

# Technologie-Visionen zur elektrischen Energieübertragung zukünftiger europäischer Netze

Jürgen FABIAN\*, Thomas HAGER\*, Michael MUHR

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement/Technische Universität Graz,  
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, juergen.fabian@tugraz.at, www.hspt.tugraz.at

**Kurzfassung:** Aus dem derzeitigen Wandel der elektrischen Energieversorgung nach technischen, wirtschaftlichen, politischen, gesellschaftlichen sowie ökologischen Perspektiven ergeben sich neue Herausforderungen an die elektrische Stromversorgung der Zukunft. Durch die voranschreitende Industrialisierung nimmt auch der Energiebedarf an elektrischer Energie zu, wobei es heutzutage mit dem Knapper-Werden von fossilen Rohstoffen ein Umdenken in Richtung erneuerbarer und umweltfreundlicher Ressourcen zur Energieumwandlung gibt.

Mit der Einführung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und der Einspeisung erneuerbarer dargebotsabhängiger Energien wird die Netzregelung jedoch weiter erschwert. Darüber hinaus müssen immer größere Mengen elektrischer Energie über weite Distanzen übertragen werden, was den Einsatz eines überregionalen Netzes mittels Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) immer interessanter werden lässt. Diese neuen Rahmenbedingungen verlangen nach innovativen Übertragungskonzepten sowie neuwertigen Übertragungstechnologien.

Aus Kostengründen ist jedoch bis heute noch keine flächendeckende Kommunikationsanbindung von dezentralen Energieeinspeisern untereinander und zum Netzbetreiber realisiert, wodurch die Regelung in den untersten Netzebenen unkoordiniert ist. Es ist daher abzusehen, dass sich mittelfristig ein Wechsel vom passiven zum aktiven Verteilnetz (Smart Grid) ergeben wird. Durch den Einsatz von so genanntem Smart Metering kann einerseits durch die informationstechnische Vernetzung eine Koordination von dezentralen Einspeisern bewerkstelligt werden und andererseits lässt sich eine Effizienzsteigerung innerhalb eines Elektroenergiesystems ermöglichen.

Im Gegensatz dazu steht ein immer größer werdender Leistungsbereich von dezentralen Einspeisern. Beispielsweise ist in den letzten Jahren der Einsatz von Windkraftanlagen wesentlich verstärkt worden. Von vereinzelt Anlagen im Mittelspannungsnetz über kleine Windparks (einige MW Anschlussleistung) welche in das 110-kV-Netz einspeisen, bis hin zu großen Leistungen (mehrere 100 MW bis einige GW) mit einer Anbindung an das Verbundnetz. An dieser Stelle sei das Konzept eines „Super Grid“ genannt, welches die zwei Technologien Offshore-Windenergie bzw. Solaranlagen („Desertec“) und Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) vereint. Dieses Super Grid – ein Synonym für zukünftige transeuropäische Übertragungsnetze – soll es europäischen Ländern ermöglichen multilateralen Energiehandel zu betreiben sowie erneuerbare Energien aus Europa nachhaltig zu nutzen. Als langfristiges Ziel ist eine Weiterentwicklung zu einem „smarten Gesamtsystem“, sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Betrachtung, anzustreben.

**Keywords:** Netzregelung, Phasenschiebertransformatoren (PST), Flexible AC Transmission Systems (FACTS), Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ), erneuerbare Energien, Smart Grid, Super Grid

## 1 Geschichtliche Entwicklung elektrischer Stromnetze

Elektrische Energie ist reine Exergie und damit als hochwertigste Energieform seit deren Erfindung nicht mehr wegzudenken. Unsere heutige Stromversorgung basiert auf Entdeckungen wie dem Induktionseffekt (Faraday 1831), dem dynamoelektrischen Prinzip (Werner von Siemens 1866) oder auch der Erfindung der Glühbirne (Edison 1881).

