

# Betrachtung der historischen Entwicklung und aktuellen Tendenzen in der französischen Elektrizitätswirtschaftsplanung

Florian Ess(\*), Christoph Gutschi, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,  
+436504035396, florian.ess@edu.uni-graz.at, www.iee.tugraz.at

**Kurzfassung:** Die französische Elektrizitätswirtschaft weist einige einzigartige Charakteristika auf, durch welche sie sich eindeutig von anderen europäischen Staaten unterscheidet. Dies betrifft die Struktur der Elektrizitätswirtschaft, aber auch die historische und aktuelle Zugangsweise der Elektrizitätspolitik. In der vorliegenden Arbeit wird zuerst auf das aktuelle Erscheinungsbild des französischen Elektrizitätsmarktes und die besonderen Eigenschaften der französischen Elektrizitätswirtschaft eingegangen. Anschließend werden die historischen Hintergründe der zugrunde liegenden Elektrizitätswirtschaftsplanung genauer behandelt, welche das gegenwärtige Bild der französischen Elektrizitätswirtschaft entscheidend geprägt haben. Die französische Elektrizitätspolitik verfolgte dabei eine Methodik, welche das Ziel einer ausreichenden Elektrizitätsversorgung unter möglichst geringen gesamtgesellschaftlichen Kosten erreichen sollte. Viele Elemente der historischen Grundlagen der Investitionsplanung sind auch in der gegenwärtigen Langfristplanung der französischen Elektrizitätswirtschaft noch zu finden. Unter Berücksichtigung einer ausreichenden Versorgungssicherheit, unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien, sowie weiterer politischer Ziele werden dabei verbindliche Zielvorgaben für einen Zeitraum von zehn Jahren formuliert. Die aktuelle Elektrizitätsplanung ist vor allem durch den massiven Zubau von erneuerbaren Erzeugungstechnologien zur Erfüllung von Emissionszielen, die Umstellung von Kohle-Kraftwerken auf GuD-Kraftwerke und erste Ansätze einer umfassenden Erneuerung des Kernkraftwerksparks geprägt.

**Keywords:** Elektrizitätsplanung, französische Elektrizitätswirtschaft, Energiepolitik, Energieplanung, Elektrizitätsmärkte

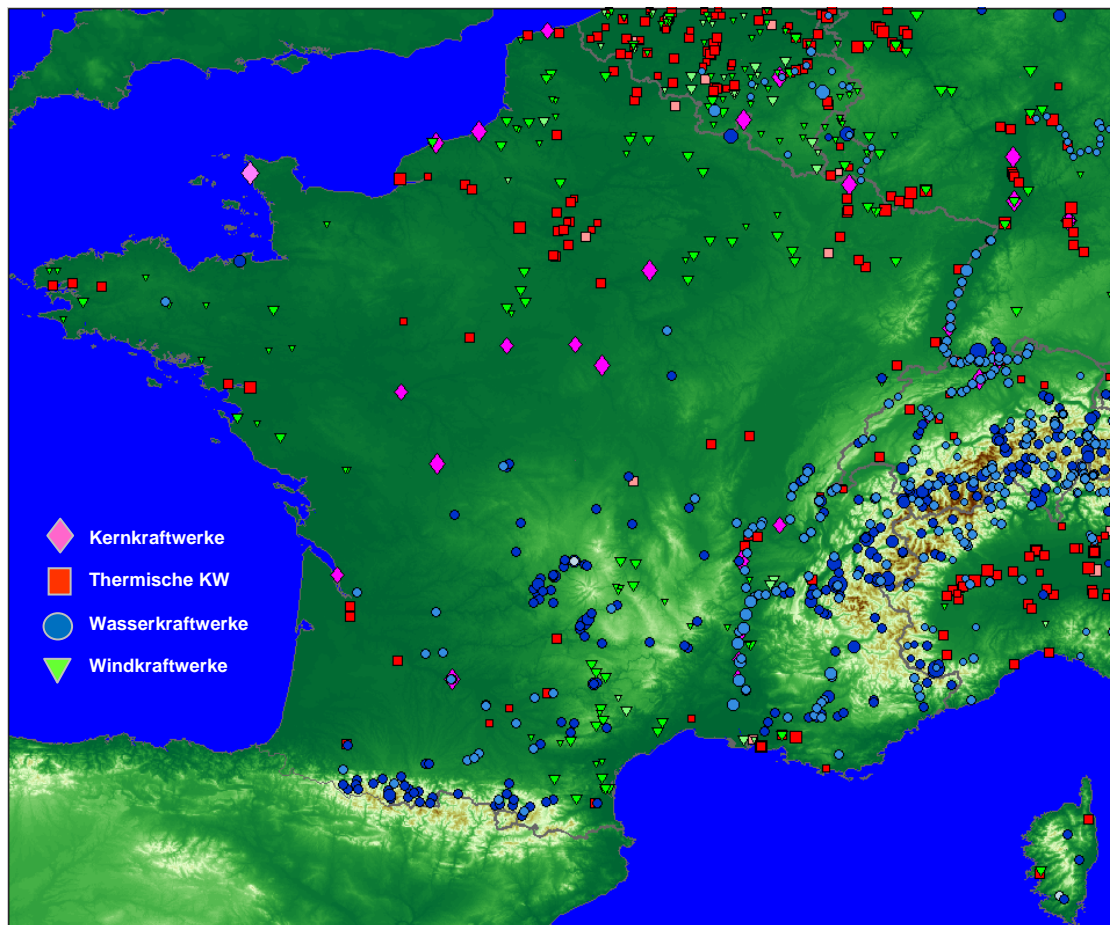
## 1 Überblick über den französischen Elektrizitätsmarkt

Das folgende Kapitel soll einen Überblick über die wesentlichen Eigenschaften der französischen Elektrizitätswirtschaft geben und die Unterscheidungsmerkmale zu anderen Ländern zusammenfassen. Dabei wird neben der Erzeugungsstruktur auf die Struktur der Erzeugungsunternehmen, die Ausgestaltung der Strompreise und den grenzüberschreitenden Stromhandel eingegangen.

