigen, ob die simulierten Erträge am Markt auch tatsächlich erzielt werden können.

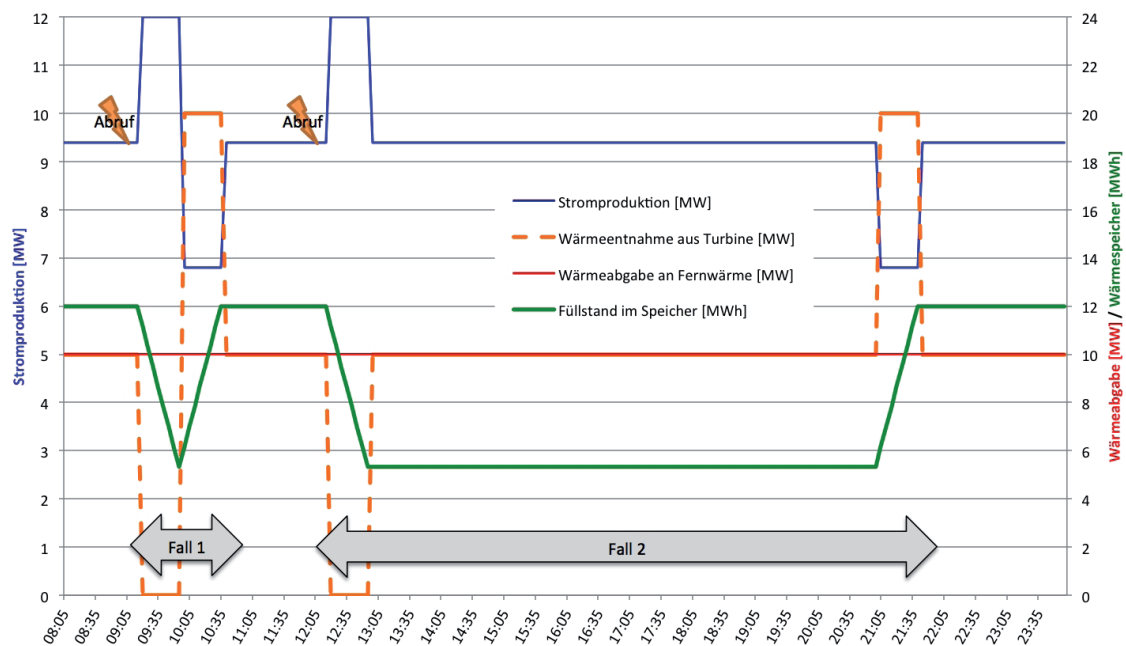
Der entwickelte Simulator soll im nächsten Jahr um Modelle weiterer Konversions- und Speichertechnologien ergänzt werden, um entsprechende Investitions- und Betriebsstrategien ableiten zu können.

Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung

Neben den kleineren Wärmeanwendungen im Niederspannungsnetz bergen auch grössere Lasten auf über-

geordneten Netzebenen das Potential für Lastverschiebungen. Im kommunalen Bereich dürften sich insbesondere Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Wasserversorgungen (WV) und Kehr-richtverbrennungsanlagen (KVA) dazu anbieten. Deren Potential wurde im Rahmen einer Studie [4] an Hand von jeweils zwei bis drei konkreten Fallbeispielen detailliert betrachtet, indem unter anderem auch entsprechende Speichermöglichkeiten einbezogen wurden (Figur 2). Die identifizierten Potentiale zur Lastverschiebung sind in der Tat zwar beträchtlich, aber auch stark begrenzt durch die Tatsache, dass die Anlagen ihrer Hauptaufgabe - der Ver- und Entsorgung von Wasser, Abwasser und Abfall - jederzeit nachkommen müssen.

Eine Hochrechnung ergab für das Jahr 2012 für alle Schweizer Infrastrukturanlagen ein technisches Lastverschiebepotential von 140 MW (positiv) resp. 233 MW (negativ) während 1 Stunde. Dieses dürfte bis im Jahre 2050 noch auf 198 bzw. 290 MW ansteigen. Zur positiven Lastverschiebung steuert das Abschalten der jeweiligen Strombezüger etwas mehr als die Hälfte bei, zur Negativen mit rund zwei Dritteln die Stromproduktion. Werden Lastverschiebungen nur über 15 Minuten erbracht, so steigt deren Potential noch leicht, sinkt aber beinahe auf die Hälfte bei Zeitdauern über 2 Stunden. Vom gesamten Potential der rund 3900



Figur 2: Speicherbewirtschaftung einer Kehrlichtverbrennungsanlage bei Abruf von positiver Regelernergie. (Quelle: InfraWatt)



Figur 3: Blick in das Tiefkühlager der Migros in Neuendorf. Die Temperatur in dem vollautomatischen Hochregallager beträgt standardmässig -26.5°C . (Quelle: Benedikt Vogel)

Infrastrukturanlagen in der Schweiz könnten alleine die grössten 40 ARA, 30 WV und 30 KVA heute rund 100 MW positive und rund 200 MW negative Lastverschiebungen anbieten.