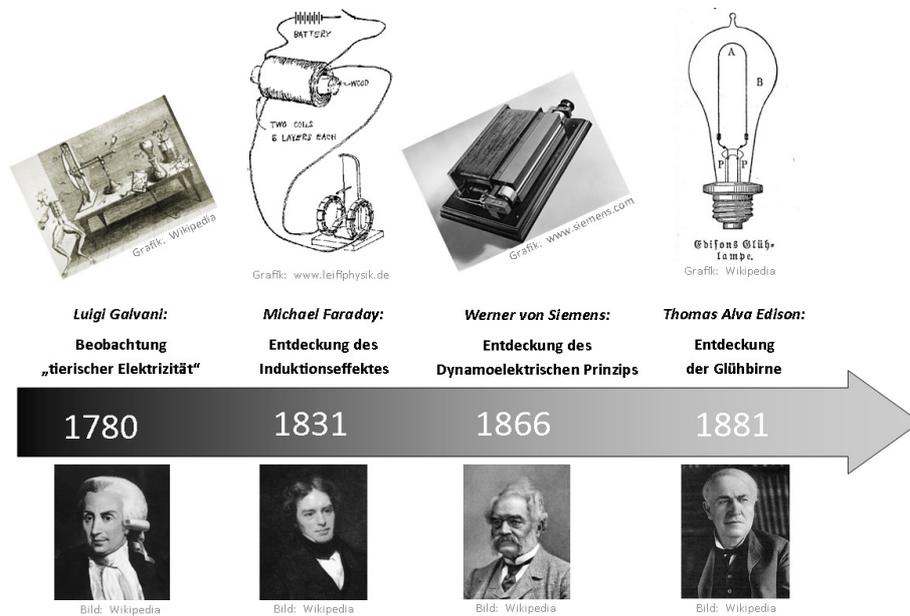


Abbildung 1: Grundsteine der Elektrifizierung

Zunächst erfolgte die Energieerzeugung dezentral, speziell für einzelne Gebäude, anfangs hauptsächlich für Beleuchtungszwecke. Während am Beginn die Erzeugung mit Gleichstromgeneratoren erfolgte, wechselte man später auf Wechselstromgeneratoren oder Drehstromgeneratoren. Da das Interesse an einer breitflächigeren Erzeugung und Versorgung mit elektrischer Energie immer stärker wurde, wurden erste städtische Kraftwerke gegründet. Um eine unterbrechungsfreie Versorgung sicherzustellen, musste zusätzlich zu den für die Deckung des Bedarfs erforderlichen Kraftwerken eine so genannte Kraftwerksreserve aufgebaut werden. Diese Kraftwerksreserve bildeten zusätzliche Kraftwerke, die für den Fall des Ausfalls eines Kraftwerkes die Versorgung mit Energie übernehmen konnten. Nachdem der Bedarf als auch die erforderlichen Leistungen stetig anstiegen, entstanden in weiterer Folge erste überregional agierende Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Nachdem Stromnetze sehr hohe Investitionskosten aufweisen, entwickelten sich natürliche Gebietsmonopole. Weiters bildeten sich sogenannte Regelzonen, innerhalb deren sämtliche Kraftwerke über ein Netz gemeinsam verbunden sind. In den 1980er Jahren kam es zu ersten Überlegungen, die Monopolstruktur der Stromversorgung aufzubrechen und durch Verbinden der einzelnen Netze der EVUs ein europäisches Verbundnetz aufzubauen, wodurch man beispielsweise die Kraftwerksreserven der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen reduzieren konnte, da sie sich gegenseitig im Falle eines Ausfalls unterstützen konnten. Erste Schritte zur Liberalisierung des Strommarktes wurden somit eingeleitet. Die Grundsätze auf denen diese europäischen Überlegungen basieren sind Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

Nach der vollständigen Liberalisierung des Strommarktes in Österreich im Oktober 2001 war es den einzelnen Stromendkunden erstmals möglich, frei auszuwählen, von welchem Energieversorger sie ihren Strom beziehen wollten. Dabei hat der Netzbetreiber, der im Bereich des jeweiligen Kunden über das natürliche Gebietsmonopol verfügt, die Verpflichtung, im Rahmen der technischen Möglichkeiten, für ein festgelegtes Netznutzungsentgelt diese Stromlieferung zu ermöglichen. Dadurch waren erstmals ein vermehrter Datenaustausch sowie ein umfangreicheres Vertragsmanagement nötig. Mit der Strommarktliberalisierung mussten die Bereiche Energieerzeugung, Energieübertragung und Energieverteilung entflochten, also wirtschaftlich voneinander getrennt werden (unbundling). Die bis dahin häufig vertikal integrierten Unternehmen mussten umorganisiert werden, so dass die einzelnen Bereiche in selbständig agierenden Tochterunternehmen untergebracht wurden (horizontale Organisationsform). In weiteren Schritten sollten die Bereiche auch eigentumsmäßig getrennt werden. Es entstanden Modelle wie Unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO) oder Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO), bei deren Einsatz auf die eigentumsrechtliche Trennung verzichtet werden kann [1], [2], [5], [20].

Durch den so entstandenen Stromhandel kam es zum Entstehen von Energiebörsen, wie beispielsweise die EEX (European Energy Exchange) mit Sitz in Leipzig. Des Weiteren entwickelte sich ein neues Wirtschaftsfeld: Stromhändler kaufen und verkaufen Strom und nehmen fremde Netze in Anspruch. Den natürlichen Monopolcharakter gibt es derzeit nur mehr bei Netzbetrieb und Regelzonen, wobei diese aber durch eine Regulierungsbehörde überwacht werden [1], [2].

Elektrizität stellt damit die für den Menschen wertvollste nutzbare Energieform dar. Aufgrund verschiedenster unentbehrlicher Anwendungen der elektrischen Energie leitet sich daraus ein hoher Versorgungsanspruch mit elektrischer Energie ab.

Die Erfolgsgeschichte der elektrischen Energie lässt sich durch ihre Vorteile begründen, dass sie

- sich sowohl aus jeder Primärenergieform umwandeln,
- als auch in alle Nutzenergieformen zurückwandeln lässt,
- über weite Distanzen transportierbar und verteilbar ist,
- sich einfach messen, steuern und regeln lässt,
- für die moderne Informations- und Kommunikationstechnik unverzichtbar ist und
- durch fachgerechte Anwendung eine weitgehend umweltfreundliche und saubere Energieform darstellt.

Diese Vorzüge und Eigenschaften der elektrischen Energie stellen sicher, dass diese auch in Zukunft die wertvollste und wichtigste Energieform bleiben wird [6], [13], [14], [15].

## **2 Elektrische Energieerzeugung im Wandel der Zeit**

Zu Beginn der Erzeugung elektrischer Energie erfolgte deren Gewinnung zum größten Teil aus fossilen Energieträgern. Nur wenige Länder verfügen, so wie Österreich, über ein derart großes Wasserkraftpotential, sodass ein großer Teil der elektrischen Energieerzeugung durch Wasserkraftwerke gedeckt werden kann. So trägt europaweit, aber auch weltweit ge-

sehen die Wasserkraftnutzung nur einen geringen Teil zur Deckung des Energiebedarfs bei und die Bedarfsdeckung erfolgt größtenteils aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas.

Im Jahr 1956 begann die erste zivile Nutzung der Kernenergie im Kernkraftwerk in Calder Hall (England). In den Folgejahren wurden zahlreiche weitere Kernkraftwerke in Betrieb genommen. Den größten Aufschwung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken brachte die Ölpreiskrise im Jahre 1973 mit sich. Nach dem Reaktorunfall in Three Mile Island (USA) am 28. März 1979 und dem schwerwiegenden Reaktorunfall in Tschernobyl (Ukraine) am 26. April 1986 nahm der Widerstand der Bevölkerung gegen diese Form der elektrischen Energieerzeugung stark zu, und so kam es zum Beispiel in Österreich nie zur Inbetriebnahme eines Kernkraftwerkes<sup>1</sup>. Spätestens aber nach der Nuklearkatastrophe in Fukushima (Japan) im Jahr 2011, war die Welt in Aufruhr und manche Länder, unter anderem Deutschland, beschlossen den sukzessiven Ausstieg aus der Atomenergie.

In den letzten Jahren sind außerdem Themen wie CO<sub>2</sub>-Reduktion vermehrt in Diskussion geraten, wodurch elektrische Energieerzeugung durch erneuerbare Energieträger mehr und mehr in den Vordergrund gerückt ist. Zusätzlich zu den bereits vorhandenen Wasserkraftwerken wurden zum Beispiel Windkraftanlagen, Solarenergieanlagen (Photovoltaikanlagen, solarthermische Anlagen) oder Biomasse-Kraftwerke errichtet und in Betrieb genommen. Jedoch entsteht durch Energieträger wie Windkraft oder Sonnenenergie eine große Dargebotsabhängigkeit, so dass die Speicherung elektrischer Energie immer mehr an Bedeutung gewinnt.

