



# VISION OF FUTURE ENERGY NETWORKS

## Jahresbericht 2006

Autor und Koautoren	Klaus Fröhlich / Göran Andersson (M. Arnold, P. Favre-Perrod (Verfasser), M. Geidl, F. Kienzle, G. Koeppel, M. Schulze)
Beauftragte Institution	ETH Zürich, Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie.
Adresse	Physikstrasse 3 ETL H26, 8092 Zürich
Telefon, E-mail, Internetadresse	044 632 27 77, <a href="mailto:fröhlich@eeh.ee.ethz.ch">fröhlich@eeh.ee.ethz.ch</a> / <a href="http://www.eeh.ee.ethz.ch">www.eeh.ee.ethz.ch</a>
BFE Projekt-/Vertrag-Nummer	100669 / 151068
BFE-Projektleiter	Rainer Bacher
Dauer des Projekts (von – bis)	1. Juli 2004 bis 30. Juni 2008
Datum	30. November 2006

### ZUSAMMENFASSUNG

Es wurde während dieses Berichtszeitraums Schwerpunkte auf folgende Themen gelegt:

- Im Bereich Systemmodellierung wurde ein neuer Ansatz zur zur Strukturoptimierung mit direktem Einbezug der Investitionskosten entwickelt.
- Im Bereich Integration von Speichern wurde die Arbeit zum Thema Konzeptionisierung eines Energiesystems mit verteilten Energiespeichern abgeschlossen.
- Im Bereich Energieübertragung wurde der mögliche Betriebsbereich einer Kombinierten Leitung für Strom und Gas untersucht.
- Im Bereich Zuverlässigkeit wurde ein Modell zur Beschreibung der Verfügbarkeit der Lastversorgung erstellt.

Die Weiterentwicklung des Projekts wurde ebenfalls genauer definiert.

# Ausgangslage

## PROBLEMBESCHREIBUNG

Dezentrale und stochastische Energieerzeuger haben in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass die heutigen Netzstrukturen, Schutzprinzipien und Betriebskonzepte bei einer zu erwartenden weiteren Zunahme der Einspeisung aus stochastischen und dezentralen Quellen den zuverlässigen Netzbetrieb nicht mehr gewähren können. Die Gründe hierfür sind vielfältig: Umkehr der Lastflüsse im Verteilnetz, ungenügend vorhandene Regelleistung, usw. Lösungen für die grossflächige Integration von neuartigen Erzeuger werden daher gesucht.

Die gesellschaftlichen Erwartungen an die Energiebranche haben sich ebenfalls gewandelt: Die Versorgungssicherheit gilt als gewährleistet, bei Erweiterungen der Energienetze werden heute vielmehr der mögliche Einfluss auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit diskutiert. Wege zur nachhaltigen Gestaltung von Energienetzen sind hier gefragt.

Das Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie der ETH Zürich hat in diesem Zusammenhang das Projekt „Vision of Future Energy Networks“ (VoFEN) initiiert. Es werden neue Ansätze zu Gestaltung und Betrieb, sowie mögliche und nötige technologische Weiterentwicklungen untersucht, mit deren Hilfe künftige Netze den neuen Anforderungen gerecht werden können. Der betrachtete Zeithorizont liegt bewusst sehr weit in der Zukunft, d.h. 2050 und weiter.

## LÖSUNGSANSATZ

Die „historisch“ bedingte Struktur der heutigen Energienetze, die erwarteten Vorteile der Integration verschiedener Energieträger in ein gemeinsames System (wie etwa Synergieeffekte in Gestaltung und Betrieb oder zusätzliche Redundanz) sowie der lange Zeithorizont der Studie legten einen „Grüne Wiese Ansatz“ nahe. Es wurde ein System vorgeschlagen, unter der Annahme, dass beim Aufbau des Energiesystems keine existierende Infrastruktur vorhanden ist (Das System wird also auf einer grünen Wiese aufgestellt). Dies ist in einer theoretisch orientierten Studie sinnvoll, weil somit Einflüsse der heutigen Praxis ausgeblendet werden können.

Zu Beginn der Studie wurde eine Netzstruktur definiert, die als Basis für weitere Modelle und Überlegungen verwendet wird (Abbildung 1). Das Energiesystem versorgt Verbraucher mit sämtlichen Energieformen (wie etwa Beispielhaft Strom, Wärme und chemische Energie, z.B. Erdgas). Dies Erfolgt über geeignete Schnittstellen, als Hub bezeichnet. Ebenfalls an den Hub angeschlossen sind erzeugende Netzteilnehmer. Demnach besteht ein Hub aus verschiedenen Energiewandler (Gasturbinen, Brenner, Brennstoffzellen, Leistungselektronik, Thermoelektrische Wandler, Elektrolyse Zellen, usw.), bzw. -speicher.

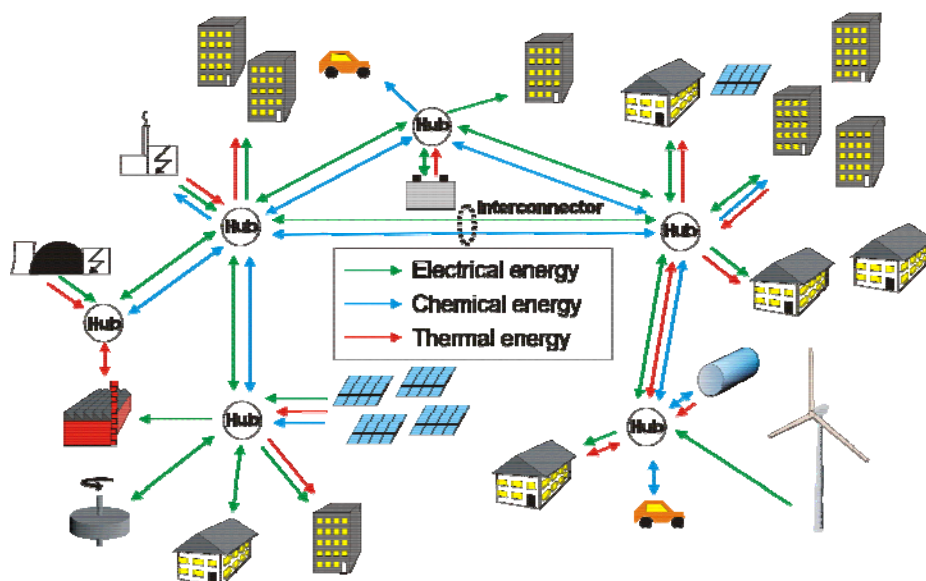


Abbildung 1: Die vorgeschlagene Struktur eines zukünftigen Energienetz dient als Ansatz für die Beschreibung und Modellierung von Energiespeicherungs-, -konversions- und -übertragungsprozessen.