Zur Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse im Bereich der Wasserversorgungs- und Abwasserreinigungsanlagen wird 2014 ein entsprechendes Leuchtturmprojekt gestartet.

FlexLast – Erzeugung von Sekundär-Regelleistung durch flexibles Lastmanagement bei Grossverbrauchern

BKW, IBM, Migros und Swissgrid führten während eineinhalb Jahren das gemeinsame Pilotprojekt FlexLast [1] mit dem Ziel durch, die Machbarkeit der

Erzeugung sekundärer Regelernergie durch Schaltung industrieller Lasten zu untersuchen. Als Versuchsobjekt dienten dabei die Tiefkühlanlagen des Migros Verteilzentrums in Neuendorf (Figur 3).

Im Rahmen des Projektes wurde insbesondere eine IT-Lösung zur dynamischen Steuerung und Optimierung der Kältetechnikanlagen realisiert, welche sich aktueller Logistikdaten und Wetterprognosen bedient. Ausserdem wurde im Feldversuch das Potential und die Grenzen zur Erzeugung von Regelernergie detailliert analysiert. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Schweizer Energiemarkt wurde in einer begleitenden Studie untersucht.

Es konnte gezeigt werden, dass die Bereitstellung von Regelernergie durch industrielle Lasten grundsätzlich möglich ist, die Einstiegshürden für Sekundärregelung allerdings hoch sind und mit den untersuchten Tiefkühlagern alleine nicht überwunden werden können. Dazu sind ein Pooling von Lasten unterschiedlicher Charakteristika (vgl. WarmUp oder Infrastrukturanlagen) sowie weitere ergänzende Massnahmen notwendig.

Nationale Zusammenarbeit

Das Forschungsprogramm Netze pflegt seit vielen eine enge Zusammenarbeit und einen regen Austausch mit den für den Themenbereich relevanten Forschungsgruppen an der ETH Zürich (Proff. Andersson, Franck, Biela) und verschiedenen Fachhochschulen (BFH, FHNW, HES-SO, HSLU, SUPSI, ZHAW). Im Jahr 2013 konnte auch der Kontakt zur ETH Lausanne (Prof. Paolone, Dr. Cherkaoui) ausgebaut werden. Die Schaffung neuer Kompetenzzentren im Rahmen des «Aktionsplans koordinierte Energieforschung Schweiz» [2], darunter auch eines im Bereich der Netze und Systeme (SCCER FURIES), dessen Koordination der EPFL obliegt, hat diese Anstrengungen positiv unterstützt. Durch die aktive Zusammenarbeit zwischen der «Schweizerischen Gesellschaft für Netzinfrastrukturforschung» (SGN) und der ETH Zürich hat die Geschäftsstelle der «Forschungsstelle Energienetze» (FEN) [11]

mit ihren drei wissenschaftlichen Mitarbeitern weitere Forschungsprojekte vorangetrieben, z. B. zur Potentialabschätzung biogener Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen im Schweizer Stromnetz oder zur Kosten-Nutzen-Analyse von Smart Grids. Die Resultate werden soweit wie möglich BFE-intern verbreitet und verwendet, so z. B. bei der Erarbeitung der «Smart Grids Roadmap» als Teil der Energiestrategie 2050. 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) [12] oder des vom BFE und Swisselectric Research unterstützten Projekts «Swiss2 G» [13].