Zusätzlich zur Dargebotsabhängigkeit erfolgt die Erzeugung des Stromes oft nicht dort wo der Bedarf gegeben ist, wodurch eine Übertragung der Energie über weite Strecken erforderlich ist. Dies führt in weiterer Folge zu einer vermehrten Belastung der derzeitigen Verteil- und Übertragungsnetze. Sowohl für die Übertragung der elektrischen Energie über weite Strecken, als auch für die vermehrte dezentrale Einspeisung sind derzeitige Netze jedoch nicht ausgelegt. Es wird zukünftig notwendig sein, mehr Informationen über den Betriebsmittel- sowie Netzzustand zu erhalten, um elektrische Netze besser steuern und regeln zu können (siehe Kapitel 7, Smart Grid und Super Grid). Des Weiteren wird der verstärkte Einsatz neuer Übertragungstechnologien, wie beispielsweise jene der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) notwendig werden, um den fernab der Gebiete, wo die Energie benötigt wird, durch erneuerbare Energieträger erzeugten Strom zu Verbrauchszentren transportieren zu können [1], [2], [4], [6], [7], [20].

### **3 Das europäische Verbundsystem im Überblick**

#### **3.1 Netzebenen und Regelzonen am Beispiel Österreichs**

In Österreich werden laut Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010 [4] sieben Netzebenen definiert. Eine Einteilung erfolgt nach der Spannungshöhe und ihrer Funktion, dargestellt in Tabelle 1. Die Netzebenen 2, 4 und 6 erfüllen die Umspannung zwischen den einzelnen Spannungsebenen. Eine Einspeisung durch Kraftwerke erfolgt je nach Leistung

---

<sup>1</sup> Volksabstimmung AKW Zwentendorf am 5. November 1978

des Kraftwerks in die Netzebenen 1, 3 und 5. Verbraucher sind, ausgenommen industrielle Verbraucher, in der Regel an Netzebene 7 angeschlossen. Dezentrale Energieerzeuger, wie Photovoltaikanlagen im Privatbereich, speisen die erzeugte elektrische Energie in den meisten Fällen in Netzebene 7 ein.

Tabelle 1: Übersicht der Netzebenen 1, 3, 5 und 7 innerhalb Österreichs [4]

Netzebene	Spannungsebene	Nennspannungen	Funktion	Netztopologie
1	Höchstspannung	380 kV 220 kV	Transportnetz	vermascht
3	Hochspannung	110 kV	Übertragungsnetz	vermascht/ strahlenförmig
5	Mittelspannung	20 kV 10 kV	Verteilnetz	ringförmig/ strangförmig
7	Niederspannung	0,6 kV 0,4 kV	Niederspannungsnetz, Sekundärverteilung	strahlenförmig

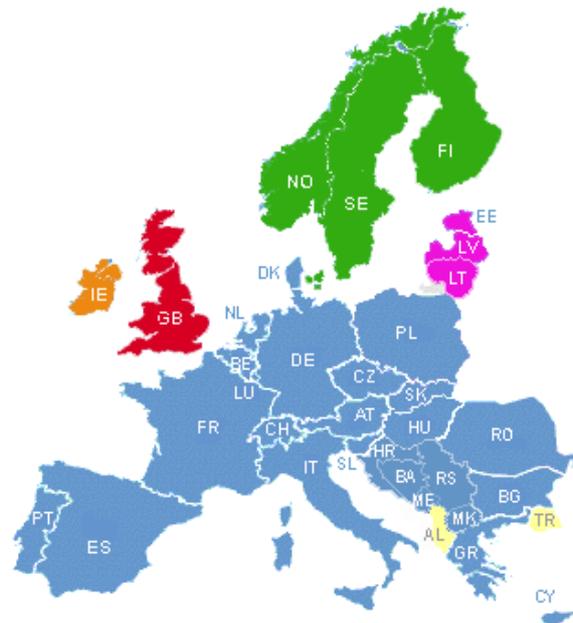
Das Hoch- und Höchstspannungsnetz eines Energieversorgungssystems wird zu einer Regelzone zusammengefasst. Eine Regelzone ist als kleinste Einheit eines Verbundsystems, die mit einer Frequenz-Leistungsregelung ausgerüstet und betrieben wird, definiert [4].

Innerhalb einer Regelzone ist der Regelzonenführer dafür verantwortlich, mittels Frequenz-Leistungsregelung für die Stabilität des Netzes zu sorgen. Bis zum Ende des Jahres 2010 hat es in Österreich drei Regelzonen gegeben. In Vorarlberg die Regelzone VKW (Vorarlberger Kraftwerke AG), in Tirol die Regelzone TIWAG (Tiroler Wasserkraft AG) und im Rest von Österreich die Regelzone APG (Austrian Power Grid AG). Seit 1.1.2011 wurde die Regelzone TIWAG in die Regelzone APG integriert und seit 1.1.2012 ist auch die Regelzone VKW in die Regelzone der APG integriert worden, wodurch es in Österreich nur mehr eine einzige Regelzone gibt.

Aktuelle Überlegungen führen zu einer zukünftigen Einführung eines (zentraleuropäischen) überregionalen Hochspannungs-Gleichstromnetzes (z.B.  $\pm 700$  kV), welches als Transportnetz zur Energieübertragung großer Mengen elektrischer Energie dienen soll.

### 3.2 Übertragungsnetzsysteme in Europa

Das europäische Verbundnetz ist ein engmaschiges Stromnetz bestehend aus Hoch- und Höchstspannungsleitungen zur Übertragung elektrischer Energie. Aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung existieren fünf voneinander getrennte Verbundsysteme, welche organisatorisch durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) zusammen geschlossen sind, siehe Abbildung 2. Im Allgemeinen Sprachgebrauch versteht man unter dem europäischen Verbundnetz das zentraleuropäische Netz der UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).



**Die fünf Verbundsysteme der EU unter dem Dach der ENTSO-E**

**UCTE Nordel UKTSOA ATSOI BALTSO**

Abbildung 2: Verbundsysteme in Europa [10]

westeuropäisches Verbundsystem (UCTE), Verbundsystem Skandinaviens (Nordel), Verbundsystem Großbritanniens (UKTSOA), Verbundsystem Irlands und Nordirlands (ATSOI), Verbundsystem baltischer Länder (BALTSO)

Im Folgenden wird näher auf Transport- und Übertragungsnetze eingegangen [2]:

Von einem Transportnetz wird vorzugsweise bei der Übertragung großer Mengen elektrischer Energie in wechselnder Richtung zwischen Regelzonen oder innerhalb einer Regelzone gesprochen. Sofern es sich um weite Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren handelt, spricht man von so genannten Zweipunktverbindungen. Abgesehen von Zweipunktverbindungen sind Transportnetze vermascht ausgeführt, d.h. eine Versorgung eines Netzknotens erfolgt von mindestens zwei Seiten. Damit ist eine (n-1)-Sicherheit bei Ausfall einer Leitung gewährleistet, wobei die andere Leitung die volle Leistung übernehmen kann.