In der Formulierung und Ausarbeitung des Projekts sollen stets die Besonderen Merkmale des Projekts im Vordergrund stehen. Dies grenzt das Projekt VoFEN von thematisch verwandten Vorhaben ab und garantiert dessen Innovativen Charakter. Diese Schwerpunkte sind:

- Der Grüne Wiese Ansatz: langfristige und unbeeinflusste Perspektive
- Das multi-Energieträger Netz: Berücksichtigung aller tatsächlichen Bedürfnisse (gemeint ist der Endverbrauch und nicht etwa der Bruttostromverbrauch) der Netzteilnehmer.
- Die Integration der verschiedenen Verkehrsteilnehmer (öffentlich oder privat) in das Netz als Lasten, Erzeuger oder Speicher.
- Der Schwerpunkt auf physikalische Modelle (im Gegensatz zu ökonomischen Ansätzen, oder „Kupferplatten“ Modellen, usw.)

## STRUKTURIERUNG DES PROJEKTS

In [1] wurde der voraussichtliche Projektablauf skizziert. Dieser wurde den Erkenntnissen laufend angepasst. Der heutige Planungsstand ist in Abbildung 2 dargestellt. Seit 2004 sind drei Grundlagenarbeiten sowie eine technologieorientierte Arbeit am laufen. Zusammengefasst sind dies:

- Die Modellierung von Speichersystemen im Umfeld von stochastischen Erzeugern.
- Die Modellierung der multi-Energieflüsse im Energy Hub und in Hub Netzen.
- Die Modellierung der Zuverlässigkeit eines Systems mit gekoppelten Energieträgern.
- Die Untersuchung der Möglichkeiten zur gleichzeitigen Übertragung von mehreren Energieträgern in einer einzigen „Leitung“.

2007 soll die Vertiefung und Validierung des Projekts beginnen. Es werden zwei neue Arbeitspakete im Grundlagenbereich sowie zwei Fallstudien gestartet. Auf die einzelnen Arbeitspakete wird im Folgenden detaillierter eingegangen.

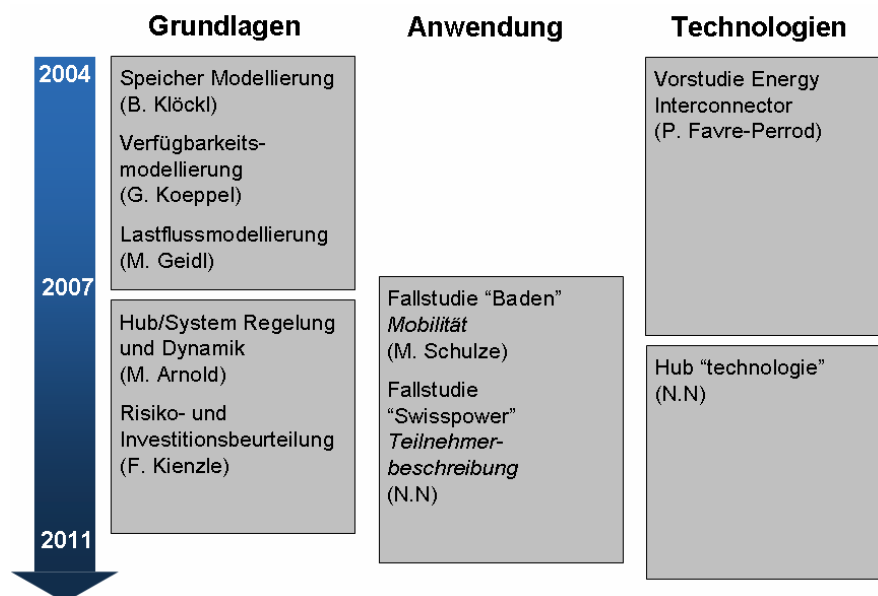


Abbildung 2: Aktuelle Strukturierung des Projekts. Erste Arbeitspakete im Bereich der Grundlagen sind kurz vor dem Abschluss.

## DURCHGEFÜHRTE ARBEITEN

In den Jahren 2004 bis 2005 wurden die folgenden Pakete bearbeitet.

- Modellierung von Speichersystemen:
  - Eine allgemeine, nur auf Energiefüllstände und Klemmenleistungen beruhende Beschreibung des Speicherverhaltens unter Berücksichtigung der dynamischen und statischen Verluste wurde vorgeschlagen.

- Eine Methode zur Beurteilung der Dimensionierung und Platzierung eines Energiespeichers mittels stochastischen Beschreibungen wurde entwickelt.
- Modellierung der Energieflüsse:
  - Eine systematische Beschreibung der Energieflussskopplungen im Energy hub wurde entwickelt.
  - Methoden zur Berechnung von Energieflüssen in Hub Netzwerken wurden entwickelt und in operativen und topologischen Optimierungsproblemen eingesetzt.
- Modellierung der Zuverlässigkeit:
  - Methoden zur Beschreibung der Zuverlässigkeit am Ausgang eines Hubs in Funktion der Zuverlässigkeit der angeschlossenen Netze und der Hub Komponenten wurden entwickelt.
- Energieübertragung:
  - Ein grundsätzlicher Vergleich der möglichen Kombinationen ergab, dass die vorzüglich zu untersuchende Variante die Kombinierte Übertragung von Strom und Gas ist (wobei thermische Energie am Ausgang der Leitung als „Abfallprodukt“ verfügbar wird).
  - Die Modellierung des kompressiblen nicht-isothermen Gasflusses im Interconnector wurde erledigt.

Vollständigere Informationen finden sich in [2] und auf der Projekt Homepage unter [www.future-energy.ethz.ch](http://www.future-energy.ethz.ch).

## Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

### SYSTEMMODELLIERUNG UND -OPTIMIERUNG

In diesem Teilgebiet geht es um die statische Modellierung und Optimierung der Energieflüsse in Systemen mit mehreren Energieträgern – z. B. Elektrizität, Erdgas, Fernwärme – und um die Optimierung der Systemstruktur (Layout, Topologie). Neben der Erprobung der in den Vorjahren entwickelten, allgemeinen Netzwerkmodellen zur Beschreibung von Netzen mit mehreren Energieträgern wurden folgende wesentliche Entwicklungen abgeschlossen:

1. Beschreibung der Netze mittels detaillierter statischer Lastflussmodellen. Dies erlaubt eine genauere Abschätzung der Auswirkungen dezentraler Ressourcen, wie z.B. deren Einfluss auf die Betriebskosten, Spannungsqualität, Netzstabilität, etc.
2. Erstellung eines allgemeinen Speichermodells mit dem alle Arten von Energiespeichern (Batterien, Gastanks, Pumpspeicherwerke, etc.) beschrieben und in den bestehenden Modellrahmen eingebettet werden können.
3. Ausbau der operativen Optimierung (d.h. bei vorgegebener Netztopologie und Hubausstattung) zu einem „Multi-Period“-Ansatz. Dieser ermöglicht die Einbindung von Speichern in die Optimierung der Energieflüsse über einen bestimmten Zeithorizont und liefert somit ein Tool zur Bestimmung der optimalen Speicherbewirtschaftung.
4. Entwicklung eines neuen Ansatzes zur Netztopologieoptimierung mit direktem Einbezug der Investitionskosten. Während im bisherigen Verfahren Investitionskosten in einem separaten, späteren Schritt evaluiert wurden, erlaubt dieser Ansatz einen direkten Einbezug der zu erwartenden Investitionen in die Strukturoptimierung. Das Verfahren wählt die am besten passenden Elemente (d.h. Energiewandler, z. B. Gasturbine, Brennstoffzelle, Wärmetauscher, etc.) aus einer gegebenen Menge verfügbarer Elemente aus und fügt diese zu einer optimalen Struktur zusammen.

Die Entwicklungen wurden in diversen Publikationen dokumentiert (siehe unten). Der Bereich der statischen Modellierung ist damit weitgehend abgeschlossen. Es bleibt zu prüfen, inwiefern die entwickelten Optimierungsmodelle auf grosse Systeme anwendbar sind. Erfahrungen mit kleineren Testsystemen lassen auf numerische Schwierigkeiten und damit zusammenhängend auf hohen Rechenaufwand schliessen. Numerische Schwierigkeiten ergeben sich durch die mathematischen Eigenschaften der Pipeline- und Kompressor-Gleichungen. Besonders das mögliche Auftreten von "Wurzel aus Null" in den hydraulischen Gleichungen ist für manche Solver (z.B. "Minos") ein Problem und führt zum

Abbruch des Programms. Weitere Probleme entstehen durch den stark nichtlinearen, konkaven Lösungsraum sowie durch teilweise sehr "flache" Optima.

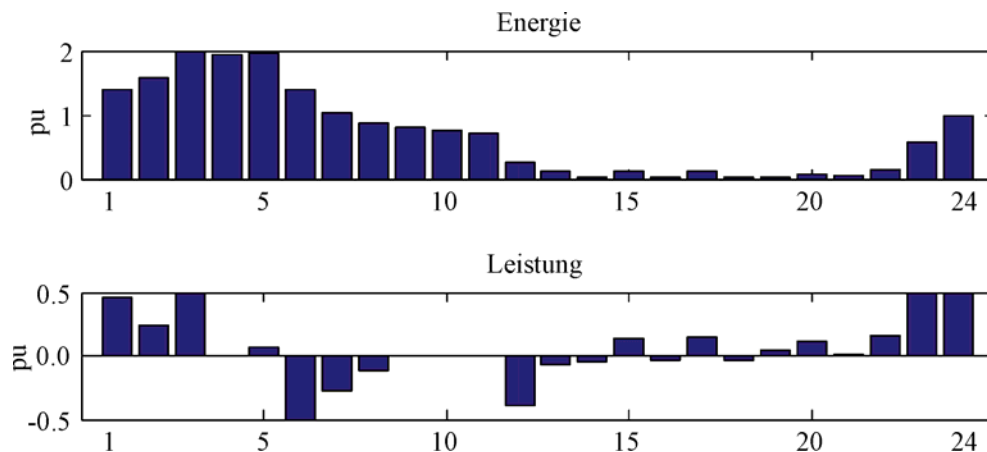


Abbildung 3: Bewirtschaftung eines Wärmespeichers, optimiert für 24 Stunden. Nachts (22 bis 5 Uhr) wird der Speicher geladen um während des hohen Bedarfs in den Morgenstunden (6 bis 8 Uhr) die Netze zu entlasten.

### INTEGRATION DER ENERGIESPEICHERUNGS-THEORIE

Dieser Projektteil zielt auf die Darstellung der potentiellen Rolle (Nutzen, Beeinflussung der Energieflüsse im Netz, usw.) von verteilt installierten Energiespeichern in Netzen mit hohem Anteil an stochastische Ressourcen ab. Unter stochastischen Ressourcen werden Energiequellen verstanden die nicht permanent verfügbar sind und deren Verfügbarkeit nicht oder begrenzt vorgesagt werden kann, was insbesondere für alle Wetterbedingte Energiequellen wie Wind, Sonne und in einem gewissen Mass auch Regen zutrifft. Wie bereits in [2] erläutert, haben frühere Arbeitspakete ergeben, dass die klassische deterministische Vorgangsweise zur Evaluierung von verschiedenen technischen Konfigurationen in der überwiegenden Anzahl von untersuchten Fällen in unzureichend interpretierbaren Ergebnissen mündet. Als diese Vorgangsweise kann die direkte Verwendung von einmalig gemessenen Zeitreihen verstanden werden. Typischerweise, aber nicht ausschliesslich, liegen diese Fälle dann vor, wenn

- die gemessene Zeitreihe kurz und der maximale Speicherinhalt der untersuchten Installation relativ zur stochastischen Ressource gross ist, oder
- mehrere Ressourcen in dasselbe Energiesystem (mit verteilten Speichern) einspeisen, und die Verknüpfungen zwischen den Einspeisepunkten komplex sind (beispielhaft in einem vermaschten System).

