

BERICHT AN FRANÇOIS HOLLANDE,
PRÄSIDENT DER FRANZÖSISCHEN REPUBLIK

ENERGIE – VERNETZTES EUROPA

ZWÖLF VORSCHLÄGE FÜR EINE GEMEINSAME
ENERGIEINFRASTRUKTURPOLITIK

MICHEL DERDEVET

La **documentation** Française

„Europa lässt sich nicht mit einem Schlage herstellen und auch nicht durch eine einfache Zusammenfassung. Es wird durch konkrete Tatsachen entstehen, die zunächst eine Solidarität der Tat schaffen.“

Robert Schuman
9. Mai 1950

„In Anwendung des Gesetzes zum Schutze des geistigen Eigentums vom 1. Juli 1992 ist jede teilweise oder vollständige Vervielfältigung für öffentliche Zwecke dieser Veröffentlichung ohne die Erlaubnis des Herausgebers strengstens verboten. In diesem Zusammenhang sei daran erinnert, dass eine missbräuchliche Erstellung von Fotokopien das wirtschaftliche Gleichgewicht der Buchbranche gefährdet.“

© Direction de l'information légale et administrative, Paris, 2015
ISBN : 978-2-11-009982-2

DER PRÄSIDENT DER REPUBLIK

Paris, den 25. August 2014

Sehr geehrter Herr Generalsekretär,

Seit 2012 war es mein Wunsch, dass der europäischen Energiepolitik ein neuer Anstoß gegeben wird, damit sie mehr Effizienz und Koordinierung erhält.

In diesem Rahmen werden die Energienetze eine entscheidende Rolle spielen, um die vielfältigen einzelstaatlichen Entscheidungen im Energiesektor zu kombinieren, ein permanentes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Über die bereits existierenden Kooperationen zwischen den Mitgliedstaaten hinaus sind die Netze nämlich die Träger zweier wesentlicher Entwicklungen. Sie müssen die Verbindungen herstellen, die zwischen den Ländern Europas unentbehrlich sind, insbesondere vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und zur notwendigen Verbesserung der Energieeffizienz mit Hilfe intelligenter Netze beitragen.

Europa kann diesen Wandel, der den Energiesektor mit dem Digitalbereich verbindet, nicht unkoordiniert vornehmen und sollte einige vorrangige Programme definieren, in denen die Forschungs- und Entwicklungsleistungen, die die Mitgliedstaaten gegenwärtig getrennt erbringen, vereint werden.

Deshalb habe ich beschlossen, Sie mit der Ausarbeitung eines Berichts über die konkreten Möglichkeiten zur Verstärkung der wirtschaftlichen und industriellen Kooperationen auf dem Gebiet der europäischen Energienetze, insbesondere innerhalb der deutsch-französischen Partnerschaft, zu beauftragen.

Ausgehend von einer Bilanz der bereits eingeleiteten Kooperationen zwischen den europäischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern bei Elektrizität und Gas, haben Sie die Aufgabe, den Verstärkungs- und Ausbaubedarf der europäischen Energieinfrastrukturen bis 2030 zu veranschlagen, unter Berücksichtigung der verschiedenen Entwicklungsszenarien der Energieproduktion und des Energieverbrauchs in der Union.

Ich erwarte von Ihrem Bericht konkrete Vorschläge, die mit Hilfe der Befragung von Experten und Referenzpersönlichkeiten (aus Frankreich und Europa) ausgearbeitet werden und anhand derer es möglich sein wird, die vorrangigen Projekte zu ermitteln, zu denen unser Land seinen Teil beitragen kann und die dann den europäischen Institutionen, deren Verantwortliche im kommenden Herbst erneuert werden, unterbreitet werden können.

*Herr Michel Derdevet
Generalsekretär, Mitglied des Vorstands von ERDF*

Sie können sich an die zuständigen Dienststellen des Staates wenden und um Unterstützung der Einrichtungen und Personen bitten, die Ihnen zweckdienlich erscheinen.

Ihren Bericht hätte ich gerne bis Ende des Jahres 2014 vorliegen.

Mit freundlichen Grüßen,
François HOLLANDE

Bien à vous, 
François HOLLANDE

INHALTSVERZEICHNIS

BEAUFTRAGUNGSSCHREIBEN	3	
ZUSAMMENFASSUNG	7	
EINLEITUNG		
DIE ENERGIEWENDE, EINE CHANCE FÜR EINE EUROPÄISCHE FÜHRUNGSROLLE	9	
TEIL 1		
DIE NETZE BELEBEN DEN AUFBAUPROZESS DES EUROPAS DER ENERGIE	13	
DIE GRUNDPRINZIPIEN		15
Die zunehmende Strukturierung eines Verwaltungsrahmens der europäischen Netze	16	
Die gegenwärtige Organisation der europäischen Energienetze	18	
„BONUS-MALUS“ DES AUFBAUPROZESSES DES EUROPAS DER ENERGIE	23	
Die Netze im Dienste der Konvergenz der Energiepolitiken	23	
Eine kontrastreiche Auswirkung auf die Groß- und Einzelhandelspreise	26	
Das paradoxe Wiederauftreten von Spannungen bei der Sicherheit	30	
DIE ENERGIEWENDE SETZT EINE AKTUALISIERUNG DER NETZE VORAUS:		
SKIZZE EINES LASTENHEFTES	33	
Struktur der Netze	33	
Lastenheft der Investitionen	34	
Regulierung	36	
TEIL 2		
2015-2030: UMWANDLUNG EINES BERGS AN INVESTITIONEN IN EIN EUROPÄISCHES INDUSTRIEPROJEKT	39	
BEWERTUNG UND LENKUNG DER INVESTITIONSLEISTUNGEN		41
Unzureichende und kurzfristig ausgelegte Leistungen bei der Finanzierung der Netze.....	41	
Schaffung große elektrischer Korridore zur Verbesserung der Sicherheit und zur Optimierung der Verwendung der Produktionsmittel	45	
Energierévolution auf dem Wege der Strom- und Gasverteilernetze	46	
KOHÄRENZ FÜR DAS EUROPÄISCHE INDUSTRIEPROJEKT		51
Ermittlung der vorrangigen F&E-Projekte	51	
Definition des Normen- und Regulierungsmodells	57	
WELCHE(S) WIRTSCHAFTSMODELL(E) ZUR LENKUNG DER INVESTITIONEN IN DIE NETZE?		61

Garantie eines wettbewerbsfähigen Preises der Energie und Bekämpfung der Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Mitgliedstaaten	61
Eine unabdingbare Optimierung der Investitionskosten	62
Aufwiegen der kollektiven Gewinne mit den Kosten	66

TEIL 3

ZWÖLF VORSCHLÄGE ZUR VERNETZUNG DER EUROPÄISCHEN ENERGIEN	69
--	----

DIE ERNEUERUNG DES RAHMENS DER VERSORGUNGSSICHERHEIT UND DER ZUSAMMENARBEIT ZWISCHEN DEN NETZBETREIBERN	73
---	----

Vorschlag Nr. 1: Verstärkung der Koordinierungen bei der Versorgungssicherheit.....	73
---	----

Vorschlag Nr. 2: Verlängerung und Verdichtung der Kooperationen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern: für europäische ÜNB	75
--	----

Vorschlag Nr. 3: Förderung der grenzüberschreitenden Kooperationen zwischen Verteilnetzbetreibern	77
---	----

Vorschlag Nr. 4: Vermaschung der Pioniere der lokalen Energie-Governance. Gründung eines europäischen Forums der Gebiete	79
--	----