Übertragungsnetze haben die Aufgabe elektrische Energie von Entnahmeknoten des Transportnetzes zu kleineren Verteilerunternehmen sowie Sondervertragskunden innerhalb einer Region zu liefern. Diese können vermascht oder als Strahlennetze konzipiert sein. Im Fall eines vermaschten Netzes ist die Energieflussrichtung unbestimmt, d.h. das Übertragungsnetz übernimmt eine Transportfunktion. Im Fall des Strahlennetzes geht man im Allgemeinen von einer Energieflussrichtung zum Verbraucher hin aus, d.h. das Übertragungsnetz besitzt ausschließlich eine Verteilfunktion. Jedoch kann es durch zunehmende dezentrale Energieeinspeiser im Übertragungsnetz zu einer Beeinflussung der Energieflussrichtung kommen.

Aus historisch gewachsenen Gründen bilden Bahnstromnetzte eigenständige Verbundnetze mit einer (länderspezifischen) Netzfrequenz von 16 $\frac{2}{3}$  Hz (z.B. innerhalb Deutschlands, Österreichs und der Schweiz). In anderen Ländern wird der Bahnstrom im Allgemeinen direkt aus dem vorliegenden Verbundnetz entnommen.

## 4 Übertragungstechnologien elektrischer Energie

Die heutzutage am meisten verbreitete Übertragungstechnologie ist die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ). Neben der HDÜ wird die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bevorzugt ab einer Übertragungslänge über 1000 km angewendet sowie zur Entkopplung asynchroner Netze verwendet [2]. In Abbildung 3 ist die geschichtliche Entwicklung der Übertragungsspannungen von hoher Wechsel- und Gleichspannung grafisch dargestellt. Die Angabe der Spannungshöhe bezieht sich im Falle der Wechselspannung auf die Nennspannung im Drehstromsystem und im Falle der Gleichspannung auf die Leiter-Erde-Spannung.

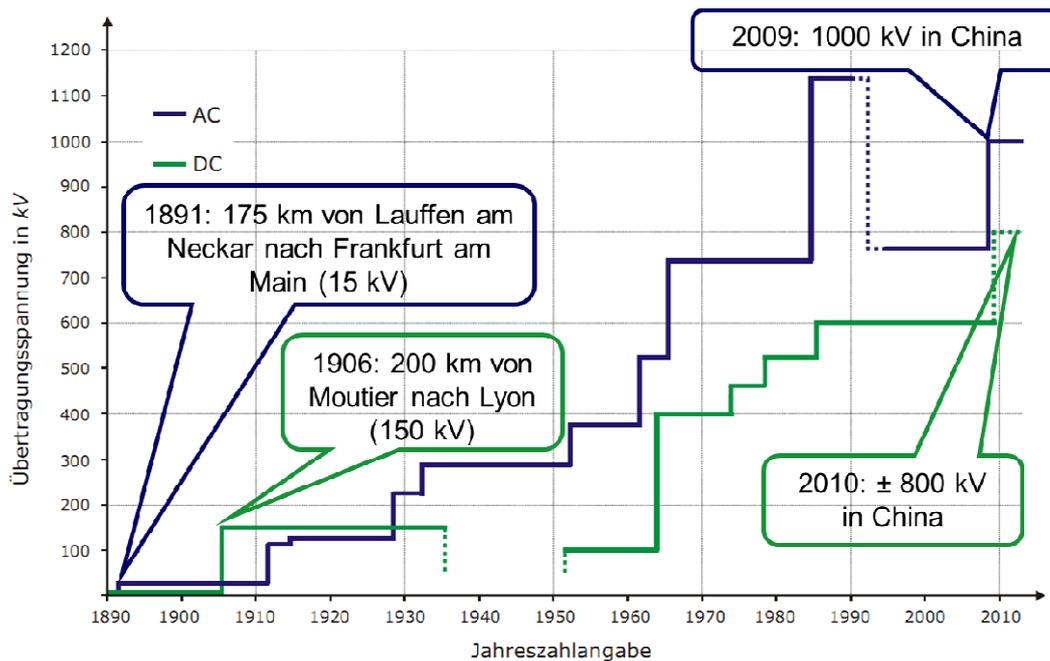


Abbildung 3: Entwicklung der Übertragungsspannung von hoher Wechsel- und Gleichspannung gemäß [4], [16]

### 4.1 Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)

Transport, Übertragung sowie Verteilung von elektrischer Energie erfolgt im Allgemeinen mittels Wechselspannung, in vereinzelt Spezialfällen mit Gleichspannung. Als Vorteile der Drehstromübertragung kann man nennen, dass Wechselspannung transformierbar und wesentlich leichter als Gleichstrom abschaltbar ist. Des Weiteren wird bei einer Vielzahl an technischen Anwendungen Drehstrom bzw. Wechselstrom benötigt (z.B. Motoren).

Nachteilig u.a. ist, dass Blindleistung übertragen und kompensiert werden muss. Hinsichtlich der Stabilität des Netzes muss ein wesentlich höherer Aufwand getrieben werden, als dies bei Gleichstrom der Fall ist (siehe Spannungs- sowie Wirkleistungsstabilität) [2], [6].

### 4.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Aufgrund geringerer Transportkosten und dem Wegfall von Stabilitätsproblemen wird bei langen Übertragungsstrecken (> 1000 km) die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung eingesetzt. Diese besteht aus einer Gleichstromleitung sowie zwei so genannten Kopfstationen.

nen. Man unterscheidet hinsichtlich der Betriebsweise zwischen den beiden Technologievarianten eines selbstgeführten Umrichters (Voltage Source Converter, VSC) und fremd- bzw. netzgeführten Umrichtern mit Gleichstromzwischenkreis (Line Commutated Converter, LCC oder Current Source Converter, CSC). Für die Übertragung großer Leistungen wird derzeit ausschließlich die LCC-HGÜ-Technologie angewandt, da die Verluste in den Umrichterstationen, verglichen mit heutigen VSC-HGÜ-Anlagen, geringer sind. Die eingesetzte Gleichspannung beträgt nach derzeitigem Stand der Technik bis zu  $\pm 800$  kV [2], [7].