Der Stand der Arbeit, wie in 12/2005 [2] dargestellt, wurde zwischen 1/2006 und 9/2006 um die zu diesem Zeitpunkt in Evaluierung befindlich gewesenen Modelle zur definierten Erzeugung von stochastischen Leistungszeitreihen aus limitierten Messdaten erweitert. Daraus entstanden mehrere scharf abgegrenzte Arbeitspakete [7], [8], [9], deren Inhalt bei der Erstellung des Endberichts der wissenschaftlichen Tätigkeit des betreffenden Mitarbeiters verwendet wurde [10]. Es ist nunmehr erstmals möglich, aus gemessenen Zeitreihen (als Input für Systemmodelle mit/ohne verteilten/zentralisierten Energiespeichern) Verteilungen von Lastflüssen, Energiefüllstandsverteilungen, etc., in Energiesystemen mit theoretisch unlimitierter Anzahl von Knoten statistisch exakt zu errechnen (Die praktische Grenze setzt der Rechenaufwand). Folgende Eigenschaften können dabei berücksichtigt werden:

- Autokorrelationsfunktionen der individuellen Zeitreihen, inklusive periodischen Anteilen (Beharrung auf der Zeitachse)
- Kreuzkorrelationsfunktionen der Zeitreihen (räumliche Abhängigkeiten)
- nichtstationäre Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auf der Zeitachse (z.B. im Fall von Photovoltaik)

In [10] wurde gezeigt, dass die Kenntnis dieser Eigenschaften minimal notwendig ist, um die wissenschaftliche Frage nach der Konzeptionisierung eines Energiesystems mit verteilten Energiespeichern beantworten zu können.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft die Ergebnisse der Simulation eines energetisch vollständig versorgten stochastisch gespeisten Energienetzes mit einem verbundenen System (das könnte z.B. typischerweise als das übergeordnete Übertragungssystem interpretiert werden). Die Kurven stellen die Wahrscheinlichkeitsdichten der Leistungsflüsse am Verknüpfungspunkt dar. Die Abnahme der Varianz derselben mit steigender Speicherkapazität ist ebenso klar erkennbar wie die Abnahme der Absolutwerte der maximalen Rückspeisungen (negative Werte). Die installierte stochastische Erzeugungsleistung beträgt 82 MW, der Mittelwert der Systemlast 20 MW. Anm.: Dieses Bild kann sich quantitativ für geringe Änderungen der Systemparameter beträchtlich verschieben.

Mit der Erstellung von [10] kann dieses Arbeitspaket als abgeschlossen erachtet werden.

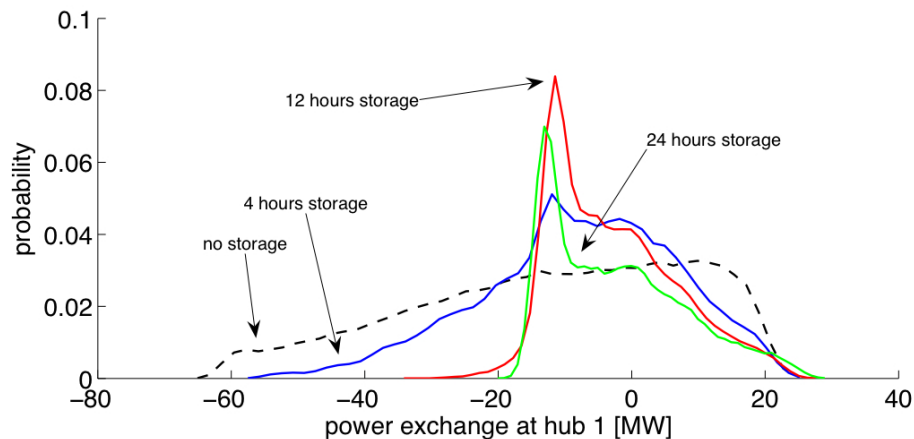


Abbildung 4: Wahrscheinlichkeitsdichte des Leistungsaustausches eines stochastisch gespeisten Subnetzes mit dem verbundenen System mit und ohne verteilte Energiespeicher.

## MULTI-ENERGIETRÄGER ÜBERTRAGUNG

Unter diesem Begriff wird die gleichzeitige Übertragung verschiedener Energieformen in einem einzigen Übertragungskanal, dem so genannten Interconnector, verstanden. Bisher wurde die Kombination von elektrischer, chemischer (gasförmig) und thermischer Energie als bestgeeignete Variante erkannt. Im 2006 wurde untersucht inwieweit die Energieflüsse im Interconnector aufgrund der Wärmeaufnahme durch das chemische Medium gekoppelt sind.

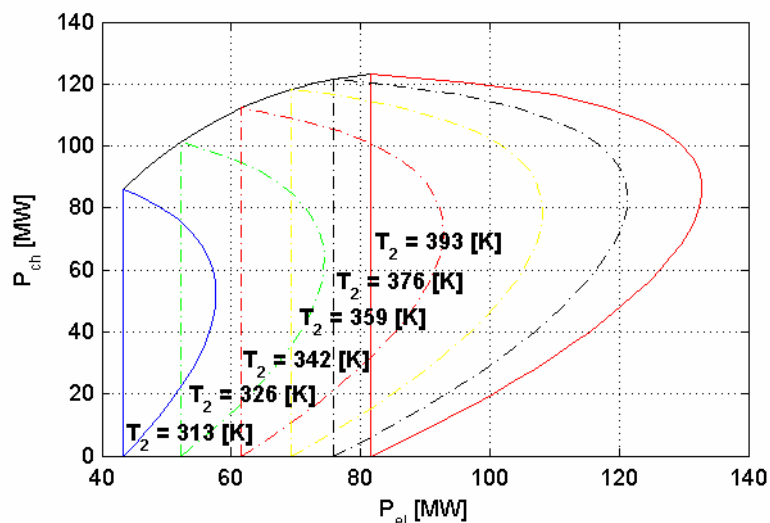


Abbildung 5: Möglicher Betriebsbereich der elektrischen gegenüber der chemischen Übertragungsleistung für verschiedene Austrittstemperaturen des chemischen Mediums.  $P_{ch}$  und  $P_{el}$  stellen die Übertragene chemische, resp. elektrische Leistung dar.