### 1.1 Geographische Verteilung des Kraftwerksparks

Die Verteilung der Stromerzeugung folgt in Frankreich einerseits den topographischen Gegebenheiten und andererseits der Bevölkerungsverteilung. Ersteres trifft naturgemäß vor

allem auf die Erzeugung aus Wasserkraft zu. Speicherkraftwerke sind vor allem im Südosten (Alpen), im Süden (Pyrenäen) und im Zentralmassiv westlich der Alpen zu finden. Die großen Flusskraftwerke befinden sich vor allem an der Rhône und am Rhein. Besonders charakteristisch für die französische Elektrizitätswirtschaft sind die großen Kernkraftwerks-Blöcke, welche relativ gleichmäßig über das ganze Land verteilt sind. Die Verteilung der thermischen Erzeugungseinheiten folgt der Bevölkerungsstruktur, wobei vor allem im Großraum Paris und in den sonstigen Ballungszentren viele thermische Kraftwerke zu finden sind. In den letzten Jahren wurden zudem viele Windkraftanlagen zugebaut, diese Kraftwerke konzentrieren sich auf den Nordwesten, Süden und Nordosten von Frankreich. Abbildung 1 zeigt sämtliche im Jahr 2006 installierten Kraftwerke in Frankreich.



**Abbildung 1: Geographische Verteilung des französischen Kraftwerkparks**

Die Struktur des französischen Kraftwerksparks und der Bevölkerungsverteilung erfordert ein starkes Übertragungsnetz, um die Energie der großen Kernkraftwerke und der Speicherkraftwerke in die Regionen mit hohem Elektrizitätsverbrauch transportieren zu können. Das französische Übertragungsnetz zeichnet sich aus diesem Grund durch sehr starke Leitungen und eine weitläufige Netzstruktur aus.

## 1.2 Primärenergieverteilung

Mehr als 75 % der in Frankreich produzierten Elektrizität wird in Kernkraftwerken erzeugt. Die restlichen 25 % teilen sich ungefähr zur Hälfte auf Wasserkraftwerke und thermische Kraftwerke auf. Ein verschwindend geringer Anteil entfällt auf sonstige erneuerbare

Erzeugungskapazitäten. Auch bei der installierten Leistung ist der Anteil von Kernkraftwerken mit mehr als 50 % sehr hoch (IEA 2008).

Diese Primärenergieverteilung der Erzeugung von Elektrizität ist im europäischen Vergleich äußerst untypisch. Nur in der Schweiz liegt der Anteil der thermischen Erzeugung unter 25% der gesamten Erzeugung und der Anteil der Erzeugung aus Kernkraftwerken ist im weltweiten Vergleich sehr hoch. In Europa erreicht nur Litauen einen vergleichbar hohen Anteil (IEA 2008). Kernkraftwerke werden zwar hauptsächlich im Grundlastbereich betrieben, werden aber teilweise auch zur Deckung der Mittellast eingesetzt. Die Flexibilität der Kernkraftwerke ist allerdings von dem Brennstoffzyklus des verwendeten Urans abhängig. Befindet sich der Brennstoff am Beginn seines Zyklus, so können die Kernkraftwerke am flexibelsten betrieben werden (WNA 2009). Eine besonders wichtige Aufgabe in der Stromversorgung kommt daher den Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken im Süden von Frankreich zur Bereitstellung von Strom für die Bedarfsspitzen und den thermischen Kraftwerken in den Ballungszentren zur flexiblen Bedarfsdeckung im Bereich der Mittellast zu.

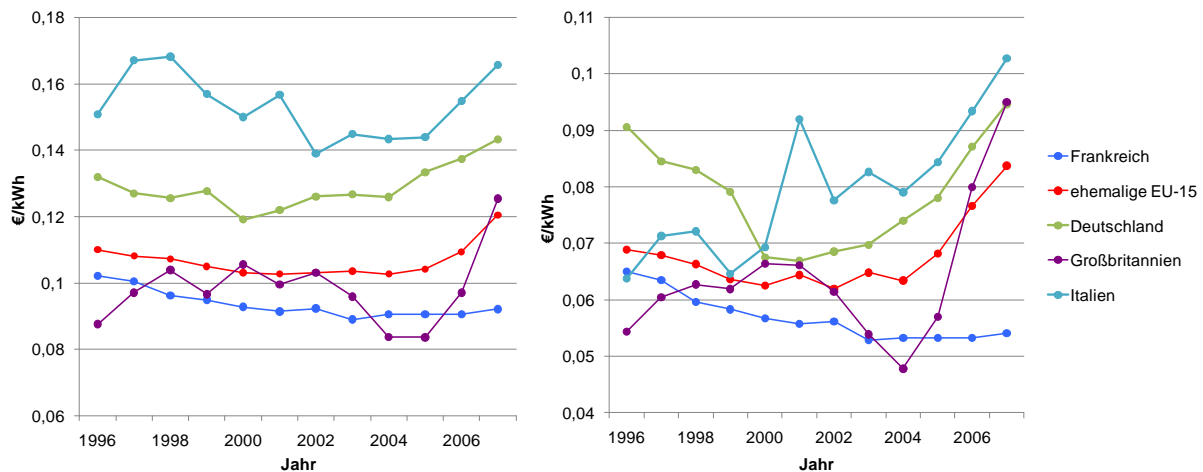
### 1.3 Erzeugungsunternehmen

Mehr als 86 % der installierten Kapazität entfallen auf Electricité de France (EDF). EDF betreibt den gesamten nuklearen Kraftwerkspark, sowie thermische Erzeugungsanlagen und Wasserkraftwerke. CNR (La Compagnie Nationale du Rhône) ist mit einem Anteil von etwas weniger als 3 % an der installierten Leistung der zweitgrößte Kraftwerksbetreiber. Das Unternehmen bewirtschaftet hauptsächlich Laufkraftwerke an der Rhône (CNR 2010). La SNET (La Société Nationale d'Electricité et de Thermique) betreibt rund 2 % der installierten Kapazität, und erzeugt den Großteil der Energie mit Steinkohle-Kraftwerken, welche eine wichtige Rolle in der Deckung der Mittellast in Frankreich einnehmen (La SNET 2010). Ein weiterer großer Anteil der Erzeugung wird in Frankreich durch Eigenerzeuger abgedeckt. Dies sind hauptsächlich große Firmen, welche eigene Erzeugungskapazitäten besitzen, üblicherweise jedoch nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Sowohl der Übertragungsnetzbetreiber RTE (Réseau de Transport d'Electricité) als auch der Verteilnetzbetreiber ERDF (Electricité Réseau Distribution France) wurden als eigene Gesellschaften aus der EDF ausgegliedert, sind aber weiterhin im 100%igen Besitz des Mutterunternehmens (EDF 2010).