HGÜ-Anwendungsgebiete umfassen u.a. [12]:

- (See-)Kabelverbindungen,
- Versorgung von Inseln,
- Versorgung von Plattformen,
- Netzanschluss von Windparks,
- Versorgung von Lastzentren.

In Abbildung 4 werden ausgewählte HGÜ-Projektbeispiele weltweit dargestellt (Stand 2009).

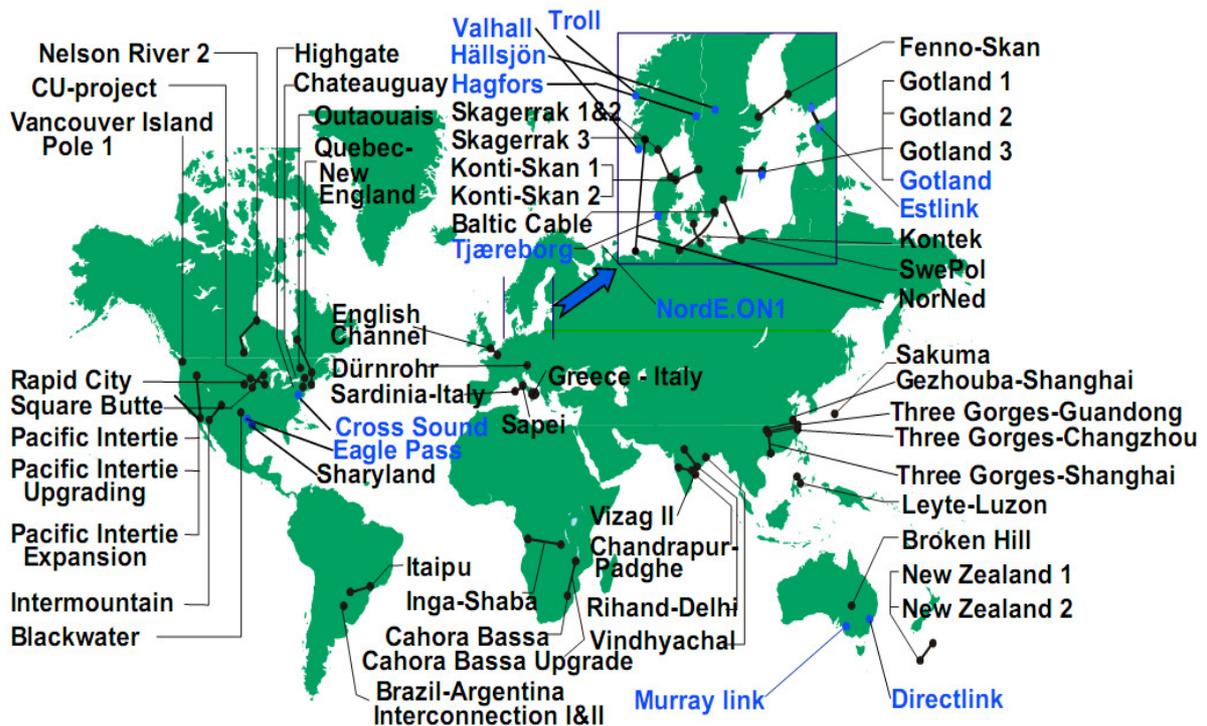


Abbildung 4: Ausgewählte HGÜ-Projekte weltweit (schwarz: Thyristor-Technik; blau: IGBT-Technik), Stand 2009 [19]

Zur Übertragung mittels hoher Gleichspannung bieten sich die Übertragungssysteme Freileitung und Kabel an. Gasisolierte Leitungen, welche mit hoher Gleichspannung betrieben werden, sind derzeit nicht im praktischen Einsatz.

## **5 Elektrische Leitungssysteme zur Energieübertragung**

In der Energieübertragung wird üblicherweise zwischen Freileitungen und Kabelsystemen unterschieden. Während Hoch- und Höchstspannungsnetze großteils mit Freileitungen aufgebaut werden, werden Niederspannungsnetze meist verkabelt ausgeführt [4].

### **5.1 Freileitung**

Eine Freileitung bietet die Vorteile, dass meist die Investitionskosten geringer sind und in Störfällen die Zugänglichkeit wesentlich leichter und schneller möglich ist als bei einem Kabelsystem, wodurch Ausfallzeiten geringer gehalten werden können. Bei Freileitungen werden hauptsächlich Al-Seile, Aldrey-Seile oder Al-Stahl-Seile eingesetzt, die aus mehreren Einzeldrähten aufgebaut, miteinander verdreht und zur Vermeidung des Skin-Effektes gegeneinander durch eine Isolierschicht getrennt sind. In der Höchstspannungsebene werden üblicherweise Bündelleiter verwendet um die Übertragungsfähigkeit der Leitung zu erhöhen [6]. Vertiefend sei die folgende Fachliteratur empfohlen [21].

### **5.2 Kabel**

Der größte Anwendungsbereich von Kabeln zur elektrischen Energieübertragung findet sich in Ortsnetzen (Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze). Hinsichtlich des eingesetzten Isoliermediums differenziert man zwischen Massekabeln, Kunststoffkabeln und Kabeln mit Gasisolierung (Gasaußendruckkabel, Gasinnendruckkabel). Bezüglich der Anzahl der Leiter unterscheidet man zwischen Dreileiterkabeln und Vierleiterkabeln. Die verwendeten Leitermaterialien sind hauptsächlich Kupfer und Aluminium, die Leiter sind entweder massiv, mehrdrähtig oder sektorförmig aufgebaut [6], [9].

### **5.3 Gasisolierte Leitung (GIL)**

Zur Übertragung von Höchstspannung kommen unter anderem druckgasisolierte Rohrleiter, so genannte gasisolierte Leitungen (GIL) zum Einsatz. Bei der GIL werden die Vorteile von Freileitungen und Kabeln kombiniert. So ist die Leitung wie bei einem Kabel nach außen hin isoliert, das Dielektrikum kann nicht altern und ist selbstheilend. Ein weiterer Vorteil ist, dass sich geringere magnetische Feldstärken im Außenraum erzielen lassen [9]. Für die Dimensionierung und Planung einer GIL sei auf folgende Spezialliteratur verwiesen [22].

## **6 Möglichkeiten zur Netzregelung im Elektroenergiesystem**

Um ein Netz stabil zu halten, müssen die Spannungen in den Netzknoten unter Beachtung einer gewissen Toleranz der Nennspannung der jeweiligen Netzebene entsprechen. Um dies zu gewährleisten, müssen die Leistungsflüsse im Netz gesteuert und geregelt werden. Dies kann durch Variierung der Einspeisung, durch Einsatz von Längs-, Quer- und Schrägregeltransformatoren sowie Phasenschiebertransformatoren, durch Zu- oder Abschaltung von Kompensationseinrichtungen oder aber auch durch Anwendung von FACTS-Betriebsmitteln erfolgen. Im Folgenden wird auf Betriebsmittel zur Netzregelung näher eingegangen, wobei dies Abbildung 5 im Überblick grafisch illustriert.