Die ohmschen Verluste im elektrischen Teil des Interconnectors werden teilweise in die umgebende Erde und teilweise an das chemische Medium abgegeben. Daraus folgt, dass erstens bei gegebener elektrischer Leistung ein gewisser chemischer Fluss notwendig ist um die Verluste wegzuleiten und die maximale Austrittstemperatur des Gases nicht zu überschreiten. Zweitens ist der maximale Massenfluss im Interconnector durch den maximalen Druck begrenzt, was eine Begrenzung der elektrischen Verluste zur Folge hat. Da das chemische Medium kompressibel ist, kann bei gleich bleibenden elektrischen Verlusten der chemische Fluss angepasst werden. Die Abbildung 5 zeigt den möglichen Betriebsbereich des Interconnectors für verschiedene Austrittstemperaturen.

## **ZUVERLÄSSIGKEITSMODUL**

Durch die Versorgung einer Last mit Hilfe eines Energy Hubs entsteht die Möglichkeit redundanter Verbindungen. Eine elektrische Last kann somit entweder direkt (ohne zusätzliche Konversion) vom elektrischen Netz versorgt werden oder aber indirekt durch beispielsweise eine Gasturbine (d.h. durch Umwandlung aus einer anderen Energieform). Der Hub spielt also die Rolle einer „Drehscheibe“ in dem Lasten mithilfe geeigneter Energiewandler wahlweise aus verschiedenen Netzen gespeist werden können (u.a. Stromnetz, Gasnetz). Neben wirtschaftlichen Aspekten bietet eine solche Konfiguration eine höhere Versorgungssicherheit, da auch bei Ausfall des elektrischen Netzes die Last noch versorgt wird. Dies unter der Annahme, dass beim Wegfall des elektrischen Netzes das lokale Netz im Inselbetrieb weiter betrieben werden kann. Um für alle denkbaren Energy Hubs die Zuverlässigkeit am Ausgang, d.h. die Verfügbarkeit der Lastversorgung, bestimmen zu können, wurde folglich ein Modell entwickelt.

Das Modell basiert auf einem Hub, welcher 3 Eingänge und 3 Ausgänge hat. Somit verknüpft der Hub beispielsweise das elektrische Netz mit dem chemischen und thermischen Netz. Jeder Ausgang kann von jedem der Eingänge versorgt werden, entweder direkt oder indirekt durch Konvertoren. Das entwickelte Modell ermöglicht nun, die Verfügbarkeit an jedem Ausgang des Hubs zu ermitteln, als Funktion der Komponenten im Hub. Mit dem Modell kann nicht nur numerisch sondern auch symbolisch gerechnet werden, was ermöglicht, den Einfluss bestimmter Komponenten auf die Verfügbarkeit zu bestimmen. Umgekehrt ermöglicht dies jedoch auch, Grenzwerte für bestimmte Komponenten festzulegen, wie beispielsweise minimal notwendige Übertragungskapazität oder maximal erlaubte Fehlerrate, um eine gewisse Verfügbarkeit garantieren zu können.

Schliesslich wurde das Modell so entwickelt, dass es auch zur Berechnung von Zielfunktionen in Optimierungen eingesetzt werden kann. Somit kann mit den anderen Modellen zum Beispiel eine Lastflussoptimierung mit dem Ziel, die Betriebskosten zu minimieren, durchgeführt werden. Anschliessend wird die gleiche Optimierung durchgeführt mit dem Ziel, die Verfügbarkeit zu maximieren. Der Vergleich beider Optimierungen erlauben dann, die erhöhte Verfügbarkeit mit den veränderten Kosten in Relation zu setzen und so den Wert einzelner Komponenten im Bezug auf die Verfügbarkeit zu ermitteln.

Versorgungssysteme, die aus Pipelines bestehen, wie das chemische oder das thermische Netz, bieten inhärent die Möglichkeit, Energie zu speichern, in dem der Druck auf gewissen Leitungen erhöht wird. Dies ist ein Vorteil gegenüber dem elektrischen Netz, und die Frage stellt sich, ob diese Speicherefähigkeit auch für die Versorgung der elektrischen Lasten einen Vorteil bietet. Um dies untersuchen zu können, wurde das bestehende Zuverlässigkeitsmodell deshalb erweitert, dabei wird auch der Einfluss von Energiespeichern berücksichtigt.

## **Industrielle Zusammenarbeit**

Die folgenden ausländischen Firmen sind als vollwertige Partner in das Projekt integriert und gewähren sowohl finanzielle als auch fachliche Unterstützung:

- ABB business area medium voltage products (Zürich) und corporate research (Dättwil).
- Siemens PTD technology & innovation (Erlangen, Deutschland)
- Areva T&D Geschäftsleitung (Paris, Frankreich) sowie T&D technology centre (Stofford, Vereinigtes Königreich).

Mit folgenden Partnern wird zurzeit eine Zusammenarbeit vorbereitet:

- Swisshpower: Es wurde eine gemeinsame Fallstudie über das Versorgungsgebiet einer schweizerischen Stadt vereinbart. Die Vereinbarung wird voraussichtlich Anfang 2007 definitiv ausgehandelt. Der Inhalt der Fallstudie wird zu diesem Zeitpunkt detailliert definiert werden.

- Regionalwerke Baden und Stiftung Novatlantis: Eine gemeinsame Fallstudie unter finanzieller und wissenschaftlicher Beteiligung dieser beiden Partnern wurde definiert. Anfang 2007 wird über deren Durchführung definitiv entschieden.