Die stark konzentrierte Struktur am Erzeugungsmarkt hat in Frankreich nach Intervention der Europäischen Union zur Einführung des Instruments der Virtual Power Plants (VPP) geführt. Virtual Power Plants sind Kapazitäten, welche der amtierende Quasi-Monopolist, im Falle Frankreichs EDF, an in den Markt eintretende Unternehmen verkauft. Dieser Verkauf kann als virtueller Verkauf interpretiert werden, weil keine Kapazitäten tatsächlich den Besitzer wechseln und der Monopolist weiterhin im rechtlichen Besitz der Kraftwerke bleibt. Der „Käufer“ erhält lediglich das Recht, Energie aus der Erzeugung der Kraftwerke des Monopolisten zu verkaufen. Virtual Power Plants wurden von der Europäischen Union als mögliches Werkzeug zur Forcierung des Wettbewerbs im Energie-Sektor vorgeschlagen (Willems 2005). VPP-Kontrakte sind Optionen, das bedeutet, dass der Inhaber das Recht hat, während der im Vertrag vereinbarten Periode Strom vom Monopolisten bis zur vereinbarten Kapazität zu kaufen (Armstrong et al. 2007).

## 1.4 Strompreise

Die Strompreise für Endkunden sind in Frankreich im gesamteuropäischen Vergleich bereits seit mehreren Jahren sehr niedrig. In den meisten Ländern Europas stiegen die Strompreise zudem ab dem Jahr 2003 stark an. Frankreich stellt hier eine Ausnahme dar. Abbildung 2 zeigt, dass die Strompreise für Industriekunden in Frankreich während dieser Periode nur unmerklich anstiegen (ab 2003 Anstieg um ca. 2,3 % bei Industriekunden bzw. 1,7 % bei Haushaltskunden). Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Strompreise über den gesamten Zeitraum 1997-2007 sogar eine sinkende Tendenz (-16,8 % bei Industriekunden, -11,5 % bei Haushaltskunden) aufwiesen.



**Abbildung 2: Nominale Strompreisentwicklung für Haushaltskunden (links) und Industriekunden (rechts), Strompreise jeweils vom 1. Januar des Jahres und sind nationale Durchschnittspreise, inkl. Netzgebühren, exkl. Steuern (vgl. Eurostat 2009)**

Die Endkunden am französischen Strommarkt besitzen als zugelassene Endkunden zwar die Möglichkeit, sich von alternativen Unternehmen versorgen zu lassen und Tarife zu Marktpreisen zu beziehen, sie haben aber auch die Möglichkeit, weiterhin Verträge zu regulierten Preisen abzuschließen bzw. zu beanspruchen (CRE 2009). 96 % der französischen Endkunden beziehen gegenwärtig Elektrizität zu regulierten Preisen. Tarife zu Marktpreisen werden vor allem von Großkunden in Anspruch genommen.

## 1.5 Grenzüberschreitender Stromhandel

Frankreich ist zu einem hohen Ausmaß Strom-Exporteur. Diese hohen Exportzahlen sind durch das starke französische Übertragungsnetz, gut ausgebaute grenzüberschreitende Leitungen und die immer noch vorhandene Erzeugungs-Überkapazität in Frankreich möglich. Die starke Diskrepanz der Export- und Importvolumen liegt in den niedrigen Produktionskosten in Frankreich begründet. Durch die geringen variablen Kosten der Stromerzeugung aus Kernkraft und Wasserkraft kann EDF Strompreise ausländischer Unternehmen unterbieten. Ausländische Kapazität besteht vor allem aus thermischen Kraftwerken (Deutschland, Großbritannien und Spanien). Das einzige Land, welches gegenüber der französischen Kraftwerksstruktur konkurrenzfähig wäre, ist die Schweiz, welche jedoch den Export der durch Wasserkraftwerke erzeugten Energie in das Hochpreisland Italien bevorzugt (Finon und Glachant 2005). Abbildung 3 zeigt die grenzüberschreitenden Energieflüsse aus dem französischen Stromnetz (ENTSO-E 2010). Frankreich exportiert in

alle angrenzenden Länder mehr Strom als es importiert. Die wesentlichen Importeure von in Frankreich erzeugtem Strom sind Italien, Deutschland und Großbritannien.

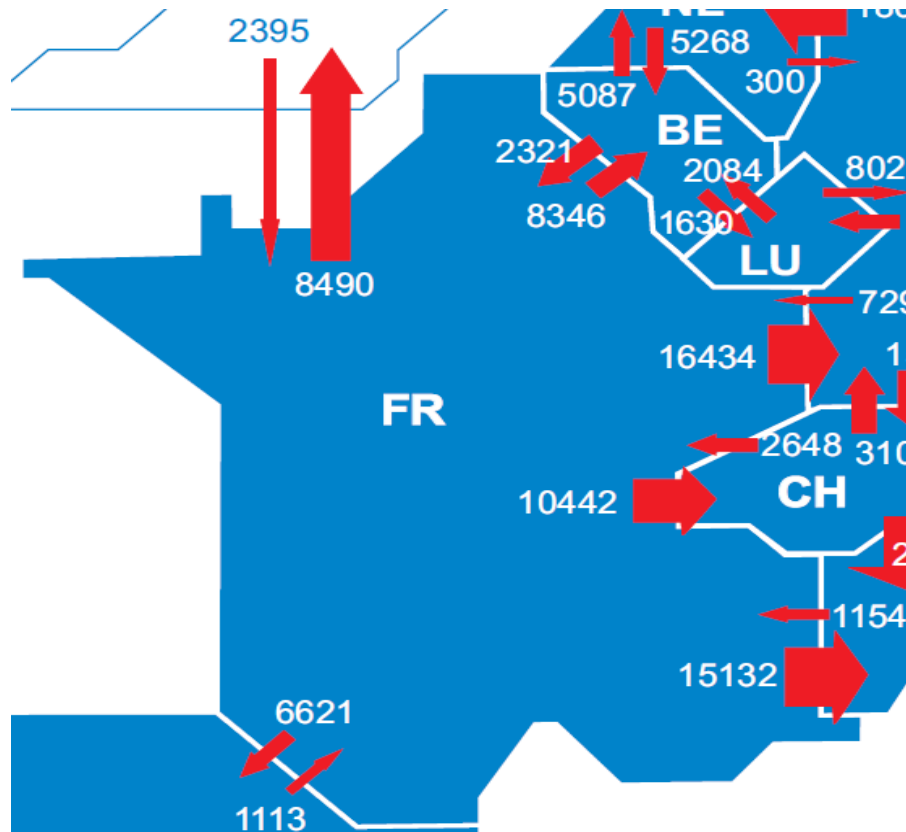


Abbildung 3: Grenzüberschreitende Stromflüsse im Jahr 2007 in GWh (ENTSO-E 2010)