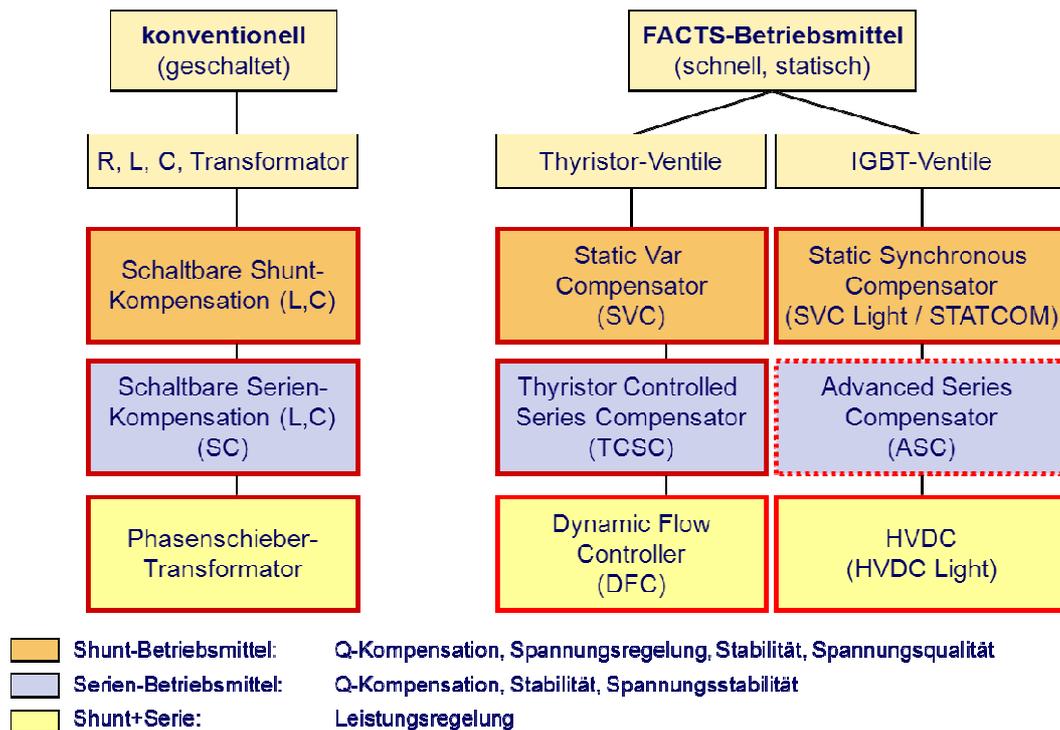


Abbildung 5: Konventionelle Betriebsmittel und neue Technologien zur Netzregelung [11], [12]

### 6.1 Regeltransformatoren

Im europäischen Verbundnetz werden zunehmend Phasenschiebertransformatoren (PSTs) als lastflusstuernde Elemente zur Umverteilung von Lastflüssen eingesetzt. Primäres Ziel ist die Entlastung hoch belasteter Stromkreise durch Abdrängen des elektrischen Lastflusses auf parallel verlaufende Leitungssysteme. Neben PSTs in Österreich, Schweiz, Spanien und Frankreich, wurden bzw. werden weitere PSTs an Regelzongengrenzen zwischen Belgien, Deutschland und Niederlande, sowie zwischen Slowenien und Italien installiert um die hohen Transite zu reduzieren [15]. Abbildung 6 zeigt den „Masterplan Netz 2009-2020“ der VERBUND-Austrian Power Grid AG für das österreichische Übertragungsnetz mit den drei installierten Phasenschiebertransformatoren [23].

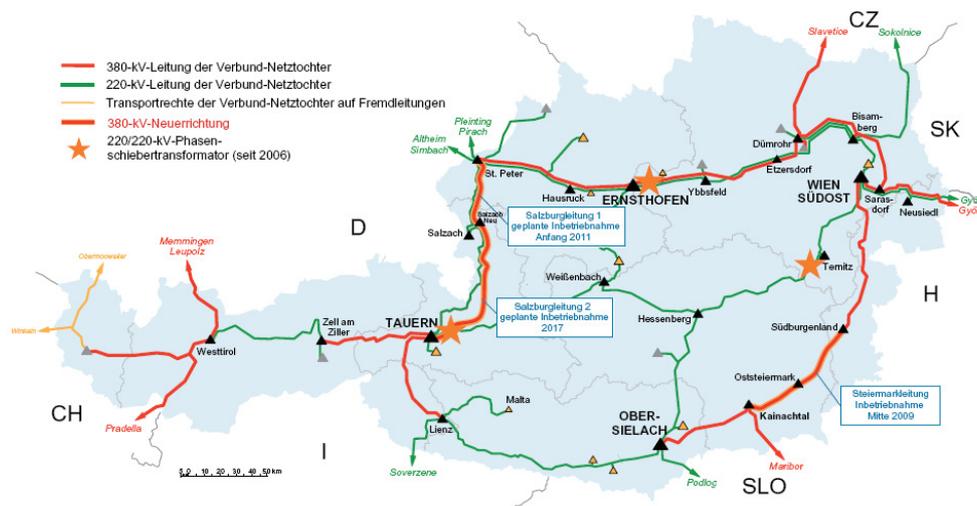


Abbildung 6: 380-kV-Netzausbauprojekte und installierte Phasenschiebertransformatoren [23]

Man unterscheidet zwischen Längs-, Quer- und Schrägregeltransformatoren. Mit einem Längsregler lässt sich der Betrag der Spannung beeinflussen (Blindleistungssteuerung), mit einem Querregler lässt sich der Phasenwinkel steuern (Wirkleistungssteuerung) und mit einem Schrägregler ist sowohl eine Steuerung des Phasenwinkels, als auch des Betrags der Spannung möglich [2].