## Akademische / Wissenschaftliche / Technische Zusammenarbeit

Im 2006 konnten verschiedene Mitglieder des VoFEN teams Teilprojekte mit externen Partnern bearbeiten, beziehungsweise relevante Informationen austauschen. Die untenstehende Tabelle gibt Auskunft über die verschiedenen Austausche und deren Inhalt. Die beiden wichtigsten Zusammenarbeiten sind:

- Die Diskussionen mit der Regionalwerke Baden (RWB) AG: In Baden wird der Bau einer Holzvergasungs- sowie Methanierungsanlage erwägt. Aufgrund der verschiedenen sich anbietenden Möglichkeiten (Heizung, Stromproduktion, Gasproduktion oder -speicherung) ist diese Anlage mit der Hub-Methodik beschreibbar. Mit dieser Erkenntnis wird mit den RWB nun diskutiert wie eine Fallstudie über die Region Baden im Rahmen der Anwendung der VoFEN Theorie durchgeführt werden kann.
- Die Diskussionen mit den Technischen Hochschulen RWTH Aachen und TU Delft hinsichtlich eines gemeinsamen FP7 Projekts.

Datum	Typ	VoFEN Mitglied	Kontakt	Thema und Resultat
Ganzes Jahr	Versch. Gespr.	M. Geidl, M. Schulze, P. Favre-Perrod	P. Abächerli, Ch. Umbricht, RWB Baden, R. Stulz, R. Inderbitzin, Amstein + Walthert, A. Waser, PSI.	Diskussionen zum Thema „Holz-Methanierung“ in Baden. Vorstudie zum besten Standort. Untersuchung der möglichen Anwendung der VoFEN Systematik auf dieses Fallbeispiel. Definition eines durch die RWB und Novatlantis gesponserten Projekts.  <i>Resultat:</i> Projektantrag an Novatlantis und RWB. Definition einer Fallstudie
Ganzes Jahr	Emails	M. Geidl	Kas Hemmes, J.-A. L. Zachariah-Wolf, TU Delft	Gemeinsame Publikationen
19.2 – 24.2	Besuch, Emails	G. Koeppel	M. Korpås  Norwegian University of Science and Technology, resp. Sintef, Trondheim	Modellaufbau, Diskussionen, Fortsetzung einer Zusammenarbeit vom Dezember 2005  <i>Resultat:</i> Vorbereitung einer Publikation "Increasing the Network In-feed Accuracy of Wind Turbines with Energy Storage Devices"
Feb.- Jul.	Besuch, Emails	B. Klöckl	G.Papaefthymiou, TU Delft	Austausch über die Realisierbarkeit von synthetischen univariaten Zeitreihen mit definierten Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen basierend auf Markov Chains (MCMC) und deren Anwendung auf stochastische Erzeugung.  <i>Resultat:</i> ublikationen [7] und [8]
19.8.- 25.8	Gast, Emails	G. Koeppel	A. Helseth, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim	Modellierung von Energiespeichern für Zuverlässigkeitsanalysen. Anwendbar für elektrische, chemische und thermische Energieträger. Analysen zum Effizienzverhalten von Gasspeichern, d.h. Linepack.  <i>Resultat:</i> 2 Publikationen in Vorbereitung. Modelle wurden erarbeitet und verifiziert.
Aug.- Sep.	Emails	B. Klöckl	T. Smolka und U. Macharey, RWTH Aachen	Meinungsaustausch über die Anwendbarkeit der in [5] erstellten Energiespeicher-Modelle auf den Fall von konkreten Verteilnetzen, Standard-Lastprofilen, und der in der Arbeit von RWTH verfolgten Ökoeffizienzbewertung.  <i>Resultat:</i> Erstellung des Abstracts von [14].
23.10-	Besuch	P. Favre-Perrod	T. Smolka und U. Macharey, RWTH	Gegenseitige Vorstellung der Projekte im Zusammenhang mit künftigen Energienetzen. Erkennen von Schnittstellen



26.10			Aachen	bzw. möglicher Ergänzungen. <i>Resultat:</i> Absicht die Zusammenarbeit zu vertiefen
31.10-1.11	Besuch	P. Favre-Perrod	Prof. L. van der Sluis, G. Papaefthymiou, J. Verboomen, TU Delft	Gegenseitige Vorstellung der Projekte im Zusammenhang mit künftigen Energienetzen. Erkennen von Schnittstellen bzw. möglicher Ergänzungen. <i>Resultat:</i> Absicht die Zusammenarbeit zu vertiefen
Nov.-Jul 08.	Gast	M. Arnold	Prof. Federico Milano, University of Castilla-La Mancha	Dynamische Wechselwirkungen zwischen elektrischem Netz und Gasnetz <i>Resultat:</i> Wechselwirkungen und Abhängigkeiten mittels Simulationen darlegen (paper)
15.12	Besuch	5 Doktoranden	Forscher der RWTH und TU Delft	Gemeinsamer Workshop „Future Energy Networks – Assessment, Planning and Simulation“

## Bewertung 2006

Die Bewertung 2006 umfasst sinngemäss nur die Arbeitspakete deren Bearbeitung in diesem Jahr schon im Gange war.

### ZUVERLÄSSIGKEITSMODELLIERUNG

Ziele:

- Modelle vervollständigen, damit sie anwendbar sind für einen komplett besetzten Hub
- Modelle ergänzen, damit Energiespeicher berücksichtigt werden können; Einsatz der Speicher für Spitzenlasten und als Backup

Wertung:

- Die Ziele konnten erreicht werden. Vollständige Modelle existieren, zur Bewertung aller möglichen Hubkonfigurationen. Die Arbeit ist abgeschlossen.
- Die Modelle konnten mit verschiedenen Beispielen verifiziert werden

### SYSTEMMODELLIERUNG UND -OPTIMIERUNG

Ziele

- Beschreibung der Netze mittels detaillierten statischen Lastflussmodellen (Dies erlaubt eine genauere Abschätzung der Auswirkungen dezentraler Ressourcen, wie z. B. deren Einfluss auf die Betriebskosten, Spannungsqualität, Netzstabilität, etc.)
- Erstellung eines allgemeinen Speichermodells für statische Untersuchungen. (Gesucht ist ein Modell, mit dem alle Arten von Energiespeichern (Batterien, Gastanks, Pumpspeicherwerke, etc.) beschrieben und in den bestehenden Modellrahmen eingebettet werden können.)
- Multi-Period Optimierung. (Ein Ausbau der operativen Optimierung zu einem „Multi-Period“-Ansatz ermöglicht die Einbindung von Speichern in die Optimierung der Energieflüsse über einen bestimmten Zeithorizont und liefert somit ein Tool zur Bestimmung der optimalen Speicherbewirtschaftung.)
- Neuer Ansatz zur strukturellen Hub-Optimierung (Während im bisherigen Verfahren Investitionskosten im Nachhinein evaluiert wurden, erlaubt dieser Ansatz einen direkten Einbezug der zu erwartenden Investitionen in die Strukturoptimierung. Das Verfahren wählt die am besten passenden Elemente (z. B. Gasturbine, Brennstoffzelle, Wärmetauscher, etc.) aus einer gegebenen)

Wertung:

- Die Arbeit ist abgeschlossen und die Ziele sind erreicht.