## 2 Historische Grundlagen der französischen Investitionsplanung

In der Mitte des zwanzigsten Jahrhunderts wurden in Frankreich Strategien für die Elektrizitätsversorgung entwickelt, welche sich explizit an der Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz orientierten. Im Bereich der Preispolitik äußerten sich diese Strategien in einer grenzkostenorientierten Preisfestsetzung (*marginal cost pricing*) und auch in der Investitionsplanungspolitik wurde ein grenzkostenorientierter Ansatz für die Bewertung zukünftiger Investitionen gewählt. Ziel dieses Ansatzes war es, notwendige Investitionen in den Zubau von Erzeugungseinheiten unter möglichst effizienter Verwendung von Ressourcen zu tätigen. Verantwortlich für die Entwicklung dieses Konzepts war das damals noch verstaatlichte Unternehmen EDF (Chick 2007).

Ausgangspunkt für diese Entwicklung war die Wahlmöglichkeit zwischen dem Zubau von Wasserkraftwerken oder der Forcierung von thermischen Kraftwerken in den 50er Jahren des 20. Jahrhunderts. Investitionen in Erzeugungskapazitäten waren zu dieser Zeit zudem besonders dringlich, weil von einer Verdopplung des Strombedarfs innerhalb von 10 Jahren ausgegangen wurde. In der ersten Planung der Elektrizitätswirtschaft in Frankreich (*Monnet-Plan*) wurde dem Ausbau der Wasserkraft sehr hohe Bedeutung beigemessen. Diese starke Fokussierung auf Wasserkraft wurde aber immer mehr zum Ziel von Kritikern. Ein Hauptkritikpunkt war die Tötung von hohen Investitionen zur Versorgung bestimmter Regionen mit Strom aus Wasserkraft, um diese Regionen auch in Zeiten eines geringen Wasser-

dargebots mit Elektrizität versorgen zu können. Zudem verwiesen Kritiker des Wasserkraftausbaus auf die sich ständig erhöhende Effizienz von thermischen Kraftwerken. Die Implementierung dieser Kritik in der Elektrizitätsplanung von EDF manifestierte sich in der Formulierung der sogenannten *Note Bleue*. Die *Note Bleue* stellt einen Entwurf für die Bewertung und Reihung zukünftiger Kraftwerksprojekte dar, mit dem jedes neue Kraftwerk entsprechend seines marginalen Beitrags zum Gesamtsystem beurteilt wird (Chick 2007, S. 88f).

## 2.1 Zielgröße der Elektrizitätsplanung

Die Entscheidungsträger in der französischen Elektrizitätswirtschaft erkannten, dass die Optimierung des Gesamtsystems eine Fokussierung auf eine bestimmte Zielgröße bedingte. In der Erzeugung von Elektrizität werden über das Jahr zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Produkte erzeugt. Eine Kilowattstunde erzeugte Energie zur Winter-Volllastzeit ist beispielsweise ein komplett anderes Produkt als eine Kilowattstunde zur Sommer-Niedriglastzeit. Als Zielvariable wurde die nachgefragte Energie der Höchstlastzeit im Winter formuliert (Massé in Nelson 1964, S. 185). Jedes zukünftige Elektrizitätssystem sollte also die Anforderung erfüllen, in der Winterhöchstlastzeit genügend Energie bereitstellen zu können.

## 2.2 Garantie-Bedingung

Sowohl die Produktion der bereitzustellenden Energie in der Winterhöchstlastzeit, als auch der Strombedarf in dieser Periode ist für die Zukunft nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit bekannt. Für die Zukunft sind die Bereitstellung einer ausreichenden Energieversorgung und die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch daher nur mit einer bestimmten Sicherheit gewährleistet. Deshalb kann als Ziel für die Langfristplanung nur lauten, mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit durch die Stromerzeugung  $Y$  die auftretende Nachfrage  $X$  zur Höchstlastzeit decken zu können. In der französischen Elektrizitätsplanung wurde in diesem Zusammenhang die Sicherheit  $\alpha$  formuliert, welche zu jedem zukünftigen Zeitpunkt und durch jedes Versorgungssystem erfüllt sein musste (Massé in Nelson 1964, S. 188):

$$\Pr\{Y(u, v, w) - X \geq 0\} = \alpha$$

$\Pr\{ \}$ ..... Wahrscheinlichkeit,

$Y$  ..... Erzeugung der Energie zur Höchstlastzeit durch das Gesamtsystem,

$u, v, w$  .. Produktionsfaktoren zur Erzeugung der Energie zur Höchstlastzeit  $Y$ ,

$X$  ..... Energienachfrage zur Höchstlastzeit,

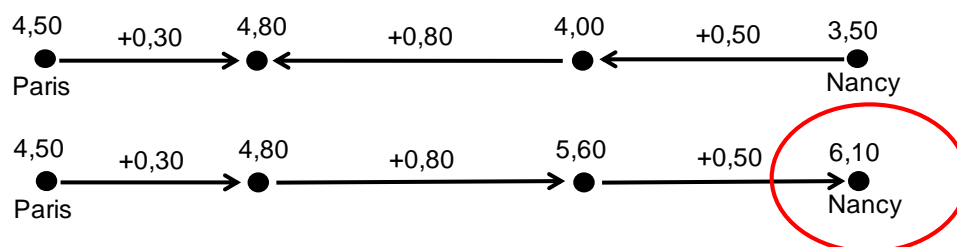
$\alpha$  ..... Sicherheit der Erfüllung der Nachfrage  $X$ .

Eine Investition in neue Erzeugungskapazitäten wurde somit als Veränderung des Gesamtsystems betrachtet. Diese Investition durfte nur dann getätigt werden, wenn die Erfüllung der Garantie-Bedingung (*L'Équation de garantie*) weiterhin möglich war.