FÖRDERUNG DER REGULATORISCHEN KONVERGENZEN UND DER FINANZIELLEN INNOVATIONEN	81
--	----

Vorschlag Nr. 5: Förderung einer Koordinierung der Regulationen, die Planungssicherheit und Anreize bietet	81
--	----

Vorschlag Nr. 6: Schaffung eines Investmentfonds für die Gebiete, die von den strategischen Infrastrukturen durchquert werden.....	83
--	----

Vorschlag Nr. 7: Wiedereinführung einer langfristigen Perspektive bei den Finanzierungen	85
--	----

POSITIONIERUNG EUROPAS ALS FÜHRENDE KRAFT BEI DER INNOVATION IM ENERGIESEKTOR.....	87
--	----

Vorschlag Nr. 8: Gemeinsame europäische F&E-Leistungen bei den intelligenten Netzen	87
---	----

Vorschlag Nr. 9: Verstärkung der europäischen Normierungsbemühungen	89
---	----

Vorschlag Nr. 10: Schaffung einer europäischen Plattform der Energiedaten.....	91
--	----

Vorschlag Nr. 11: Schaffung der europäischen Korridore der innovativen Mobilitäten	93
--	----

Vorschlag Nr. 12: Gründung eines Europa-Kollegs für Energie.....	96
--	----

DANKE	99
--------------------	----

ANHÄNGE	101
----------------------	-----

Anhang 1 Liste der befragten Personen	103
--	-----

Anhang 2 Glossar	107
-------------------------------	-----

Anhang 3 Karten	109
------------------------------	-----

Anhang 4 Liste der Mitglieder von ENTSO-E und ENTSO-G	125
--	-----

Anhang 5 Referenzen - neuere Werke des Autors	129
--	-----

Anhang 6 Referenzen - Liste der wichtigsten zitierten Werke und Dokumente	131
--	-----

Anhang 7 Liste der Abkürzungen	135
---	-----

Zusammenfassung

Einige Monate vor der nächsten UN-Weltklimakonferenz (COP 21) in Paris trägt Europa eine besondere Verantwortung, um als gestaltende Kraft dazu beizutragen, dass diese Konferenz zu einem weltweiten Erfolg wird.

Die Europäer haben nämlich als erste den Klimaschutz zu einem politischen Schwerpunkt dieser Jahrhunderthälfte gemacht. In dieser Pionierrolle stehen wir vor **technologischen Herausforderungen** (Einrichtung neuer Produktionsmittel, massive Renovierung des Immobilienbestands, Erfindung neuer lokaler Energiemodelle), **gesellschaftlichen Herausforderungen** (Akzeptanz einer Änderung der Lebensweisen) und **wirtschaftlichen Herausforderungen** (Aktivierung von Finanzierungskreisläufen und Mobilisierung der Sparguthaben), die die Energiewende strukturieren.

Die Art, wie wir uns diesen Herausforderungen stellen, wird von den Entscheidungen jedes Mitgliedsstaats abhängen (und sogar immer mehr jeder Region oder Gebietskörperschaft), aber alle gefundenen Lösungen werden sich in in Energiesysteme einfügen müssen, **deren Architektur bereits durch viele Millionen Kilometer lange Netze bereitgestellt ist**. Ein weiteres „Systemvorgehen“ mit Hilfe der Netze, um eine Energie (Gas oder Elektrizität) in **kosteneffizienter Weise zu liefern, ist somit eine unentbehrliche Voraussetzung für die Energieversorgungssicherheit der Europäer, ihren Lebenskomfort und die Wettbewerbsfähigkeit ihrer Unternehmen und folglich ihrer Arbeitsplätze**. Europa ist die Region der Welt mit den besten Energiedienstleistungen. Dieser Vorteil muss gefestigt werden.

Jedoch werden vor dem Hintergrund der Energiewende die **Lastenhefte der europäischen Energienetze tief greifend geändert**, da deren Organisation nunmehr folgendes ermöglichen muss:

- **Begleitung der Dezentralisierung**, da die Produktionsmittel für erneuerbare Energien auf Hunderttausende Standorte in ganz Europa verstreut sind. Das setzt voraus, die Netze umfassend zu überdenken, insbesondere die Versorgungsnetze, die ursprünglich nicht für diese Aufgabe der Einspeisung der erneuerbaren Energien ausgelegt waren.
- **Steuerung einer neuen Komplexität** aufgrund der Volatilität bestimmter erneuerbarer Energien (Windenergie, Photovoltaik), aber auch aufgrund neuer Nutzungen wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge.
- **Solidarität zwischen Staaten und Regionen** angesichts der Tatsache, dass nun die technologische Unsicherheiten der neuen Branchen zu den älteren Unsicherheiten geopolitischer Art hinzukommen.
- **Weitere Gewährleistung eines gleichen Zugangs zu den Energiedienstleistungen**, ohne dass die Energiewende zu einem Diskriminationsfaktor gegenüber den wirtschaftlich schwächsten Bürgern wird.

Es ist notwendig, mit gemeinsamen Kräften an der Anpassung der Netze zu arbeiten, damit die Energiewende der Europäer zu einem Erfolg wird. Artikel 194 des Vertrags von Lissabon zeichnet bereits den Weg für umfassendere energiepolitische Befugnisse der Union vor. Aber die Europäer müssen noch weiter gehen und schellstmöglich neue Räume für Zusammenarbeit, Innovation und gemeinsame Investitionen erforschen.

Die Herausforderung ist groß, denn **bis 2030 müssen Hunderte von Milliarden investiert werden** und es bedarf keinerlei Argumente um sich von der Tatsache zu überzeugen, dass in einem Europa, das noch auf dem Weg der Genesung ist, jeder Euro im Sinne höchster Effizienz für unsere Körperschaften investiert werden muss.

Jenes „vernetzte Energie-Europa“, nach dem wir alle streben, wird nicht nur eine physikalische, technische oder wirtschaftliche Herausforderung sein. Es muss auch die „**gemeinsamen Besonderheiten**“ verkörpern, die den europäischen Energieraum gegenwärtig kennzeichnen: Die Vertikalität der einzelstaatlichen Hierarchien wird von der Horizontalität der Kommunikationen zwischen den Gebieten abgelöst, die Autorität der derzeitigen Regierungen von der Legitimität des Bürgers, der Initiative und des Erfolgs; die industrielle Einheitlichkeit von der Vielfalt der Organisationsmodelle; eine Welt von Staaten von den Handelsströmen innerhalb des europäischen Raums.

Die **zwölf Vorschläge** am Ende dieses Berichts sollen einen stimmigen und pragmatischen europäischen Ansatz auf dem Gebiet der Netze ermöglichen, um die Schwierigkeiten der Gegenwart zu bewältigen und sich den Aufgaben der Zukunft zu stellen.

In diesem Hinblick sind diese Vorschläge rund um **drei Schwerpunkte** gegliedert:

- **Renovierung der Versorgungssicherheit und der Kooperation** zwischen den Netzbetreibern, aber auch zwischen den Gebietskörperschaften, die als Trägerstrukturen an der Energiewende beteiligt sind,
- **Stärkung der Koordination der Rechtsvorschriften und der Finanzierungshebel** zur Optimierung der Infrastrukturkosten bei gleichzeitiger Investition in den Gebieten, die von diesen strategischen Infrastrukturen durchquert werden,
- **Förderung Europas als führende Kraft bei den Innovationen im Energiesektor**, indem ihrer F&E ein neuer Elan und eine neue Dimension gegeben wird, insbesondere über die Normierung, die Schaffung einer Plattform der Energiedaten, die Einrichtung von Korridoren innovativer Mobilitäten oder die Gründung eines Europa-Kollegs für Energie.