## **SPEICHERMODELLIERUNG UND STOCHASTISCHE EINSPEISUNG**

In [1] ist angegeben, dass im Laufe des Jahres 2006 "...komplexere Modelle für die Erstellung der zu erwartenden Dichteverteilung im Energiespeicher verwendet werden..." müssen, falls die Bewertung des Wissensstandes diese Notwendigkeit ergeben würde. Nach positiver Beantwortung dieser Frage wurden die dafür notwendigen mathematischen Grundlagen erarbeitet, weshalb das Ziel als erreicht betrachtet werden kann.

## **ENERGIEÜBERTRAGUNG**

Ziele:

- Modellierung der Hilfsbetriebe des Interconnectors, d.h. Pumpen, Verdichter und Wärmetauscher.
- Beschreibung des möglichen Betriebsbereichs des Interconnector, d.h. insbesondere die Maximal Übertragbaren Leistungen sowie die Kopplungen zwischen den übertragenen elektrischen, chemischen und thermischen Leistungen.

Wertung:

- Modelle für die Hilfsbetriebe liegen vor.
- Der Betriebsbereich eines Interconnectors kann beschrieben werden; die Frage der Auslegung eines Interconnector Systems mit vorgegebenem Betriebsbereich muss noch gelöst werden.

Es wird erwartet, dass dieses Arbeitspaket im Laufe des Jahres 2007 abgeschlossen werden kann (siehe dazu auch den Zeitplan 2007).

## **Ausblick 2007**

Der Ausblick 2007 umfasst sinngemäss nur die Arbeitspakete die noch nicht abgeschlossen sind, bzw. kurz vor dem Abschluss stehen.

## **FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN**

Um eine Aussage über die zukünftige Entwicklung und den Ausbau der Netzinfrastruktur treffen zu können werden die heutige Ausgangssituation bezüglich der Primärenergieversorgung in der Region Baden und eine Auswahl verschiedener Szenarien für das Jahr 2050 verglichen. An Hand der gewonnenen Erkenntnisse können neue Forschungsschwerpunkte innerhalb des VoFEN Projekts definiert werden.

Die Fallstudie bietet dem Modell von Hub und Interconnector die Möglichkeit Synergieeffekte hybrider Energieübertragung an einer realen Infrastruktur aufzuzeigen. Vom Einbezug der Mobilität (d.h. der Betrachtung der Verkehrsteilnehmer als Lasten, Speicher oder Energieumwandler im selben Netz wie Haushalte, Industrien und Erzeuger der gängigen Netze) in die bestehenden Energieflüsse werden neuartige Konzepte der Netztopologie erwartet.

Eine systematische Betrachtung von Wasserstoff und Erdgas als chemische Energieträger im hybriden Energienetz soll Möglichkeiten und Grenzen aufzeigen. Verschiedene energiepolitische Szenarien können in ihren Konsequenzen auf das Energiesystem direkt veranschaulicht werden und erlauben nicht nur den Blick in die Zukunft, sondern lassen auch den Weg dahin ersichtlich werden.

## **ÖKONOMISCHE ASPEKTE**

Traditionelle Energieplanung, wie sie heute grösstenteils praktiziert wird, konzentriert sich darauf, die kostengünstigste Erzeugungsalternative zu bestimmen. Im heutigen, immer dynamischer und komplexer werdenden Umfeld ist es jedoch quasi unmöglich, die kostengünstigste Alternative für die nächsten 30 Jahre vorherzusagen. Die moderne Finanztheorie liefert bessere Werkzeuge für die Miteinbeziehung von Risiko- und Unsicherheitsfaktoren in die Planung [15].

Am Beginn der Arbeit stehen die Untersuchung von allgemeinen Risikofaktoren (Energiekosten, regulatorische Risiken, usw.) und eine Risikoklassifizierung von verschiedenen denkbaren Hubtechnologien im Vordergrund. Der Risikobegriff ist dabei umfassend gemeint. Er kann z.B. Kostenrisiken (aber auch Chancen) mit einbeziehen, die für Energieerzeuger durch die Verursachung von Emissionen entstehen. Im weiteren Verlauf der Arbeit (geplant ab Ende 2006) soll ein Tool entwickelt werden, das ökonomisch effiziente Hubkonfigurationen bestimmt, indem finanzwirtschaftliche Werkzeuge auf das

Hubkonzept angewendet werden. Mit Hilfe dieser Hubkonfigurationen können Investitionsstrategien identifiziert werden, die entweder zu einem gegebenen erwarteten Ertrag das damit verbundene Risiko minimieren oder umgekehrt zu einem vorgegebenen Risikoniveau den erwarteten Ertrag maximieren.

## DYNAMISCHE MODELLIERUNG UND REGELUNG

Ein statisches Modell eines Energy Hubs wurde entwickelt. Darauf basierend wurden Optimierungsmethoden für Planung und Betrieb ausgelegt [4], [11].

Basierend auf diesem Modell sollen die folgenden Punkte untersucht werden:

- a) In einem ersten Schritt werden die Systemdynamiken miteinbezogen.
  - Für die einzelnen Komponenten des Energy Hubs werden dynamische Modelle implementiert (Brennstoffzelle, Gasturbine, ...).
  - Auf einer übergeordneten Ebene werden die Dynamiken von Hub-Systemen untersucht. Sowohl die Wechselwirkungen zwischen Systemen (elektrisches, thermisches System) mit verschiedenen Zeitkonstanten als auch die Dynamiken zwischen den einzelnen Hubs spielen hier die zentrale Rolle.
- b) In einem weiteren Schritt wird eine Regelung implementiert, welche sich auf zwei Layer aufteilt.
  - Control Layer 1: Basierend auf den dynamischen Modellen wird für jede einzelne Hubkomponente eine Regelung erarbeitet.
  - Control Layer 2: Auf einer übergeordneten Ebene wird die Koordination eines einzelnen Hubs wie auch zwischen den Hubs ausgeführt. Dabei werden zentrale und dezentrale Regelstrategien untersucht und verglichen. Die dezentrale Regelstrategie wird zuerst mittels den statischen Modellen implementiert und anschliessend auf dynamische Modelle erweitert.