Internationale Zusammenarbeit

Bereits 2010 wurde mit der Bildung des «Implementing Agreement for a co-operative programme on Smart Grids» (ISGAN) [14] im Rahmen des «Clean Energy Ministerial» (CEM) begonnen, wobei auch einzelne Vertreter aus dem vorangehenden Implementing Agreement «Enard» federführend mitgewirkt haben. Bedeutend mehr Staaten als bei Enard haben das Vorhaben unterstützt und gemeinsam zu einem Implementing Agreement im Sinne der IEA weiterentwickelt, 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 der neuen Energiestrategie 2050 oder der Smart Grids Roadmap. Aus diesem Grund hat die Schweiz ihre Teilnahme an ISGAN erklärt und die entsprechenden Arbeiten zu den Annexes aufgenommen. Die Schweizer Vertretung im Executive Committee von ISGAN wurde der Forschungsstelle Energienetze der ETH [11] übertragen. Die Arbeiten zur Umsetzung des SET-Plans [6] der EU wurden fortgesetzt. Im Bereich der Netze fanden diese vorwiegend innerhalb der «European Electricity Grid Initiative» (EEGI) [15] 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 herauszuholen 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» [7], der «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [9], des FP7-Projektes «GRID+» [16] und von ISGAN. Dabei hat sich auch die Schweiz aktiv beteiligt. Aufgrund der positiven Evaluation des «SmartGrids ERA-Net» durch die EU konnte die Laufzeit bis 2014 verlängert werden. Die Arbeiten dienen vor allem der Vorbereitung eines «ERA-NET COFUND», das ab 2014 im Rahmen von Horizon 2020 die Umsetzung des SET-Plans unterstützen soll. Die 2009 geschlossene «Kooperation D-A-CH Smart Grids» [9] wurde weitergepflegt, beispielsweise im Rahmen der «Smart Grids Week 2013 Salzburg» [17] oder der Konferenz «D-A-CH Energieinformatik 2013» [18] in Wien, die auch bei Schweizer Forschenden auf grosses Interesse gestossen ist. Die nächste Konferenz wird turnusgemäss am 13./14. November 2014 an der ETH Zürich stattfinden [19].

Referenzen

[1] BKW et al.: Flexlast – Erzeugung von Sekundär-Regelleistung durch ein dynamisches Lastmanagement bei Grossverbrauchern, SB (2014)

[2] SBF: Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz (2012)

[3] CORE: Konzept der Energieforschung des Bundes 2013–2016 (2012)

[4] Infracore: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, SB (2013)

[5] IEA: www.iea.org

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

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

[8] BFE: Forschungskonzept 2013–2016 – Netze (2012)

[9] Kooperation D-A-CH Smart Grids: www.smartgrids-dach.eu

[10] Misurio AG: WARMup – Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern, SB (2013)

[11] Forschungsstelle Energienetze: www.fen.ethz.ch

[12] Konsortium VEiN: VEiN – Verteile Einspeisung in Niederspannungsnetze, JB (2013)

[13] SUPSI, Bacher Energie AG: Swiss2 G, JB (2013)

[14] IEA ISGAN: www.iea-isgan.org

[15] EEGI: www.smart-grids.eu/?q=node/170

[16] EU Forschungsprojekt «GRID+»: www.gridplus.eu

[17] Smart Grids Week 2013 Salzburg: www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id7097

[18] DACH-Energieinformatik 2013: www.energieinformatik2013.at

[19] DACH-Energieinformatik 2014: www.energieinformatik2014.ch

Laufende und im Berichtsjahr abgeschlossene Projekte

(* IEA-Klassifikation)

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: 2009–2014	
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.		
BOOSTERCAP - DYNAMIC EXCITATION MODULE (DEM) TECHNOLOGY	R+D	6.2
Lead: Alstom Switzerland Ltd.	Funding: BFE, Privat	
Contact: Stefan Keller stefan.sk.keller@power.alstom.com	Period: 2011–2014	
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 andersson@eeh.ee.ethz.ch	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.		
DEMAND-RESPONSE.CH	R+D	6.2
Lead: Hochschule Luzern - Technik und Architektur, iHomeLab	Funding: BFE, Privat	
Contact: Alexander Klapproth alexander.klapproth@ihomelab.ch	Period: 2013–2015	
Abstract: The project investigates mechanisms how the energy consumption can be influenced in regard to the time of use, the price and the demand between the supplier and the consumer. It will be investigated what kind of incentives can change the consumers behaviour and lead to the goals of the suppliers energy sourcing from sun, wind and hydro-electric power plant. The factors for the consumer's energy costs are as well part of the project.		

● **ESINFOVEIN - EFFIZIENTE STROMNUTZUNG DURCH EXTERNE INFORMATIONEN**

R+D

6.2

Lead: Fachhochschule Nordwestschweiz

Funding: BFE, Privat

Contact: Holger Wache holger.wache@fhnw.ch

Period: 2013–2014

Abstract: Existing approaches for the management of low power grids only consider local measurements. However the management may be suboptimal due to the lack of information like e.g. a precise short-term weather forecast for solar generators. That kind of external information may improve network stability and power consumption significantly. This study investigates how big the potential of (external) information for optimisation of low power grids is.