Dieser Bericht wurde unter der alleinigen Verantwortung seines Autors ausgearbeitet. Seine Schlussfolgerungen binden weder die Regierung noch die genannten Unternehmen. Sie möchten zu einer öffentlichen Auseinandersetzung mit den genannten Themen auf französischer und europäischer Ebene beitragen.

Einleitung

Die Energiewende, eine Chance für eine europäische Führungsrolle

Das Energie-Europa lässt größte Hoffnungen für eine Pionierrolle der Union im Rahmen der „kohlenstoffarmen“ Energiewende aufkommen, aber auch größte Befürchtungen aufgrund **anhaltender Alarmsignale** (zunehmende Abhängigkeit von Importen fossiler Energien, ungeordneter wirtschaftlicher Ansatz bei der Unterstützung der erneuerbaren Energien usw.) und **sogar Krisensignale** wegen der zunehmenden drohenden Stromversorgungsengpässen im Winter, vor allem in Belgien und in Frankreich.

Diese paradoxe Situation hat ihren Ursprung in einer **alten Realität**, die seit Fukushima verstärkt und von der Wirtschafts- und Finanzkrise noch verschärft wird. Die europäische Union hat ein sehr **dichtes Programm gemeinsamer Ziele** ausgearbeitet (allmähliche Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, Klima- und Energiepakete bis 2020 und 2030 usw.) und dabei den Mitgliedsstaaten ihre Entscheidungsfreiheit bei der Wahl der Energien und der Produktionsmittel gelassen.

Diese **fehlende europäische „Steuerung“** des modus operandi erzeugt eine industrielle Deoptimierung, schwächt die führenden Energieunternehmen Europas, schafft „Blasen“ bei der Entwicklung bestimmter erneuerbarer Energien und führt zu einer Dissonanz der Preissignale für die Investoren. Die Europäer entdecken, ziemlich logischerweise, dass die europäische Energiewende nicht das Ergebnis von 28 kaum koordinierten Politiken sein kann.

Diese Feststellung fordert dazu auf, die Lage mit klarem Verstand zu betrachten. Es bringt nichts, weiterhin eine teleologische Sichtweise einer einheitlichen Energiepolitik in Europa zu konzeptualisieren¹. Ein Umschwenken auf eine einzige, vollständig integrierte europäische Energiepolitik ist heute angesichts der Abweichungen zwischen den Mitgliedsstaaten sowohl bei den technischen Anlagen wie auch bei den institutionellen Ansätzen nur schwer ins Auge zu fassen.

Vor diesem Hintergrund muss die **zweifache wirtschaftliche und ökologische Herausforderung**, der sich Europa zu stellen hat, gemeinsam überdacht werden. In diesem Hinblick muss die Koordinierung der einzelstaatlichen Energiewende-Politiken als **Ziel der Industriepolitik**

1 Siehe „L'Europe en panne d'énergie“, Michel Derdevet, Éditions Descartes & Cie, mai 2009.

und der Wettbewerbsfähigkeit betrachtet werden, um die **Grundlagen einer europäischen Führungsrolle zu erneuern**.

Diese Feststellung fordert dazu auf, **möglichst schnell die Kooperationsbereich mit dem größten Hebeleffekt zu ermitteln**. Die Elektrizitäts- und Gasnetze sind ein Raum gemeinsamen Interesses, auf den sich die Anstrengungen konzentrieren müssen:

- Mit den Übertragungs- und Fernleitungsnetzen werden Verbindungsleitungen sichergestellt. Sie ermöglichen eine Optimierung der Verwaltung der kollektiven Sicherheit und eine Reduzierung der Kosten und garantieren auf diese Weise das Funktionieren eines echten Energiebinnenmarkts über die einzelstaatlichen Grenzen hinaus,
- Die Verteilernetze stehen im Mittelpunkt der Entwicklung der erneuerbaren Energien, die größtenteils an diese Netze angeschlossen sind. Sie bilden auch die digitale Schnittstelle, aus denen zukünftig die „intelligenten“ Städte hervorgehen werden, in denen das Zusammenleben der europäischen Bürger neu erfunden werden wird.

Mit den diversen Energierichtlinienpaketen, die Mitte der 90^{er} Jahre eingeleitet worden waren, wurden die Funktionen der europäischen Netzbetreiber **präzisiert und erheblich verdichtet** und diese Netzbetreiber – ob bei Strom oder Gas – verleihen der **Idee eines Energieeuropas bereits Gestalt (ebenso wie die Regulierungsstellen)**. Die **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)** haben die Aufgabe, die langfristige Kapazität der Infrastrukturen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die **Verteilernetzbetreiber (VNB)** ihrerseits müssen garantieren, dass die lokalen Netze die Kapazität haben, einen hochwertigen Service für die Unternehmen und die Haushalte zu liefern.

Aber mit der Energiewende stehen die Netzbetreiber vor eine Herausforderung, da sie ihr **Lastenheft komplexer werden lassen**. Die Systeme beschränken sich nicht mehr große Produktionseinheiten (Kraftwerke) oder Importeinheiten (Methanterminals), sondern beinhalten auch unzählige kleine Einheiten (Windkraft, Photovoltaik, Biogas usw.) in ganz Europa ein und schaffen tiefgreifende Veränderungen der früheren Karte. Diese erneuerbaren Energien sind in der Regel an die Verteilernetze angeschlossen (und nicht an das Übertragungsnetz, wie die großen Einheiten), und diese waren nicht für diese Einspeisungsfunktion ausgelegt und dimensioniert worden. Die **Rolle** der Verteilernetze wird gleichzeitig noch weiter gestärkt, als **neue Anwendungen**, wie z.B. Elektrofahrzeuge entwickelt werden.

Vor dem Hintergrund der Wachstumsschwäche und des internationalen Wettbewerbs, der die europäischen Wirtschaften unter Druck setzt, sind die Energieinfrastrukturen ein **hervorragender endogener Hebel für mehr Wachstum und mehr Wettbewerbsfähigkeit**. **Artikel 194 des Vertrags von Lissabon** zeichnet bereits den Weg für umfassendere energiepolitische Befugnisse der Union vor. Aber die Europäer müssen noch weiter gehen und schnellstmöglich neue Räume für Zusammenarbeit, Innovationen und gemeinsame Investitionen erforschen.

Die Herausforderung ist groß, denn **bis 2030 müssen Hunderte von Milliarden investiert werden** und es bedarf keinerlei Argumente um sich von der Tatsache zu überzeugen, dass in einem Europa, das noch auf dem Weg der Genesung ist, jeder Euro im Sinne höchster Effizienz für unsere Körperschaften investiert werden muss.

Gegenstand dieses Berichts ist die Ausarbeitung **pragmatischer und realistischer Vorschläge**, die alle darauf ausgerichtet sind, diesen „Berg“ an Investitionen in ein **industrielles Projekt** zu verwandeln, das **Arbeitsplätze und Mehrwert** für die Europäer schafft.

Wir werden in drei Etappen vorgehen:

- Im ersten Teil werden die Netze in der europäischen Energiedynamik situiert, um zu analysieren, was zu einem notwendigen *aggiornamento*, also zu einer Aktualisierung führen muss.
- Im zweiten Teil werden die Herausforderungen bezüglich der Investitionen in die europäischen Energienetze bis 2030 detailliert.
- Im dritten Teil werden dann zwölf Vorschläge für die Vernetzung der Energie der Europäer unterbreitet.

Dieses Dokument soll eine Dynamik in Bewegung bringen, um die Investitionskosten zu optimieren, ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, integrierte Märkte zu schaffen, um die Position Europas als führende Kraft bei den Innovationen im Energiesektor zu behaupten.