### 2.3 Die Positionierung von Erzeugungskapazitäten

Im Rahmen der Formulierung der Methodik zur Berechnung von grenzkostenorientierten Strompreisen wurde von Boiteux (Boiteux in Nelson 1964, S. 141f.) auch die Möglichkeit angesprochen, über die Berechnung der Grenzkosten<sup>1</sup> für jede Region auch Informationen darüber zu gewinnen, wo neue Kraftwerke gebaut werden sollten. Theoretisch konnte bei der Berechnung der Grenzkosten, unter Voraussetzung des Wissens über die tatsächlichen Energieflüsse, von jeder Region aus gestartet werden, wobei durch Addition und Subtraktion der Kosten für den Transport über das Übertragungsnetz die Grenzkosten in den anderen Regionen ermittelt wurden. Die so berechneten Grenzkosten sollten unabhängig vom Ausgangspunkt der Berechnung übereinstimmen. Dieser Ansatz kann als Vorläufer des heute in einigen Märkten eingesetzten Knotenpreisverfahrens (*nodal pricing*) angesehen werden.

Abbildung 4 zeigt ein Beispiel für die Berechnung der Grenzkosten der Regionen Paris und Nancy (Ostfrankreich, aufgrund der Kohle-Vorkommen traditionell eine Region mit thermischen Erzeugungskapazitäten).



**Abbildung 4: Exemplarische Berechnung der Grenzkosten der Stromerzeugung in verschiedenen Region unter Berücksichtigung der Energieflüsse und Kosten für den Stromtransport (vgl. Boiteux in Nelson, S. 141)**

Im Idealfall (Abbildung 4 oben) exportiert die Region Nancy, welche aufgrund der Nähe zu Rohstoffen über eine relativ billige Erzeugungsstruktur verfügte, nach Paris. Kommt es aber zum Fall des Exports von Paris nach Nancy (Abbildung 4 unten), so ergeben sich aus der Berechnung zu hohe Grenzkosten der Erzeugung für die Region Nancy, weil diese Region trotz billiger Erzeugungsstruktur nun Strom-Importeur ist. Die berechneten Grenzkosten mit dem Startpunkt Paris stimmen also nicht mit den tatsächlichen Grenzkosten der Region überein. Eine Möglichkeit diese Anomalie im System zu beseitigen besteht in der Installation neuer Anlagen in der Region Nancy, wodurch die Region wieder zu einem Strom-Exporteur wird (Boiteux in Nelson 1964, S. 142). Somit kann das Auftreten der beschriebenen Abweichung in der Berechnung als Information für die möglichst kosteneffiziente Standortwahl genutzt werden.

### 2.4 Entscheidung

Für EDF ergab sich das Problem der Wahl eines Investitionsprogramms, durch welches sich ein Punkt der geringstmöglichen Kosten erreichen ließ. Um dieses Problem zu lösen startete die Analyse von einem zusätzlichen Referenzprojekt, mit dessen Einbeziehung in das Gesamtsystem sich die Garantie-Bedingung erfüllen ließ. Durch marginale Substitution weg

<sup>1</sup> Grenzkosten waren in der Analyse von Boiteux (Boiteux in Nelson 1964, S. 137f) die variablen Kosten des letzten in Betrieb genommenen Kraftwerks



von diesem Referenzprojekt wurde versucht, die Gesamtsystemkosten zu senken. Jede Substitution, welche eine Reduktion der Kosten zur Folge hatte und gleichzeitig die Garantie-Bedingung erfüllte, stellte daher eine gewünschte Entwicklung dar.

In der Elektrizitätsplanung der Nachkriegszeit nahm ein thermisches Kraftwerk für EDF die Stellung des Referenzprojektes dar, gegenüber dem andere Projekte abgewogen wurden. Es stellte sich also die Frage, in welchem Ausmaß neue Wasserkraftwerke mit der möglichen Produktion zur Höchstlastzeit (Z) zugebaut werden mussten, wenn das thermische Referenzkraftwerk mit einer bestimmten Leistung (g) ersetzt wurde und die Sicherheit  $\alpha$  weiterhin gewährleistet bleiben sollte (Massé in Nelson, S.192):

$$\Pr\{Y - X + Z - g \cdot \theta \geq 0\} = \alpha$$

$\theta$ ..... Dauer der Höchstlastzeit,

Z..... Energieerzeugung in der Höchstlastzeit durch ein zusätzliches Wasserkraftwerk,

g..... Leistung eines thermischen Kraftwerks, welches hinsichtlich der Sicherheit  $\alpha$  gleichwertig zum Wasserkraftwerk ist.

So konnte die benötigte zusätzliche Kapazität des Wasserkraftwerks, welches gleichwertig zum thermischen Zubau ist, ermittelt werden. Durch die Berechnung der voraussichtlichen Kosten, die durch die Erhöhung des Kraftwerkparks mit einem Wasserkraftwerk oder einem thermischen Kraftwerk über die gesamte Lebensdauer der Anlage entstehen würden, konnte eine Entscheidung zwischen den beiden Projekten getroffen werden (Massé in Nelson 1964, S. 192). Wesentliche Einflussvariablen in der Investitionsentscheidung waren die Wahl des Diskontfaktors, die Prognose langfristiger Preisentwicklungen und die Abschätzung des zukünftigen technischen Fortschritts.

Alle diese Faktoren sind mit einer hohen Unsicherheit behaftet, vor allem weil die Lebensdauer von Kraftwerken, insbesondere von Wasserkraftwerken, sehr hoch ist. Hinzu kamen Schwankungen im Wasserdargebot, die Interaktion möglicher Unsicherheiten in einem vernetzten System (z.B. erzeugen Schwankungen im Wasserdargebot in einem vernetzten System eine Veränderung in der benötigten Brennstoffmenge thermischer Kraftwerke) und die mögliche Entwicklung eines nicht absehbarer technischen Fortschritts in anderen Erzeugungstechnologien als den berücksichtigten. Alleine das Wissen über diese Problematik durch den Versuch der Entwicklung einer rationalen Investitionsplanung war für EDF jedoch ein wesentlicher Informationsgewinn. Zudem sicherte die Anwendung dieser Methodik dem Unternehmen eine große Wertschätzung in der Politik und eine hohe Unabhängigkeit in den Entscheidungen. Die Vorschläge von EDF für die Planung von Investitionen wurden nicht nur in der Elektrizitätswirtschaft angewandt, sondern fanden auch Eingang in Investitionsentscheidungen des gesamten Energiesektors (Chick 2007, S. 137).