● **EXCO-VERTRETUNG IM IEA IMPLEMENTING AGREEMENT «ISGAN»**

Int

6.2

Lead: ETH Zürich

Funding: BFE

Contact: Turhan Demiray demirayt@fen.ethz.ch

Period: 2012–2016

Abstract: ISGAN creates a mechanism for multilateral government-to-government collaboration to advance the development and deployment of smarter electric grid technologies, practices, and systems. It aims to improve the understanding of smart grid technologies, practices, and systems and to promote adoption of related enabling government policies. Turhan Demiray represents Switzerland within the executive committee as its alternate delegate.

● **FLEXI : DÉTERMINATION DU POTENTIEL DE FLEXIBILISATION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE**

R+D

6.2

Lead: Planair SA

Funding: BFE

Contact: Lionel Perret lionel.perret@planair.ch

Period: 2013–2014

Abstract: Le projet vise à répondre à la question du potentiel de flexibilisation de la demande électrique des ménages afin de maximiser la part de consommation locale d'énergie solaire photovoltaïque. Le but est de quantifier de manière précise la couverture de la demande électrique d'un ménage ou d'un ensemble de ménages avec une production solaire locale en fonction de l'utilisation de technologies "smart" de flexibilisation de la demande.

● **FLEXLAST – ERZEUGUNG VON SEKUNDÄR-REGELLEISTUNG DURCH EIN DYNAMISCHES LASTMANAGEMENT BEI GROSSVERBRAUCHERN**

P+D

6.2

Lead: IBM Schweiz AG

Funding: BFE, Privat

Contact: Norbert Ender Norbert.Ender@ch.ibm.com

Period: 2012–2013

Abstract: Mit dem Projekt wollen Migros, BKW, Swissgrid und IBM das Potential von Smart Grid Technologien bei Grossverbrauchern adressieren; es soll die Entwicklung eines Smart Grid in der Schweiz unterstützen. Im Pilotprojekt werden die Kühllhäuser des Migros-Vertriebsbetrieb Neuendorf (MVN) zur Erzeugung von Sekundär-Regelleistung genutzt.

● **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 bondi@alari.ch

Period: 2010–2014

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.

● **GRIDBOX - PILOTNETZ**

P+D

6.2

Lead: Super Computing Systems AG; Bacher Energie AG

Funding: BFE, Privat

Contact: Stephan Moser stephan.moser@scs.ch

Period: 2013–2016

Abstract: GridBox ist ein umfassendes Smart Grid Konzept, basierend auf im Netz verteilten, kommunizierenden Geräten, welche sowohl Netzzustände in Sekundenintervallen und mit synchroner Zeitgenauigkeit erfassen als auch entsprechende Netzstabilisierende Aktionen auslösen können. Das GridBox Pilotnetz ist eine vollständig mit GridBoxen ausgerüstete Verteilnetzregion, in welcher verschiedenste Aspekte eines zukünftigen Stromsystems untersucht werden.

● **HVDC NETWORKS**

R+D, Int

6.2

Lead: ETH Zürich

Funding: BFE, Privat

Contact: Christian Franck cfranck@ethz.ch

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 ISGAN ANNEX 1 – GLOBAL SMART GRID INVENTORY

R+D, Int 6.2

Lead:	Bacher Energie AG	Funding:	BFE
Contact:	Rainer Bacher rainer.bacher@bacherenergie.ch	Period:	2012–2014
Abstract:	The ISGAN Annex 1 consists of three tasks. Task 1 entails development and population of a unified ISGAN framework for assessment of national-level motivating drivers and technology priorities for smart grids. Task 2 concerns development of the initial project inventory. Task 3 adds a quantitative layer using key per performance indicators identified by ISGAN Annex 3.		

● IEA ISGAN ANNEX 3 – BENEFIT AND COST ANALYSES AND TOOLKITS

R+D, Int 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE
Contact:	Turhan Demiray demirayt@fen.ethz.ch	Period:	2012–2016
Abstract:	The objective is to develop a global framework and related analyses that can identify, define, and quantify in a standardized way the benefits that can be realized from the demonstration and deployment of smart grids technologies and related practices in electricity systems. The Annex will leverage existing knowledge and experience gained, e.g., in different participating countries.		

● 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 moritz.look@unisg.ch	Period:	2010–2013
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's impact on established structures will be highlighted.		