Bei der Klimakonferenz 2015 in Paris wird es um eine Verpflichtung aller zu einer Energiewende gehen, aber es wird auch von Bedeutung sein, dass Europa bei diesem Anlass die Stimmigkeit und die Effizienz ihrer eigenen globalen Vorgehensweise bestätigt, um den berechtigten Nutzen aus seiner Pionierarbeit zu ziehen.

Diese COP 21 bietet somit die Gelegenheit zur Bestätigung, dass das Europa der Energie existiert, dass es ein strategisches Gesamtkonzept verfolgt, insbesondere bei den Energienetzen, d.h. bei den Übertragungs- und den Verteilernetzen, das im Einklang mit seiner Geschichte, seiner anerkannten Expertise ² und seinem gegenwärtigen Willen zu einer Einigung rund um diese Herausforderungen steht.

² 1921 wurde in Paris der CIGRE (Internationaler Rat für große Elektrizitätsnetze) gegründet. Dieser Verband wurde zu einer Referenzorganisation, die alle zwei Jahre in Paris über 8.000 Unternehmensleiter, Experten und Spezialisten der internationalen Elektrizitätsbranche aus 90 Ländern versammelt, um den Gedankenaustausch über die neuen Systeme und Innovationen auf dem Gebiet der Stromübertragung zu fördern.

Teil 1

**DIE NETZE BELEBEN
DEN AUFBAUPROZESS
DES EUROPAS
DER ENERGIE**

Die Grundprinzipien

Die Errichtung des europäischen Energiesystems reicht für Elektrizität bis zum Ende des 19. Jahrhunderts zurück und für Gas auf das Ende des zweiten Weltkriegs.

Der ursprünglich auf einige Viertel und Fabriken beschränkte Zugang zur Elektrizität wurde schrittweise auf alle Gebiete ausgedehnt. Die ursprünglich verfügbaren Technologien (Kohle- oder Wasserkraftwerke, dann Erdgas- und Kernkraftwerke) **waren entscheidend für die Konfiguration der Stromnetze**. Die Vermaschung folgte einer Baumstruktur, mit der die Energie von diesen großen Produktionsstandorten bis zu den Verbrauchern geleitet wurde¹. **Es existieren zwei Arten von Netze**: ein erstes sogenanntes „Übertragungsnetz“ für den Transport großer Strommengen über weite Entfernungen und ein zweites sogenanntes „Verteilernetz“ für die Versorgung der Endverbraucher bis zu den Hausanschlüssen.

Für Erdgas kam die gleiche Logik zur Anwendung: Das Fernleitungsnetz wurde in erster Linie ausgehend von den inländischen Lagerstätten (vor allem Lacq in Südwestfrankreich²), dann ausgehend von europäischen und außereuropäischen Lagerstätten³ bis zu den Verteilernetzen aufgebaut. Und dabei darf man natürlich das seit über hundert Jahren existierende Stadtgas nicht vergessen.

Diese allgemeinen Organisationsprinzipien sollen die **Stabilität des Systems und seine Sicherheit** entsprechend den Eigenschaften der zu liefernden Energie garantieren.

Da elektrischer Strom nicht gelagert werden kann, müssen die Netzbetreiber ein **Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage in Echtzeit halten**. Wenn dieses Gleichgewicht nicht beachtet wird, besteht das Risiko einer Schwankung der Frequenz und damit einer Beschädigung der elektrischen Anlagen. Deshalb kann es notwendig werden, lokale Lastabwürfe vorzunehmen (vorübergehende Stromausfälle), um einen größeren Blackout zu vermeiden⁴.

Zur Erhaltung dieses Gleichgewichts koordinieren die Netzbetreiber die Stromerzeugungsmittel der Stromproduzenten. Sie müssen auch eventuelle

¹ Manche industrielle Großverbraucher sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen.

² Die Lagerstätte in Lacq ist seit Ende 2013 nicht mehr in Betrieb.

³ Insbesondere Lagerstätten in Russland, Algerien, in den Niederlanden, in Norwegen und Großbritannien.

⁴ Europa hat wenig schwere Störfälle erlebt. Um sich jedoch des Ausmaßes der möglichen Wirkungen bewusst zu werden, sei daran erinnert, dass am 4. November 2006 rund 15 Millionen Europäer keinen Strom hatten. Ein in Deutschland eingetretener Zwischenfall hatte Auswirkungen bis nach Nordafrika, das über Spanien und die Meerenge von Gibraltar mit Europa verbunden ist und führte insbesondere zur Abschaltung von fünf Millionen Verbrauchern in Frankreich.

Engpässe bei den regionalen Übertragungskapazitäten berücksichtigen ⁵. Die Betreiber von Gasnetzen sind ebenfalls mit derartigen Schwierigkeiten der Lage der Versorgungsquellen konfrontiert ⁶.

Die Anschlüsse zwischen den verschiedenen einzelstaatlichen Energienetzen, die sogenannten **Verbindungsleitungen**, spielen ebenfalls eine wesentliche Rolle für die Beschaffungssicherheit, die Sicherheit des Systems (als gegenseitige Versicherung gegen Störungen und Prognosefehler) und die Reduzierung der Kosten. Bereits 1920 entstanden im Zuge der Entwicklung des Wasserkraftstroms in den Pyrenäen die ersten Projekte für grenzüberschreitende 150 kV-Verbindungsleitungen zwischen Frankreich und Spanien ⁷. Diese Rolle der Verbindungsleitungen ist im Gassektor noch wichtiger, da in vielen europäischen Ländern die Importe knapp 90 % der Versorgung ausmachen (gegen ca. 10 % bei Strom).

Die Netze dienen zum Transport der Energie über weite Entfernungen und zu ihrer lokalen Verteilung.

Die Netzbetreiber sind für die Sicherheit des Systems und die Qualität der gelieferten Energie zuständig.

Die Verbindungsleitungen stärken die Sicherheit des Systems und reduzieren die Kosten der Energie.

Die zunehmende Strukturierung eines Verwaltungsrahmens der europäischen Netze

Der **Liberalisierungsprozess des europäischen Energiemarktes** läuft seit den 1990er Jahren. Mit **drei Richtlinienpaketen** wurden die Befugnisse der Netzbetreiber präzisiert und erweitert und die Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten von den Produktions- und Lieferungsaktivitäten getrennt. Es ging darum, die Unabhängigkeit und die Neutralität der Netze zu garantieren, d.h. sicherzustellen, dass die vertikal integrierten Unternehmen nicht durch diskriminierende Praktiken den freien Wettbewerb behindern. Und damit das Interesse des Endverbrauchers zu wahren.

Die ersten europäischen Richtlinien von 1996 für Elektrizität ⁸ und von 1998 für Gas gaben ⁹ somit den Mitgliedsstaaten **drei Ziele** vor:

- ⁵ Die Regionen Bretagne und Provence-Alpes-Côte d'Azur zum Beispiel leiden unter einem mangelnden Verbund mit dem restlichen Frankreich.
- ⁶ Für die Stabilität der Netze ist es erforderlich, auch andere Parameter zu überwachen. Bei der Elektrizität handelt es sich zum Beispiel um die Überwachung der „Harmonischen“ oder der von den Produktionsanlagen erzeugten Blindleistung. Bei Gas um die permanente Analyse der Zusammensetzung des transportierten Gases, damit es innerhalb der Einstellbereiche der Brenner bleibt.
- ⁷ Siehe „Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle“, Christophe Bouneau, Michel Derdevet, Jacques Percebois, Préface du Commissaire européenne Andris Piebalgs, Timée 2007.
- ⁸ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996.
- ⁹ Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom Montag, 22. Juni 1998.