### 3 Aktuelle Investitionsplanungspolitik

Viele Grundzüge der *Note Bleue* sind auch in der gegenwärtigen Methodik der Investitionsplanung für die französische Elektrizitätswirtschaft enthalten. Allerdings liegt die Kompetenz für diese Aufgabe nicht mehr im Bereich von EDF, sondern wurde mit dem Gesetz vom 10. Februar 2000<sup>2</sup> durch die französische Regierung übernommen. Alle wesentlichen Akteure der Elektrizitätswirtschaft sind aber in diesen Planungsprozess weiterhin eng eingebunden. Zentrale Elemente der französischen Investitionsplanung sind eine Referenzkostenstudie (*Les coûts de référence de la production électrique*) des zuständigen Ministeriums und eine Analyse des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE über das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Verbrauch (*La bilan prévisionnelle de l'équilibre offre-demande*). Die Referenzkostenstudie kann mit der Formulierung der Investitionsentscheidung in den historischen Grundsätzen der Langfristplanung verglichen werden (siehe 0), während die Analyse der RTE die Inhalte der Garantie-Bedingung zur Herstellung einer notwendigen Sicherheit der Elektrizitätsversorgung abdeckt (siehe 2.2). Zudem werden sonstige politische Zielsetzungen, wie die Einhaltung bestimmter Emissionsziele und damit zusammenhängend die Förderung erneuerbarer Energieerzeugung oder nachfrageseitige Maßnahmen in der Langfristplanung mitberücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieser Studien und Zielsetzung wird durch das zuständige Ministerium schließlich die Langfristplanung für den Elektrizitätssektor (*La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique - PPI*) formuliert, welche die Grundlage für die Festlegung der zukünftigen Investitionsziele darstellt.

#### 3.1 Referenzkostenstudie

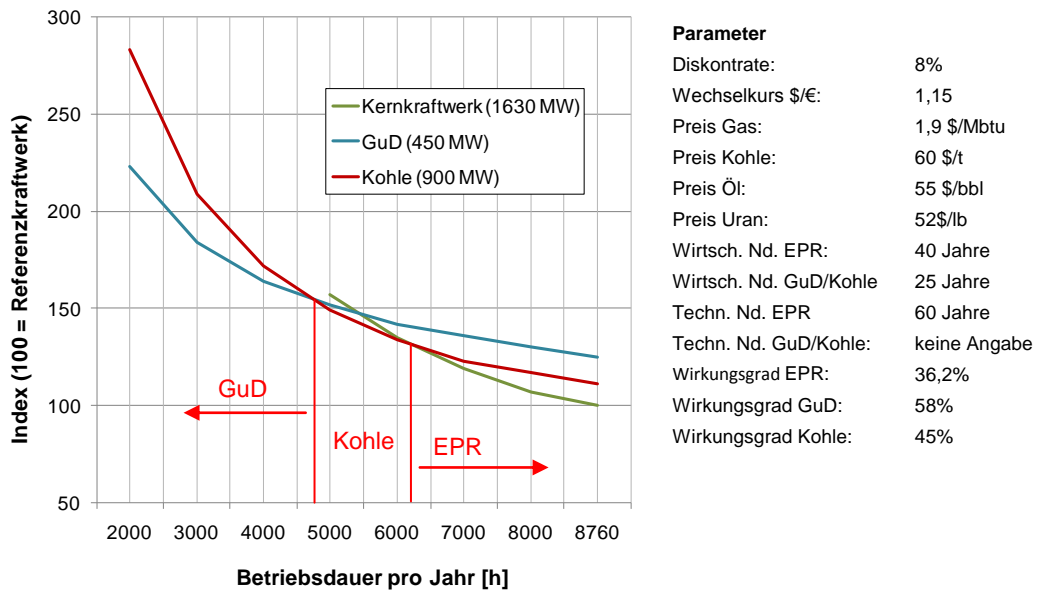
Die Analyse der Referenzkosten dient dem Vergleich der zukünftigen Kosten verschiedener Kraftwerkstypen in einem einheitlichen theoretischen Rahmen. Wesentliche Einflussgrößen in dieser Studie sind Prognosen für Brennstoffpreise, Diskontfaktoren, die wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke sowie die jährliche Betriebsdauer der Kraftwerke. Die Analyse berücksichtigt allerdings weder Charakteristika der Nachfrage nach Elektrizität, noch die regionale Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Standortbezogene Faktoren wie Transportkosten werden ebenfalls außer Acht gelassen (DGEC 2010).

Die Referenzkostenstudie wird sowohl für zentrale Erzeugungseinheiten, als auch für dezentrale Erzeugungsanlagen (Wind, Biomasse, Photovoltaik u.a.) erstellt. Als Referenz im Bereich der zentralen Erzeugungsanlagen dienen die Kosten der Stromerzeugung (€/Energieeinheit) eines Kernkraftwerks der neuen EPR<sup>3</sup>-Technologie. In Abbildung 5 wird eine Referenzkostenanalyse für den Vergleich des Referenz-Kernkraftwerks mit einem GuD-Kraftwerk und einem Kohle-Kraftwerk bei unterschiedlicher jährlicher Betriebsdauer für das Inbetriebnahmejahr 2020 veranschaulicht. Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Emissionen werden dabei nicht berücksichtigt (DGEC 2008).

---

<sup>2</sup> *La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*. Artikel 6 des Gesetzes fordert die Einführung einer Programmes für die Langfristplanung der französischen Elektrizitätswirtschaft durch die französische Regierung (DGEC 2010).

<sup>3</sup> European Pressurized Water Reactor



**Abbildung 5: Indexierte Referenzkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit von der jährlichen Betriebsdauer im Jahr 2020 (vgl. DGEC 2008b)**

Die Darstellung zeigt, dass die konkurrenzfähigste Erzeugungsanlage für eine jährliche Betriebsdauer von ca. 6.000 bis 8.760 Stunden das Kernkraftwerk (EPR) ist. Für das Intervall von 4.700 bis 6.000 Stunden weist das Kohlekraftwerk die geringsten Kosten auf, erst unter einer jährlichen Betriebsdauer von 4.800 Stunden ist das berücksichtigte GuD-Kraftwerk die kostengünstigste Alternative. Die Konkurrenzfähigkeit des Kohlekraftwerks im Bereich der Mittellast ist aber sehr stark von der Höhe des Preises der CO<sub>2</sub>-Emissionen abhängig. Ab einem Preis von 10 €/t CO<sub>2</sub> ist das GuD-Kraftwerk die kostengünstigste Alternative für den gesamten Bereich von 2000 bis 6000 Betriebsstunden pro Jahr (DGEC 2008).