● OPTIMIERUNG DES BETRIEBES VON FREILEITUNGEN AUS METEOROLOGISCHER SICHT

R+D 6.2

Lead:	Meteodat GmbH	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Urs Steinegger steinegger@meteodat.ch	Period:	2012–2015
Abstract:	The project will deliver methods to calculate and predict the change in conductor temperature with changing weather conditions. This will help to improve the use of existing overhead power lines without compromising the safety. Weather-related loads on overhead lines may influence the operation or even damage the infrastructures. A high-resolution weather forecast model will be tested and improved to foresee wet snow and in-cloud icing events.		

● POTENTIAL DER SCHWEIZER INFRASTRUKTURANLAGEN ZUR LASTVERSCHIEBUNG

R+D 6.2

Lead:	InfraWatt	Funding:	BFE
Contact:	Ernst A. Müller mueller@infrawatt.ch	Period:	2011–2013
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.		

● POWER ELECTRONIC CONVERTER SYSTEMS FOR ENERGY STORAGE BASED ON SPLIT BATTERIES

R+D 6.2

Lead:	ETH Zürich	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Jürgen Biela jbiela@ethz.ch	Period:	2012–2015
Abstract:	In the project, highly efficient and reliable power electronic converter systems for modular energy storage systems applied in medium voltage grids are investigated. The new solutions are comprehensively modelled and optimised for efficiency. For evaluating the performance of the new concepts, these are compared to existing solutions. Based on the optimal solution, a medium voltage prototype is built and control issues are investigated.		

● RENEWABLE ENERGIES IN FUTURE ENERGY SUPPLY (RENERG2) – WORKPACKAGE 5: MARKET & GRID

R+D 6.2

Lead:	Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)	Funding:	BFE, Privat
Contact:	Petr Korba petr.korba@zhaw.ch	Period:	2013–2016
Abstract:	The project includes research activities in the field of chemical electricity storage, efficient use of stored electricity and the interaction with the electric grid. The target of the project is to demonstrate the efficiency increase and pollutant reduction potentials of the whole chain, from electrolytic hydrogen production and the use in energy converters as well as the capabilities for grid stabilization.		

- **SMART GRID-POLYSUN – DESIGNTOL FÜR LOKALES LASTMANAGEMENT** R+D, Int 6.2
- | | | | |
|----------|--|----------|-------------|
| Lead: | ETH Zürich | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Göran Andersson 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.
- **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 of partners in NO, DK, Latvia and CH.
- **SWISS2G** P+D 6.2
- | | | | |
|----------|----------------------------------|----------|-------------|
| Lead: | SUPSI; Bacher Energie AG | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Roman Rudel roman.rudel@supsi.ch | Period: | 2009–2014 |
- 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 elaborate models to reproduce these measured phenomena.
- **SYSTEM MODELLING FOR ASSESSING THE POTENTIAL OF DECENTRALIZED BIOMASS-CHP PLANTS** R+D 6.2
- | | | | |
|----------|---|----------|-------------|
| Lead: | ETH Zürich | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Konstantinos Boulouchos boulouchos@lav.mavt.ethz.ch | Period: | 2012–2015 |
- Abstract: An increasing share of fluctuating renewable electricity production (photovoltaic, wind) asks for grid stabilising measures. Decentralised biogenic combined heat and power (CHP) plants could play a significant role in this context. The development of a CHP swarm model based on geographical distributed information about energy sources and transmission infrastructure allows assessing the potential of this concept for Swiss regions.
- **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: | 2009–2014 |
- 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. The aim is to prepare the accordingly necessary knowledge and to gain experience.
- **WARMUP - OPTIMALE NETZREGELUNG IM WÄRMEPOOL** R+D 6.2
- | | | | |
|----------|--|----------|-------------|
| Lead: | Misurio AG | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Samuel Pfaffen samuel.pfaffen@misurio.ch | Period: | 2012–2013 |
- Abstract: The project aims at exploiting the flexibility of a pool of thermal storage devices for balancing the electrical grid. A high level intelligent system aggregates the existing flexibility, generates best bids on behalf of the system operator and guarantees an optimal overall operation. The project investigates economical, physical and legal requirements which guarantee a sustainable implementation. It is the starting point for a pilot.
- **WARMUP - PHASE 2** R+D 6.2
- | | | | |
|----------|--|----------|-------------|
| Lead: | Misurio AG | Funding: | BFE, Privat |
| Contact: | Samuel Pfaffen samuel.pfaffen@misurio.ch | Period: | 2013–2015 |
- Abstract: A pool of heat pumps with warm water and building thermal energy storage is optimized against the intraday and tertiary control market. The project will prove the economic value of the flexibility of approx. 10 local energy systems in the field test and should confirm the results of the potential analysis. It experiences with the bi-directional binding of the plants to a market-focused system and the associated completion of energy business.