- der unparteiische, gleichberechtigte und diskriminierungsfreie Netzzugang Dritter,
- die buchhalterische und wirtschaftliche Trennung der Produktions- und Transporttätigkeiten,
- die Schaffung der unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber, die für die Funktionstüchtigkeit der Elektrizitäts- und Gassysteme zuständig sind.

Die zweiten Richtlinienpakete von 2003 ¹⁰ steigerten die Anforderungen nach Unabhängigkeit der Netzbetreiber, indem sie eine **rechtliche und funktionale Entflechtung des Transports und der Produktion vorschrieben**.

Gleichzeitig mussten die vertikal integrierten Unternehmen eine **getrennte Buchhaltung** für ihre Verteilungsaktivitäten vorlegen, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Diese Richtlinien von 2003 machten übrigens die Existenz einer **unabhängigen Regulierungsbehörde in jedem Mitgliedsstaat** obligatorisch. In Frankreich handelt es sich um die Energieregulierungsbehörde (CRE, Commission de régulation de l'énergie). Diese Behörde hat insbesondere folgende Aufgaben:

- sie reguliert die Netze und überwacht die Bedingungen des Zugangs zu den Infrastrukturen (die identisch und diskriminierungsfrei sein müssen) ,
- sie sorgt für das ordnungsgemäße Funktionieren und die Entwicklung der Netze,
- sie bewertet die Richtigkeit der Investitionen,
- sie unterstützt neue Technologien und die Verbesserung der Effizienz der Infrastrukturen.

2009 schließlich wollte die europäische Union¹¹ **eigentumsrechtliche Entflechtung** der Versorgungs- und Erzeugungsaktivitäten und der Netzbetriebung durchsetzen. Diese Entwicklung wurde von den meisten Mitgliedsstaaten vollzogen, aber in Frankreich und anderen Ländern blieben die Netze in den integrierten Unternehmen, während die Gewähr für ihre Unabhängigkeit erhöht wurde. Das dritte Richtlinienpaket verfolgte somit folgende Ziele:

- Stärkung der Unabhängigkeit der einzelstaatlichen Energieregulierungsbehörden und Harmonisierung ihrer Kompetenzen,
- Stärkung, durch Transparenzregeln, des Zugangs Dritter zu den Aktivitäten und Speicheranlagen für Erdgas und verflüssigtes Gas,
- Förderung der regionalen Solidarität, indem eine Zusammenarbeit der Mitgliedsstaaten bei schweren Versorgungsunterbrechungen gefordert, die Notmaßnahmen koordiniert und die Verbindungsleitungen weiter ausgebaut werden.

Die Umsetzung dieser verschiedenen Richtlinien gab Anlass zu **Kooperationen zwischen einzelstaatlichen Behörden**:

¹⁰ Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003.

¹¹ Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom Montag, 13. Juli 2009.

- Die einzelstaatlichen Energieregulierungsbehörden haben sich zur Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER) zusammengeschlossen, die insbesondere die Aufgabe hat, die Zehn-Jahres-Entwicklungspläne umzusetzen,
- Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich nach dem gleichen Modell im *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) und im *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G) zusammengeschlossen. Sie definieren in Abstimmung mit ACER die detaillierten Regeln für den Zugang zum Netz und die technischen Codes und sorgen für die Koordinierung des Betriebs mittels Informationsaustausch und die Ausarbeitung von Normen, Sicherheits- und Notfallverfahren.

Die Richtlinien zur Liberalisierung der Energiemärkte in Europa haben den diskriminierungsfreien Netzzugang und die Unabhängig ihrer Betreiber festgeschrieben.

Die europäischen Netzbetreiber sind für die Koordinierung der Energieströme zwischen den Mitgliedsstaaten und die Organisation der Solidarität verantwortlich.

Sie sind in großen Kooperationsverbänden zusammengeschlossen und koordinieren ihre Aktionen mit den Energieregulierungsbehörden der einzelnen Staaten.

Die gegenwärtige Organisation der europäischen Energienetze

Knapp 20 Jahre nach der Verabschiedung der ersten Energierichtlinien sind die einzelstaatlichen Besonderheiten bei Übertragung, Verteilung und Regulierung weiterhin **sehr ausgeprägt**, und zwar hauptsächlich wegen der **institutionellen Strukturen der einzelnen Mitgliedsstaaten** (insbesondere die Kompetenzverteilung zwischen Zentralstaat und Regionen) und der Zusammensetzung ihres Energiemix.

Bei der Übertragung stützen sich die meisten europäischen Staaten (Belgien, Spanien, Frankreich, Italien...) auf einen einzigen nationalen Betreiber des Stromübertragungsnetzes, während in Österreich zwei Betreiber ¹² und in Deutschland ¹³ und in Großbritannien ¹⁴ vier Betreiber tätig sind. Außerdem sind ihre Aufgabenbereiche von Land zu Land sehr unterschiedlich.

Auch ihre **Kapitalstruktur** ist je nach Land oder Energien sehr **unterschiedlich**:

¹² Austrian Power Grid AG, Voralberger Übertragungsnetz GmbH.

¹³ TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH.

¹⁴ National Grid Electricity Transmission plc, System Operator for Northern Ireland Ltd, Scottish Hydro Electric Transmission plc, Scottish Power Transmission plc.

- In Frankreich ist der Transport von Gas zwischen GRTgaz, Tochtergesellschaft von GDF SUEZ, und TIGF ¹⁵ aufgeteilt, während RTE (Réseau de Transport d'Électricité) zu 100 % in Besitz von EDF ist,
- Das Kapital des belgischen Übertragungsnetzbetreibers ELIA ist zu knapp 50 % im Besitz von PUBLI-T und PUBLIPART¹⁶, mit einem Free Float von über 50 %,
- Die niederländische Gesellschaft TENNET ist Eigentum des niederländischen Staates und hat 2010 das Übertragungsnetz des deutschen Unternehmens E.ON erworben,
- Der deutsche Netzbetreiber ENBW ist zu 45 % in der Hand eines Zusammenschlusses von Gebietskörperschaften und Kommunen (OEW) und des Landes Baden-Württemberg (nachdem EDF ihre Anteile an Baden-Württemberg verkauft hat).

Bei den Betreibern der Verteilernetze sind die Unterschiede noch ausgeprägter:

- In Frankreich sind die Infrastrukturen das Eigentum der Gebietskörperschaften, die Konzessionen für ihre Verteilung vergeben. ERDF (Électricité Réseau Distribution France), zu 100 % in der Hand von EDF, versorgt 95 % des Staatsgebiets, die restlichen 5 % sind seit 1946 auf 150 lokale Verteilerunternehmen aufgeteilt. Dabei gilt die Logik der Tarifierung, die einen Elektrizitätszugang zu einem einheitlichen Tarif für alle Verbraucher garantiert. GRDF ist in 9.500 Kommunen tätig und deckt 96 % der Verbraucher, während der Rest von 22 ELD bedient wird ¹⁷,
- In Italien ist die Aufteilung mit der Situation in Frankreich vergleichbar, mit einem historischen Betreiber (Enel Distribuzione), der 85 % des italienischen Marktes versorgt, und einigen Hundert lokalen Konzessionen, verteilt auf 150 Verteilerunternehmen, die Eigentümer der Anlagen sind,
- In Deutschland sind 880 Verteiler tätig, von denen etwa Hundert mehr als 100.000 Kunden haben. Die Tarife werden von der Bundesnetzagentur BNetzA für jedes Verteilerunternehmen und ohne Länderausgleich genehmigt. Außerdem sind die Kommunen über die Stadtwerke ¹⁸ häufig Betreiber der Netze,
- In Belgien ist die Verteilung zwischen den gemischten interkommunalen Zweckverbänden (intercommunales mixtes¹⁹), die teilweise in Besitz von Electrabel sind, und reinen interkommunalen Zweckverbänden organisiert.