## 6.2 Kompensationseinrichtungen

Um den Betragsunterschied zwischen den Knotenspannungen möglichst gering zu halten, muss eine Blindleistungskompensation durchgeführt werden. Dabei wird von den Netzbetreibern ein  $\cos \varphi$  in der Nähe von 1 angestrebt. Durch eine Minimierung des Blindstromes werden auch die dadurch verursachten Leitungsverluste minimiert, wobei man bestrebt ist, die Blindleistung lokal zu kompensieren. Unterschieden wird zwischen induktiver und kapazitiver Blindleistungskompensation, in der Praxis wird jedoch aufgrund des induktiven Leitungsstromes vorwiegend die kapazitive Blindleistungskompensation angewendet [2].

## 6.3 FACTS-Elemente

Unter dem Synonym FACTS (Flexible AC Transmission System) versteht man ein Transportnetz, welches durch den Einsatz von so genannten FACTS-Elementen höhere statische und dynamische Übertragungskapazitäten besitzen. FACTS-Elemente steuern durch Veränderung der Leitungsparameter (Längs- und Querimpedanz), durch Einkoppeln von Reihenspannungen als auch durch Einprägen von Querströmen in Netzknoten, den Lastfluss. Sie erzielen damit dieselben Ergebnisse wie man sie durch Einsatz von Regeltransformatoren und Kompensationseinrichtungen erreicht, bringen aber den Vorteil, dass sie in Echtzeit arbeiten und damit einen Betrieb des Netzes nahe seiner technischen Belastbarkeit zulassen.

FACTS-Elemente ermöglichen:

- eine Steuerung der Leistungsflüsse im stationären Betrieb,
- Spannungsregelung,
- einen stabilen Betrieb langer Kuppelleitungen zwischen Netzen durch die Dämpfung von niederfrequenten Leistungspendelungen,
- die Beherrschung subsynchroner Resonanzen (SSR),
- in industriellen Mittelspannungsnetzen eine Verbesserung der Spannungsqualität durch unterbrechungsfreien Betrieb mit stabilisierter Spannung [2], [13], [14], [15].

Gerade in Hinblick auf die Umstrukturierung der Stromnetze in Richtung eines smarten Gesamtsystems, wird der Einsatz von FACTS-Elementen immer mehr an Bedeutung gewinnen.

## 7 Smart Grid und Super Grid

Betrachtet man die Energieziele vieler Länder, so lässt sich ein klarer Trend in Richtung verstärktem Einsatz von erneuerbaren Energieträgern erkennen. Die aktuellen Diskussionen über die CO<sub>2</sub>-Reduzierung verstärken diesen Trend noch weiter. Durch einen Anstieg der Nutzung erneuerbarer Energie kommt eine enorme Herausforderung auf bereits bestehende Stromnetze zu. Die klare Struktur, die es bisher gab, eine zentrale Stromerzeugung mit einem monodirektionalen Lastfluss wird sich hingehend zu einer dezentralen Stromerzeugung mit einem bidirektionalen Lastfluss entwickeln.

Die Umstrukturierung der derzeitigen Netze zu intelligenten Verteilnetzen, sogenannten Smart Grids soll ermöglichen, dass der Verbrauch der elektrischen Energie bei einer Überproduktion von erneuerbaren Energieträgern durch gezieltes Einschalten von bestimmten Verbrauchern (z.B. stromstarke Haushaltsgeräte, Geräte mit Speichereffekt) gezielt gesteuert werden kann, während man bei drohendem Erzeugungsdefizit bestimmte Verbraucher gezielt vom Netz abschalten kann, um so die Netzstabilität sicherzustellen. Des Weiteren ermöglichen Smart Grids eine angebotsgerechte Steuerung dezentraler Erzeugungseinrichtungen durch Zusammenfassen zu so genannten virtuellen Kraftwerken, welche zentral vom Netzbetreiber gesteuert werden können. Man entwickelt sich also von einer geplanten Erzeugung gemäß prognostizierter Lastkurven in Richtung eines Verbrauchs, der vom Dargebot der erneuerbaren Energieträger abhängig ist (Lokales Last Management, LLM). Um die oben genannten Anforderungen umsetzen zu können, muss eine Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Verbraucher stattfinden. Zum Aufbau eines Smart Grids müssen bestehende Netze um ein Kommunikationsnetz erweitert werden. Für diese Kommunikation gibt es derzeit folgende technische Möglichkeiten:

- Power-Line Carrier oder Breitband Power-Line Technologie,
- GPRS<sup>2</sup>/GSM<sup>3</sup> (Datenübertragung mittels GPRS-Technologie über das Mobilfunknetz),
- GPRS/DSL<sup>4</sup> (Datenübertragung mittels GPRS-Technologie über Breitband-Internet),
- Langwellenrundfunk.

Welche dieser Kommunikationstechnologien sich letztendlich durchsetzen wird, ist bisher noch nicht eindeutig geklärt. Stark abhängig ist diese Entscheidung sicher davon, welches Datenvolumen übertragen werden muss, wobei derzeit die Technologien DSL und GSM verstärkt in Betracht kommen [2]. Abbildung 7 gibt ein Beispiel für ein smartes Gesamtsystem wieder.

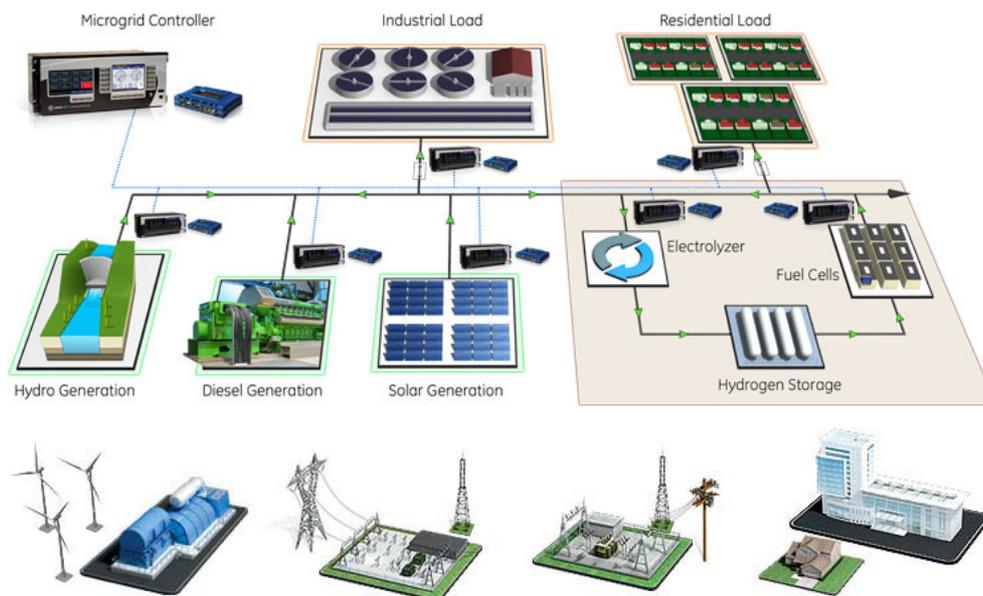


Abbildung 7: „Smartes Gesamtsystem“ im Überblick: smarte Erzeugung – smarter Transport – smarte Verteilung – smarter Verbrauch [17]