Die Referenzkostenstudie kommt zudem zum Ergebnis, dass Gasturbinen mit Ölfeuerung (*turbine à combustion au fioul - TAC*), abgesehen von Speicherkraftwerken, auch in Zukunft die kosteneffizienteste Möglichkeit für den Spitzenlastbetrieb darstellen. Diese Erzeugungstechnologie ist im Vergleich zu Kraftwerkstypen im Gund- und Mittelastbetrieb sehr kostenintensiv<sup>4</sup>. Allerdings besteht die Möglichkeit der Speicherung von Öl in nächster Entfernung zum Kraftwerk. Zudem werden diese Ölkraftwerke normalerweise nur rund 100 Stunden im Jahr betrieben und sind im Bereich dieser geringen Betriebsdauer die konkurrenzfähigste Erzeugungstechnologie. Im Bereich der dezentralen Erzeugung weist die Referenzkostenstudie darauf hin, dass für den Zeitraum ab 2020 vor allem Kleinwasserkraftanlagen und kleine Abfallverbrennungsanlagen über eine günstige Kostenstruktur verfügen, gefolgt von Windparks und kleinen KWK Blöcken (DGEC 2008).

### 3.2 Studie über das Gleichgewicht von Stromerzeugung und -verbrauch

Dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE wurde von der französischen Regierung die Aufgabe erteilt, alle zwei Jahre eine Prognose über das zukünftige Gleichgewicht der Stromversorgung und des Stromverbrauchs zu erstellen. Die Studie erstreckt sich jeweils

<sup>4</sup> ca. 8,6 mal so hohe Kosten für eine TAC mit einer Jahresbetriebsdauer von 250 Stunden verglichen mit einem Kernkraftwerk im Grundlastbetrieb (DGEC 2009, S. 22)

über einen Zeitraum von 15 Jahren. Ein wesentlicher Inhalt der Studie ist die Erstellung von Prognosen für den Stromverbrauch in Frankreich und die grenzüberschreitenden Stromlieferungen. Ausgehend von diesen Prognosen werden bereits bekannte Ausbaupläne in die Analyse mit einbezogen und anschließend notwendige Erweiterungen der Erzeugungskapazität formuliert (DGEC 2010). Ziel dieser Maßnahmen ist die Erhaltung eines bestimmten Sicherheitsniveaus in der Elektrizitätsversorgung, welches sich konkret auf die Möglichkeit eines Lastabwurfs von weniger als drei Stunden pro Jahr beläuft (RTE 2009).

Die aktuelle Studie aus dem Jahr 2009 kommt zum Ergebnis, dass unter der Annahme des Basisszenarios für die Elektrizitätsnachfrage und des derzeit wahrscheinlichsten Szenarios für den Ausbau an Erzeugungskapazitäten diese Sicherheit bis zum Jahr 2012 gewährleistet bleibt. In den Jahren 2013 und insbesondere ab 2014 entsteht ein Investitionsbedarf von 1.800 MW. Im Jahr 2015 erreicht dieser Bedarf bereits 5.000 MW über der derzeit installierten und sich in Bau befindlichen Kapazität. Grund dafür ist die Außerbetriebnahme einer Reihe alter thermischer Kraftwerke aufgrund der Einhaltung von Emissionszielen. Langfristig ergibt sich laut RTE bis ins Jahr 2020 ein beträchtlicher Investitionsbedarf von 12 GW und bis ins Jahr 2025 ein zusätzlicher Bedarf von 16 GW (RTE 2009).

In der Studie wird zudem die Unsicherheit der Investitionsaktivitäten aufgrund der gegenwärtig angespannten wirtschaftlichen Situation betont. Auf der Nachfrageseite wird die Entwicklung der Peak-Nachfrage als größter Unsicherheitsfaktor genannt. In diesem Zusammenhang spielt vor allem das Ausmaß der Nutzung von Wärmepumpen und die Substitution von Ölheizungen durch elektrische Heizungen, sowie die Wirksamkeit von Demand-Side-Management eine wichtige Rolle. Die Regionen Bretagne und der Südosten von Frankreich (PACA - Provence-Alpes-Côte d'Azur) stellen Spezialfälle in der zukünftigen Entwicklung der Versorgungssicherheit dar und benötigen besondere Beachtung. Beide Regionen verfügen über ein sehr dynamisches Wachstum des Stromverbrauchs und einen relativ geringen Anteil an Erzeugung in der Region, wodurch die Versorgung vor allem über das Übertragungsnetz erfolgt. RTE schlägt für diese Regionen die Kombination von Demand-Side-Management, die Entwicklung lokaler Erzeugungseinheiten und den Ausbau der Netzinfrastruktur vor, um ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit weiter gewährleisten zu können (RTE 2009).

### **3.3 Langfristiges Investitionsplanungsprogramm**

Das aktuelle Investitionsplanungsprogramm (PPI) für Frankreich liegt aus dem Jahr 2009 vor und betrifft den Zeitraum bis zum Jahr 2020. In der PPI werden konkrete Aussagen über die Ziele der Entwicklung des französischen Kraftwerkparks hinsichtlich der verwendeten Primärenergieträger, der Produktionstechnologie und der geographischen Verteilung zukünftiger Erzeugungseinheiten getroffen. Diese Ziele haben sich an einer ausreichenden Versorgungssicherheit auszurichten, und berücksichtigen somit auch explizit die Entwicklung des regionalen Elektrizitätsverbrauchs. Die PPI vereinigt die Ergebnisse der Referenzkostenstudie, der RTE-Studie über das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch<sup>5</sup> und

---

<sup>5</sup> Input der Langfristplanung des Jahres 2009 ist nicht der in dieser Arbeit beschriebene RTE-Bericht von 2009 sondern die Version von 2007.

weitere politische Ziele. Damit stellt sie die wesentliche Steuerungsmöglichkeit der Politik im Prozess der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung dar.

Die sich aus der PPI ergebenden Ziele sind verbindliche Zielsetzungen für die Zukunft. Die französische Regierung beschließt zu diesem Zweck in einer Verordnung die konkreten Zielsetzungen des Kraftwerksausbaus. Bei Nichteinhaltung dieser Ziele durch die Erzeugungsunternehmen besitzt die französische Regierung die Möglichkeit, Ausschreibungen für zusätzlich notwendige Kraftwerkseinheiten zu beschließen, welche von der Regulierungsbehörde CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) abgehalten werden. In dieser Ausschreibung werden die notwendige Erzeugungstechnologie, ökonomische und finanzielle Rahmenbedingungen, die Form der Bewirtschaftung des Kraftwerks, sowie der Standort der Erzeugungsanlage formuliert. Der jeweils zuständige Netzbetreiber hat dem aus dem Ausschreibungsablauf hervor gehenden Betreiber des Kraftwerks die erzeugte Energie zu den in der Ausschreibung fixierten Konditionen abzunehmen. Besteht die Situation einer möglichen Überinvestition kann ebenfalls von Seiten der Politik eingeschritten werden. In diesem Fall besteht die Möglichkeit, dem Kraftwerksbetreiber die Abnahme der zukünftig erzeugten Energie zu verweigern (DGEC 2010).