¹⁵ Tochtergesellschaft von Total bis 2013, jetzt im Eigentum des italienischen Betreibers SNAM (40,5 %), des Staatsfonds von Singapur GIC (31,5%) , von EDF (18 %) und Predica (10 %), Crédit Agricole Assurances.

¹⁶ PUBLI-T und PUBLIPART sind Tochtergesellschaften von SOCOFE, die die Interessen der wallonischen Kommunen bündelt.

¹⁷ Lokale Verteilerunternehmen.

¹⁸ Öffentliche kommunale oder interkommunale Unternehmen.

¹⁹ Von Kommunen geschaffenes öffentliches Unternehmen zur Erbringung öffentlicher Dienstleistungen von allgemeinem Interesse.

2009 haben sich die gemischten interkommunalen Zweckverbände Walloniens zum Opérateur des Réseaux Gaz et Électricité (Betreiber der Gas- und Elektrizitätsnetze) zusammengeschlossen.

Diese Unterschiede sind mit den EU-Zielen bezüglich der Versorgungssicherheit, der Energiewende und der Wettbewerbsfähigkeit in Beziehung zu setzen.

Die Öffnung der europäischen Märkte hat die Besonderheit der Netze anerkannt, ihren Status als natürliches Monopol bestätigt und einen extrem präzisen Rahmen für die Rolle ihrer Betreiber geschaffen. Aber Europa ließ für den Rest das Subsidiaritätsprinzip gelten, so dass die einzelstaatlichen Entscheidungen ein wahres Kaleidoskop bilden und **nur wenig Raum für einen gemeinsamen industriellen Ansatz** lassen, aus dem Entwicklung und wirtschaftliche Synergien zwischen den Staaten hervorgehen könnten.

Die bleibenden Kontraste zwischen den Aufträgen der verschiedenen ÜNB und VNB und die Vielfalt der Akteure und ihrer Organisationsformen sind problematisch. Sie können zu einer Trägheit führen, einer schwierigeren Identifizierung und einer geringeren Optimierung der Investitionen, die erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit und die europäische Energiewende zu begleiten, und zu einer nicht unerheblichen tariflichen Auswirkung.

Kasten 1: **Das Europa der Netze in Zahlen** ²⁰

Übertragung	ÜNB	Länder	km Leitung	Verbraucher (in Millionen)	Verbrauch (2013)	Handel	Finanzierungsbedarf bis 2020
ENTSO-E	41	34	307.000	532	3.307 TWh	390 TWh	150 Mrd. €
ENTSO-G	46	26	247.000	117	461 Milliarden m ³	–	70 Mrd. €

Bei der Verteilung erweist sich ein detaillierter Vergleich aufgrund der hohen Anzahl VNB (laut Eurelectric 2.400 VNB für die Elektrizität in 25 Ländern Europas und in Norwegen, laut Géode 1.200 VNB für Gas in 15 Ländern) und ihrer Leitungsstrukturen als komplizierter. Es wird jedoch deutlich, dass die Investitionsbedarf vier- bis fünfmal höher sein könnte als für die Übertragung. Eurelectric erwähnt in diesem Zusammenhang einen Betrag von knapp 400 Milliarden Euro bis 2020. Der Grund dafür sind die Länge der betreffenden Netze (10 Millionen km Stromleitungen) und die Auswirkungen der Entwicklung der erneuerbaren Energien (EE).

²⁰ ENTSO-E, ENTSO-E at a glance, 2014; TYNDP: Ten-Year Network Development Plan; „Priorités en matières d’infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré“, Europäische Kommission, 2011; „Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need?“, EURELECTRIC, 2014; „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, BMWI, 2014; „La mise en œuvre par la France du Paquet énergie-climat“, Cour des comptes, 2014; Europäische Kommission, Connecting Europe Facility, 2014. Für die Liste der ÜNB siehe Anhang 5.4.

- In Deutschland wird der Investitionsbedarf bis 2032 auf 25 bis 50 Milliarden Euro geschätzt.
- In Frankreich werden die Investitionen von ERDF in den nächsten 10 Jahren auf 45 Milliarden Euro geschätzt und beinhalten die Erneuerungen, die Verbesserung der Qualität, das Rollout des Stromzählers „Linky“ und die Anpassung des Netzes an die EE.
- In Italien werden sich die Investitionen zwischen 2013 und 2020 auf 9 bis 15 Milliarden Euro für die Smart Grids und auf knapp 2 Milliarden Euro für die Instandhaltung belaufen.

Dieser Investitionsbedarf ist mit den Umsätzen der VNB in Beziehung zu setzen: 13 Milliarden Euro für ERDF, 11 Milliarden Euro für die Verteilertochter von E.ON, 8 Milliarden Euro für ENEL Distribuzione usw.

„Bonus-Malus“ des Aufbauprozesses des Europas der Energie

Die Netze im Dienste der Konvergenz der Energiepolitiken

Die Liberalisierung ermöglichte eine Verstärkung der **europäischen Integration der Energiemärkte**, bei der die Netze eine Schlüsselrolle gespielt haben. Neuere Untersuchungen haben die Einsparungen aufgrund der Optimierung der Kapazitäten zwischen den verschiedenen Ländern aufgezeigt. Laut Bericht von Booz&Co für die Europäische Kommission würden die Einsparungen bis 2030 zwischen 12,5 und 40 Milliarden Euro pro Jahr betragen²¹. Die European Climate Foundation schätzt die zwischen 2020 und 2030 möglichen Einsparungen auf 426 Milliarden Euro²².

Die Verbindungsleitungen zwischen den europäischen Netzen tragen zur **Optimierung der Produktion** bei, indem die Einheiten mit den günstigsten Preisen in Anspruch genommen werden (im Rahmen der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten). Neben dieser Marktlogik tragen die Verbindungsleitungen zur Sicherung der Versorgung im Störfall bei, da sie die Möglichkeit bieten, auf die Produktionskapazitäten der Nachbarländer auszuweichen. Die verstärkte Koordinierung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber hat auf diese Weise eine **Solidarität innerhalb der europäischen Union** geschaffen und reduziert die Energie-Isolierung der Mitgliedsstaaten.

Diese Ströme können nach den Transaktionen an den **Energiebörsen** durch die Übertragungsnetze geleitet werden²³. Als Marktplatz, an dem Angebot und Nachfrage aufeinander treffen, fördern die Börsen die Festlegung eines transparenten Großhandelspreises und ermöglichen eine Überwachung der Transaktionen²⁴. Dabei handelt es sich entweder um Transaktionen für Intraday-Lieferungen (oder längerfristige Lieferungen) oder um Optionen.

Für die Verbesserung der Fluidität und der Wettbewerbsfähigkeit des Elektrizitätssektors und eine bessere Integration der spezifischen Parameter dieses Marktes (Schwierigkeiten bei der Speicherung und Verwaltung der

²¹ „Benefits of an integrated European energy market“, Booz&Co, 20. Juli 2013.

²² „From Roadmaps to reality“, European Climate Foundation, 2014.

²³ Frankreich exportiert auf diese Weise knapp 10 % seiner Produktion. Jedoch handelt es sich bei einem großen Anteil der grenzüberschreitenden Ströme nicht um Transaktionen über diese Marktplätze, sondern um andere Vertragsformen (sehr langfristige Verträge im Fall von Gas). Beim Gashandel bündeln zwei Börsen, NBP (Großbritannien) und TTF (Niederlande), 80 % des Handels in Europa.