## Zeitplan 2007

Der Zeitplan nach dem aktuellen Planungsstand ist im Folgenden nach den einzelnen Arbeitspaketen aufgeschlüsselt. Die mehrjährige, übergeordnete Planung wurde im Kapitel „Strukturierung des Projekts“ bereits behandelt.

### RISKO UND INVESTITIONSBEURTEILUNG

Quartal	Aktivität	Ziel
I/07	Dynamische Modellierung von Hubelementen und Verbindungen mit Michèle Arnold	Dynamische Modellbibliothek (Hubelementen und Verbindungen) und erster Testfall  Partner: Prof. Federico Milano, Univ. of Castilla-La Mancha
II/07	Beschaffung und Auswertung von relevanten Daten	Risikoklassifizierung von Hubtechnologien
III/07	Erste Anwendung der Portfoliotheorie auf das Hubkonzept	Erste Bestimmung von ökonomisch effizienten Hubkonfigurationen
IV/07	Modellverfeinerungen	Verfeinerung der zuvor erhaltenen Hubkonfigurationen

### SYSTEMDYNAMIK UND -REGELUNG

Quartal	Aktivität	Ziel
I/07	Untersuchung dynamischer Wechselwirkungen zwischen elektrischem Netz und Gasnetz	Wechselwirkungen und Abhängigkeiten mittels Simulationen darlegen  Partner: Prof. Federico Milano, Univ. of Castilla-La Mancha
II/07	Dynamische Modellierung von Konvertern	Model jedes Konverters mit entsprechender Genauigkeit bezogen auf Gesamtsystem
III/07	Implementierung einer dezentralen Regelung	Erreichen der systemweiten optimalen Werte mittels

		dezentraler Regelung
IV/07	Implementierung lokaler Regler der einzelnen Konverter	Stabiler Betrieb der Energiekonverter

## FALLSTUDIE ENERGIE-HUB BADEN

Quartal	Aktivität	Ziel
I/07	Datenerfassung der Energieflüsse Netzanalyse der Strukturen, Modellierung und Auswertung (graphisch und mathematisch)	Grobstruktur der Energieflüsse
II/07	Entwicklung der Grundlagen für einen Algorithmus zur Netzerstellung an Hand der Energieverteilung Aufstellen unterschiedlicher Szenarien (diverse technologische und politische Einflüsse)	Algorithmus Grobstruktur
III/07	„Greenfield Approach“: Netzentwicklung im untersuchten Gebiet bei verschiedenen Szenarien Vergleich der Ergebnisse bezgl. Vor- und Nachteile für die Region (ökonomisch und ökologisch)	Erste Netzstrukturen
IV/07	Auswertung der Fallstudie hinsichtlich der Anwendbarkeit des Hub-Konzeptes Ausarbeitung neuer Schwerpunktfragen für die konkrete Entwicklung in der Region Baden	Bewertung über Fortsetzung der Studie

## ENERGIEÜBERTRAGUNG

Quartal	Aktivität	Ziel
I/07	Anwendung der vorhandenen Modelle auf verschiedene Beispielhafte Situationen.	Erkennen von Wachstumsgesetzen in der Dimensionierung eines Interconnector Systems.
II/07	Definition und Vergleich von Design Varianten des Interconnectors.	Erkennen der möglichen Zielanwendung des Interconnectors (Übertragene Leistung, Chemischer Träger, Leitungslänge)

## Referenzen

### PROJEKTBEZOGENE PUBLIKATIONEN

- [1] *Projektbeschreibung VoFEN*, 2003
- [2] *BfE-Jahresbericht Vision of Future Energy Networks*, 2005
- [3] Gaudenz Koeppel, Göran Andersson, *The Influence of Combined Power, Gas, and Thermal Networks on the Reliability of Supply*, 6th International World Energy System Conference, Turin, Italien, 2006.
- [4] M. Geidl, G. Andersson: *Operational and structural optimization of multi-carrier energy systems*. European Transactions on Electrical Power (ETEP), Vol. 16(5):463–477, 2006.
- [5] M. Geidl, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Koeppel: *A greenfield approach for future power systems*. Cigre Session 41, Paris, France, 2006.
- [6] P. Favre-Perrod, A. Bitschi, *A concept for dual gas and electric energy transmission*, IEEE PES General Meeting 2006, Montreal, Kanada, 2006.

### GEPLANTE PUBLIKATIONEN

- [7] B. Klöckl, G. Papaefthymiou: *Local Marginal Based Upsampling in MCMC Models of Stochastic Generation*, Solar Energy, 2006, subm.
- [8] G. Papaefthymiou, B. Klöckl: *MCMC for Wind Power Simulation*, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2006, subm.
- [9] B. Klöckl: *Synthetic Multivariate Time Series of Stochastic Generation*, Electric Power Systems Research, 2006, in prep.
- [10] B. Klöckl: *Stochastic Storage in Energy Systems*, ETH Dissertation, 2006, in review.
- [11] M. Geidl, G. Andersson: *Optimal power flow of multiple energy carriers*. To appear in IEEE Transactions on Power Systems.
- [12] K. Hemmes, J. L. Zachariah, M. Geidl, G. Andersson: *Towards multi-source multi-product energy systems*. To appear in International Journal of Hydrogen Energy (IJHE).

- [13] M. Geidl, G. Koepfel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, K. Fröhlich: ***The energy hub for future energy systems***. To appear in IEEE Power & Energy Magazine.
- [14] T. Smolka, U. Macharey, A. Schnettler, B. Klöckl, K. Fröhlich, T. Hintzen: ***Eco-Efficiency Assessment of Dispersed Power Generation in Distribution Energy Networks***, CIRED 2007 (Vienna), accepted.

## LITERATUR

- [15] S. Awerbuch, M. Berger: ***Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making***, IEA/EET Working Paper, Februar 2003.