---

<sup>2</sup> General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst)

<sup>3</sup> Global System for Mobile Communications (Standard für volldigitale Mobilfunknetze)

<sup>4</sup> Digital Subscriber Line (Digitaler Teilnehmeranschluss)

Betrachtet man die Vision einer großflächigen Nutzung von Windenergie in leistungsstarken Offshore-Windparks als auch der Solarenergie („Desertec“), so wird hierbei die Erzeugung an Orten stattfinden, wo die elektrische Energie in der erzeugten Menge nicht benötigt werden wird. Daher muss ein Stromtransport von den Erzeugungsstandorten über geografisch weite Strecken zu Verbrauchszentren erfolgen. Diese große Menge elektrischer Energie muss effizient und verlustarm übertragen werden, wozu sich die HGÜ-Technologie sehr anbietet. Aufgrund dieser Bestrebungen soll zukünftig ein transeuropäisches Übertragungsnetz mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung entwickelt und aufgebaut werden, welches man umgangssprachlich als Super Grid bezeichnet, siehe Abbildung 8.



Abbildung 8: Vision eines transeuropäischen Verbundnetzes zur Elektroenergieübertragung [18]

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Forciert man die großflächige Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung, so kommt man um eine Umstrukturierung der derzeitigen Netze nicht hinweg. Für die Einspeisung und den Transport großer Leistungen über weite Strecken ( $> 1000$  km), bietet sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als effiziente Schlüsseltechnologie an. Neben der HGÜ sind die vorgestellten FACTS-Elemente eine Alternative zur Netzverstärkung der Drehstromübertragung. Ebenso wie die derzeit kostengünstigeren Phasenschiebertransformatoren sind diese Betriebsmittel in der Lage, den Lastfluss zu steuern bzw. zu regeln, im Vergleich zu den Phasenschiebertransformatoren jedoch in Echtzeit.

Als mögliches Stromnetz der Zukunft ist ein dezentrales regeneratives Aktivnetz zu sehen, welches von einem zentralen Super Grid überlagert ist. Über ein transeuropäisches Verbundnetz lassen sich große Mengen elektrischer Energie effizient transportieren, einerseits von großen leistungsstarken Windparks und Solarenergieanlagen aus Südeuropa, als auch andererseits hin zu bzw. von Pumpspeicherkraftwerken in Zentraleuropa.

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] Heinz Stigler: „Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft“, Vorlesungsskriptum, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz
- [2] Adolf J. Schwab: „Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, Springer-Verlag, 2011, ISBN 978-3-642-21957-3
- [3] Bericht Energie-Control Austria: „10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung“, 2011, [www.e-control.at](http://www.e-control.at), <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/bericht-10-jahre-energiemarktliberalisierung.pdf>, heruntergeladen am 25.01.2012
- [4] D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 7. Auflage, Springer-Verlag, 2011, ISBN-10: 3642192459
- [5] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG), [http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA\\_2010\\_I\\_110/BGBLA\\_2010\\_I\\_110.pdf](http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2010_I_110/BGBLA_2010_I_110.pdf), heruntergeladen am 25.01.2012
- [6] Valentin Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1“, Springer-Verlag, 2007, ISBN 978-3-540-69439-7
- [7] Valentin Crastan, Dirk Westermann: „Elektrische Energieversorgung 3“, Springer-Verlag, 2011, ISBN 978-3-642-20099-1
- [8] Jahresreihen – Kraftwerkspark, e-control Austria, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/verteilungserzeugungsanlagen2010>
- [9] Andreas Küchler: „Hochspannungstechnik“, Springer-Verlag, 3., neu bearbeitete Auflage, 2009, ISBN 978-3-540-78412-8
- [10] <http://www.energie-chronik.de/090207.htm>, heruntergeladen am 27.01.2012
- [11] Jutta Hanson: „HGÜ und FACTS – erhöhte Flexibilität bei der Leistungsübertragung“, e&i, November 2005, 122. Jahrgang
- [12] Jutta Hanson: „Maßnahmen zur höheren Ausnutzung von Hoch- und Höchstspannungstrassen“, CIGRÉ/CIRED Infoveranstaltung, 28.11.2007
- [13] Jürgen Fabian: „Entwicklung eines FACTS-Moduls für ein analoges Netzmodell“, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2008
- [14] Jürgen Fabian, Klaus Krischan, Herwig Renner: „FACTS als moderne Elemente zur Netzregelung von Energiesystemen“, VDM-Verlag, 2010, ISBN 978-3-639-11993-0
- [15] Jürgen Fabian, Martin Kircher, Herwig Renner, Michael Muhr: „Anforderungen und Innovationen zur Energieübertragung an zukünftige europäische Stromnetze“, 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz
- [16] Thomas Kern: „System- und Technologievergleich von UHV-Übertragungssystemen“, Diplomarbeit, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2009
- [17] GE Smart Grid, [http://www.gedigitalenergy.com/multilin/smartgrid\\_innovations.htm](http://www.gedigitalenergy.com/multilin/smartgrid_innovations.htm), heruntergeladen am 17.01.2012
- [18] DESERTEC Red Paper, 3. Auflage, <http://www.desertec.org>, heruntergeladen am 28.12.2010

- [19] Günter Stark: „Energieübertragung mit HGÜ – Technologie und Projektbeispiele“, ABB AG, Mannheim, 25.03.2009
- [20] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann: „Elektrische Energieversorgung“, 5., vollständig überarbeitete Auflage, Vieweg-Verlag, 2002, ISBN 3-528-48547-7
- [21] Friedrich Kießling, Peter Nefzger, Ulf Kaintzyk: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, 5., vollständig neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag, 2001, ISBN 3-540-42255-2
- [22] Hermann Koch: „Gas Insulated Transmission Lines (GIL)“, 1. Auflage, John Wiley & Sons, 2011, ISBN-10: 0-470-66533-5
- [23] VERBUND-Austrian Power Grid AG: „Masterplan Netz 2009-2020 für das Übertragungsnetz“, Kurzfassung, 2. Auflage, 2010, [www.verbund.at](http://www.verbund.at)