²⁴ Die europäische Kommission wollte die Integrität und die Transparenz des Energiemarktes garantieren und dessen Überwachung verstärken. Die rechtlichen Konzepte, die auf die Finanzmärkte Anwendung finden (Marktmanipulation, Insidergeschäfte usw.) wurden an die Strom- und Gassektoren angepasst, um Entgleisungen zu vermeiden. Zur Verbesserung der Überwachung dieses Großhandels von Strom und Gas legt diese Verordnung die Modalitäten der Kooperation zwischen Finanzregulierungs-, Wettbewerbs- und Energieregulierungsbehörden fest. Verordnung (EG) Nr. 1227/2011 vom 8. Dezember 2011.

Schwankungen) haben sich die Börsen auf **gemeinsame Prozesse und Instrumente und einen gemeinsamen Algorithmus** geeinigt.

Seit 2014, gehören 17 europäische Länder²⁵ sogar zu einem einheitlichen Strommarkt von der Algarve bis zum Nordkap dank einer Preiskopplung der Regionen²⁶. Dieser in Europa einzigartige Markt ist eine Initiative von sieben europäischen Energiebörsen (APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE und OTE). Er trug zur Entwicklung eines Preiskopplungs-Algorithmus namens EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm) bei. Die europäischen Strombörsen können also im Rahmen ihrer Stromverbundkapazitäten in allen gekoppelten europäischen Ländern Strom am Day-Ahead-Markt kaufen und verkaufen.

So fand am 4. Februar 2014 eine Preiskopplung des Elektrizitätsmarkts der Zone Zentralwesteuropa (CWE) mit den Elektrizitätsmärkten Großbritanniens und der nordeuropäischen Länder (Dänemark, Estland, Finnland, Norwegen, Polen und Schweden), die selbst seit 1993 gekoppelt sind, statt. Seit 13. Mai 2014 sind alle Strommärkte der Regionen Südwesteuropa (SWE), Zentralwesteuropa (CWE) und Nordwesteuropa (NWE) gekoppelt. Italien soll in Kürze dieser Preiskopplung beitreten, die dann 75 % des Stromverbrauchs in Europa ausmachen wird.

Gleichzeitig steigen die an den Börsen gehandelten Volumina rapide an. 2014 wurden 382 TWh auf den Märkten von EPEX SPOT gehandelt, gegen 346 TWh im Jahr 2013, 339 TWh im Jahr 2012, 314 TWh im Jahr 2011 und 279 TWh im Jahr 2010²⁷.

Die **wirtschaftlichen Vorteile der Preiskopplung** der Märkte sind einfach quantifizierbar und bilden ein **starkes Argument für ein Energie-Europa**.

- 2013 wiesen die Preise eine Konvergenz von 50 bis 75 % in den Ländern mit Preiskopplung auf, gegen 15 % in den anderen Ländern. So waren beispielsweise 2014 die Preise in Frankreich und Deutschland in 53 % der Stunden gleich.
- Die französischen Beschaffungsmehrkosten aufgrund einer fehlenden Preiskopplung wurden 2013 auf 128 Millionen Euro geschätzt. 2009 belief sich diese Schätzung auf annähernd 300 Millionen Euro.
- Seit dem Start der Kopplung Frankreich-England im Jahr 2014 wurde die gesamte Kapazität in 100 % der Zeit in der Richtung von der Zone mit den niedrigsten Preisen zur Zone mit den höchsten Preisen genutzt.

Die Kopplung der europäischen Märkte wurde somit vom deutsch-französischen Büro für erneuerbare Energien²⁸ zu Recht als „Säule der Energiewende“ bezeichnet.

²⁵ Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Spanien.

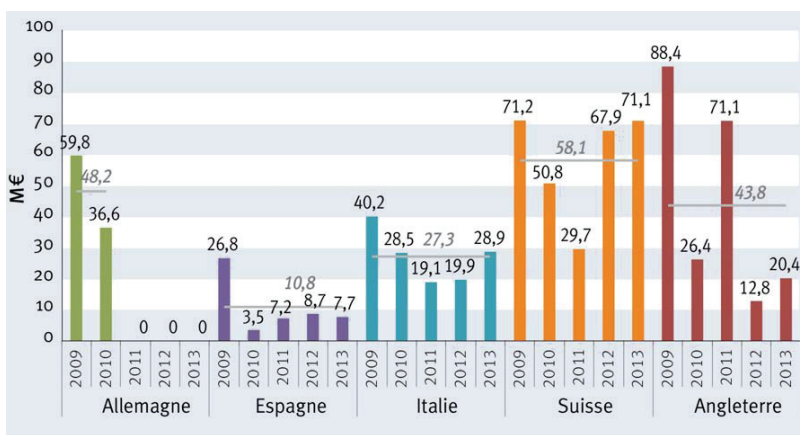
²⁶ Projekt PCR: Price Coupling of Regions.

²⁷ EPEX Spot, Pressemitteilung vom 15. Januar 2014.

²⁸ „Vente directe des énergies renouvelables sur la Bourse européenne de l'électricité“, OFAER – EPEX SPOT, Januar 2015.

Der ehemalige deutsche Umweltminister und heutige Bundesminister für besondere Aufgaben und Chef des Bundeskanzleramts Peter Altmaier bemerkte in diesem Zusammenhang, dass die europäische Strombörse EPEX SPOT eines der „Beispiele einer gelungenen deutsch-französischen Zusammenarbeit im Energiesektor²⁹“ ist. Die 2008 aus der Fusion zwischen der französischen Powernext und der deutschen European Energy Exchange hervorgegangene Börse betreibt den Spotmarkt für Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz.

Grafik 1:
Schätzung der Beschaffungsmehrkosten an den französischen Grenzen aufgrund einer fehlenden Marktkopplung zwischen 2009 und 2013³⁰



Quelle : Commission de régulation de l'énergie (CRE) 2014.

Die Verbindungsleitungen zwischen den europäischen Netzen haben dank einer Verflüssigung des Handels zur Optimierung der Produktion beigetragen, indem sie die „effizientesten“ Einheiten in Anspruch nehmen.

Die Kopplung der Märkte der Mitgliedsstaaten mittels Börsen und Verbindungsleitungen schafft hohe und messbare wirtschaftliche Gewinne.

²⁹ Bei einem Besuch der EPEX SPOT am 2. Juli 2013.

³⁰ Mangels einer Kopplung werden die günstigsten Angebote nicht systematisch genutzt.

Eine kontrastreiche Auswirkung auf die Groß- und Einzelhandelspreise

Die Aussicht auf Preissenkungen gehörte zu den Vorteilen, die bei der Liberalisierung der Energiemärkte in den Vordergrund gestellt wurden, da die Annäherung zwischen den europäischen Ländern und die Sendung eines Preissignals zu einer optimalen Nutzung der Produktionsmittel führen sollte. Es ist offensichtlich, dass zwanzig Jahre später äußerst „kontrastierende“ Ergebnisse erzielt wurden.

Um dies zu beurteilen, muss zunächst daran erinnert werden, dass am Elektrizitätsmarkt die Produktionsmittel in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten, entsprechend einer „**Merit Order**“ (**Verdienstreihenfolge**) zum Einsatz kommen. Anders gesagt werden zuerst die Kraftwerke eingeschaltet, deren Aktivierung am günstigsten ist.

Je nach Nachfrage wird der Marktpreis durch das jeweils **teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken**. Für die erneuerbaren Energien, wie Photovoltaik oder Windkraft sind diese Grenzkosten beinahe Null (Sonne und Wind sind kostenlos verfügbar). Ihr zunehmender Anteil am Energiemix führt somit zu einer **Senkung der Großhandelspreise**.