### 3.4 Aktuelle Investitionsziele

In der aktuellen Langfristplanung des Jahres 2009 wird vor allem die zukünftige Senkung der Emissionen in der Stromerzeugung und damit zusammenhängend die Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien betont. Im Bereich der Grundlastversorgung stellt der Ausbau von Kernkraftwerken für die französischen Entscheidungsträger, wie auch aus der Referenzkostenanalyse (siehe Abbildung 5) hervorgeht, weiterhin die wesentliche Technologie dar. Im Bereich der thermischen Kraftwerke betont die aktuelle Langfristplanung die Notwendigkeit des Ersatzes von am Ende ihrer Lebensdauer stehenden Kohlekraftwerken durch neue GuD-Kraftwerke. Die konkreten Ergebnisse werden im Folgenden genauer erläutert (DGEC 2009).

- Im Bereich der Versorgung durch erneuerbare Energieträger ist vor allem der geplante Ausbau von Windkraftanlagen und der solaren Erzeugung bemerkenswert. Tabelle 1 fasst die geplanten Investitionsvolumina zusammen. In der Studie wird zudem die Notwendigkeit eines ausreichenden Handlungsspielraums in der Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung betont, da die Forcierung dieser Erzeugungstechnologien noch mit einer hohen Unsicherheit, besonders hinsichtlich der Versorgungssicherheit, behaftet ist (DGEC 2009).

**Tabelle 1: Investitionsziele der französischen Langfristplanung (DGEC 2009)**

Primärenergieträger	Ziel 2012 [MW]	Ziel 2020 [MW]
Solarenergie	1.100	5.400
Biomasse	520	2.300
Wind Onshore	10.500	19.000
Wind Offshore	1.000	6.000
Wasserkraft	-	3.000

- Bis zum Jahr 2020 ist die Installation von zwei zusätzlichen Kernkraftwerksblöcken mit einer Netto-Leistung von jeweils 1.600 MW geplant, 2012 am Standort Flamanville und 2017 am Standort Penly. Der Bau dieser Kraftwerke soll dabei einerseits eine ausreichende Sicherheit in der Versorgung der Endkunden schaffen und andererseits der Sammlung von Know-How für einen zukünftigen Ausbau dieser Technologie als Ersatz der alten Kernkraftwerke dienen (DGEC 2009).
- Für den optimalen Betrieb des Elektrizitätssystems strebt die aktuelle Langfristplanung die Erhaltung eines für diese Zwecke ausreichenden thermischen Kraftwerk-parks für den Mittellastbetrieb an. Die Außerbetriebnahme einer Reihe von Kohle-kraftwerken bis zum Jahr 2015 soll durch den Bau von Gaskraftwerken kompensiert werden. Diese Erzeugungstechnologie ist bisher in Frankreich noch wenig verbreitet und besitzt laut der aktuellen Langfristplanung großes Entwicklungspotenzial (20 neue GuD-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 400-450 MW sind genehmigt und 10 Anlagen davon bereits in Bau). Im Bereich der Spitzenlastkraftwerke stellen ölbetriebene Gasturbinen (siehe 3.1) die einzige Alternative zur Erzeugung von Spitzenenergie durch Speicherkraftwerke dar. Derzeit sind drei derartige Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt 550 MW in Bau. Da die Vermeidung von Emissionen für diese Erzeugungstechnologie sehr kostenintensiv und nur im beschränkten Ausmaß möglich ist, wird die zukünftige Anwendung dieser Technologie sehr stark vom Rahmen der Gesetzgebung in diesem Bereich abhängig sein (DGEC 2009).

## Literatur

Armstrong, M., Galli, A., Kapoor, A., 2007, *French VPP: Are buyers making a profit?*, Working Paper, Cerna, Ecole des Mines, Paris, France

Chick, M., 2007, *Electricity and Energy Policy in Britain, France and the United States since 1945*, Edward Elgar, Cheltenham, UK

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2009, Homepage, <http://www.cre.fr> [20.04.2009]

DGEC, 2008, *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique*, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/electric/cout-ref-synthese2008.pdf>

DGEC, 2009, *Rapport au Parlement: Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, Période 2009-2020*, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/094000317/index.shtml?xtor=RSS-436> [04.02.2010]

DGEC, 2010, Homepage, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/sommaire.htm> [29.01.2010]

Electricité de France (EDF), 2010, Homepage, <http://www.edf.fr> [01.02.2010]

ENTSO-E, 2010, Homepage, <http://www.entsoe.eu/> [29.01.2010]

Ess, F., 2009, *Langfristige ökonomische Analyse der französischen Elektrizitätswirtschaft*, Masterarbeit, Karl-Franzens Universität Graz

Eurostat, 2009, Energiestatistik: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home> [01.12..2009]

Glachant, J.-M., Finon, D., 2005, *A Competitive Fringe in the Shadow of a State Owned Incumbent: The Case of France*, Cambridge Working Papers in Economics No. 0524, Faculty of Economics (University of Cambridge), <http://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0524.html> [28.07.2009]

International Energy Agency (IEA), 2008, *Electricity Information 2008*, IEA Statistics, OECD/IEA, Head of Communication and Information Office, Paris, France

La Compagnie Nationale du Rhône, 2010, Homepage, <http://www.cnr.tm.fr> [01.02.2010]

La Société Nationale d'Électricité et de Thermique (La SNET), Homepage, 2010, <http://www.snet-electricite.fr/> [01.02.2010]

Nelson, J. R. (Hrsg.), 1964, *Marginal Cost Pricing in Practice*, Prentice-Hall international series in management, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ

Réseau de Transport d'Électricité (RTE), 2009, *Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France: 2009 Edition*, Paris, France

Willems, B., 2005, *Physical and Financial Virtual Power Plants*, Discussion Paper Series 05.12, Department of Economics, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven, Belgien, <http://www.econ.kuleuven.be/CES/discussionpapers/DPS05/Dps0512.pdf> [22.10.2009]

World Nuclear Association (WNA), 2009, Country Briefings, <http://www.world-nuclear.org/info/inf40.html> [15.07.2009]