Die Kopplung der Märkte der nordeuropäischen Länder, die über hohe Kapazitäten bei den erneuerbaren Energien verfügen, mit den südeuropäischen Märkten, zieht die Elektrizitätspreise auf dem Großhandelsmarkt nach unten. Diese Tendenz hat sich seit dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland mit der Verabschiedung der Energiewende 2011 und der sinkenden Nachfrage aufgrund der Wirtschaftskrise noch verstärkt. So ist der Großhandelspreis für Elektrizität in Europa zwischen 2011 und 2014 um knapp 40 % gesunken.

Grafik 2:
Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in Frankreich



Quelle: European Energy Exchange.

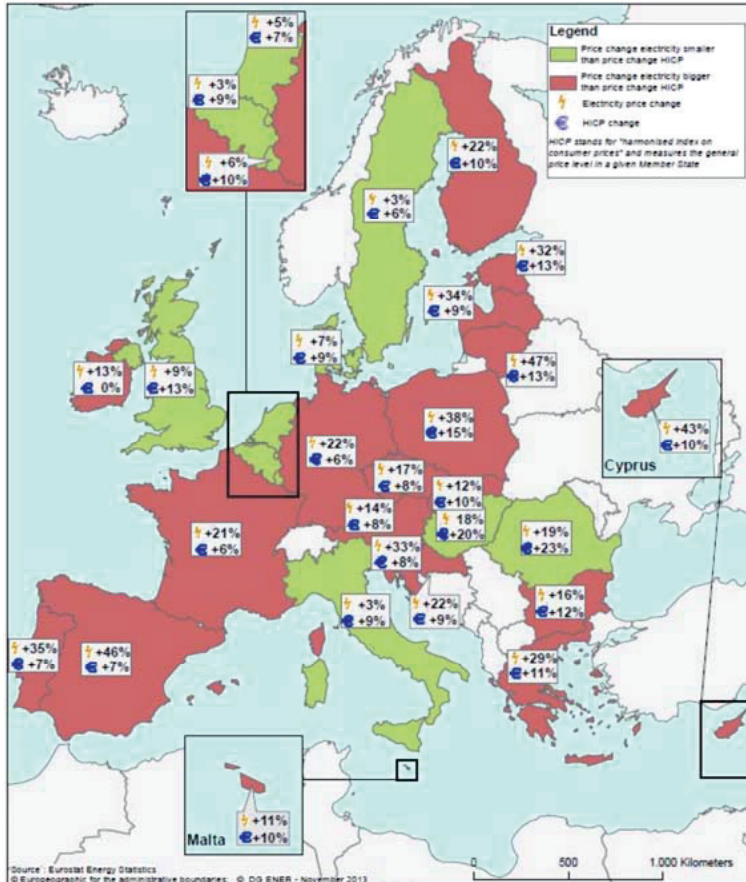
Jedoch nehmen die Haushalte diese Preissenkung nicht wahr, da deutliche Unterschiede zwischen den einzelstaatlichen Politiken für die Besteuerung und die Unterstützung der erneuerbaren Energien bestehen. So sind bei den **Preisen, die letztendlich von den Endverbrauchern gezahlt werden**, die Unterschiede hoch, während bei den Großhandelspreise sehr oft nur Differenzen von einigen Euro pro MWh existieren. Diese Preisdifferenzen zwischen den Ländern (ein deutscher Verbraucher zahlt beinahe das Doppelte des Preises, den ein französischer Verbraucher zahlt) ergeben sich aus der Preisbildung, die je nach den Kosten der Lieferung (Produzent), des Transports der Elektrizität (Netzbetreiber) und der Besteuerung der Energie unterschiedlich ist. Letztendlich wird der Effekt des Rückgangs der Marktpreise oft durch die Erhöhung der Beiträge zur Finanzierung der Entwicklung der erneuerbaren Energien ausgeglichen.

In Frankreich gibt es vier Steuern für den Stromsektor: Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) und die Mehrwertsteuer (TVA).

→ Aufgrund fehlender europäischer Mechanismen zur Regulierung dieser verschiedenen Komponenten ist daher keine echte Konvergenz der Strompreise für die europäischen Haushalte möglich.

Grafik 3:

Entwicklung der Stromeinzelhandelspreise im Vergleich zur Inflation (2008-2012)



Quelle: European Commission, Energy prices and costs report, 2014.

Bei Gas ist der Mechanismus der Preisbildung aufgrund der Bedeutung der langfristigen an den Ölpreis gebundenen Lieferverträge sehr unterschiedlich. Trotzdem haben die Börsen zu einer Verringerung der Preise auf den Spotmärkten geführt, wodurch viele Gasgesellschaften manche ihrer langfristigen Verträge neu verhandeln konnten.

Da sich die anderen Komponenten der Preise (Beförderung und Steuern) nicht geändert haben (insbesondere aufgrund der geringeren Auswirkung der EE auf die Gaspreise) lässt sich eine sichtbare Senkung, der von den Endverbrauchern gezahlten Preise infolge der Entwicklung des europäischen Gasmarktes feststellen.

Jedoch verhindert diese Situation nicht, dass zunehmende Spannungen bei der Gasversorgungssicherheit entstehen.

Kasten 2 : **Unterstützung der erneuerbaren Energien: EEG in Deutschland gegen CSPE in Frankreich**

„In Deutschland und in Frankreich sind Überkapazitäten des Produktionsparks entstanden, davon zeugt die Anzahl klassischer Wärmekraftwerke, die vorübergehend stillgelegt werden und die Verringerung des durchschnittlichen Auslastungsgrades der anderen Kraftwerke. Man kann also davon ausgehen, dass der [sinkende] Marktpreis annähernd den Preis ohne erneuerbare Produktion darstellt. In den beiden Ländern wird die Differenz zwischen den Marktpreisen und den Preisen, die den Erzeugern erneuerbarer Energien garantiert werden, in Form einer separaten Last ausgewiesen. In Deutschland wird diese Last durch die „EEG Umlage“, in Frankreich im Beitrag für den öffentlichen Dienst für Elektrizität (Contribution au Service Public de l'Électricité, CSPE), der eine spezielle Rubrik für die Unterstützung der erneuerbaren Energiequellen beinhaltet, quantifiziert. [...] Hier ist anzumerken, dass in den beiden Ländern ein nicht unerheblicher Anteil der Verbraucher mit Hilfe von Befreiungen diesen Mehrkosten teilweise entgeht. Die gesamten Mehrkosten, die auf die Verbraucher aufzuteilen sind, beliefen sich 2014 in Frankreich auf 3,7 Milliarden Euro (2013 waren es 3,1 Milliarden Euro) und in Deutschland auf 19,4 Milliarden Euro (16,2 im Jahr 2013). Die Belastung der Verbraucher, auf die der volle Satz angewendet wird, wird in Frankreich für 2014 auf 9,9 € pro verbrauchter MWh (gegen 8 € im Jahr 2013) geschätzt und auf 62,4 € pro verbrauchter MWh in Deutschland (gegen 52,8 € im Jahr 2013), wo die Abschlüsse der Vorjahre integriert werden, was in Frankreich nicht immer der Fall ist. Diese Beträge sind mit der Komponente „Lieferung“ einer Rechnung zu vergleichen, die in Frankreich 57,7 €/MWh und in Deutschland 85 €/MWh für einen Haushaltskunden beträgt (Preis im Januar 2014). Die Belastung „erneuerbare Energien“ erhöht diesen Anteil „Lieferung“ in Deutschland um 74 % und in Frankreich um 17 %.“
Quelle: M.Cruciani, Le coût des énergies renouvelables, IFRI, 2014.

Die Kopplung der Märkte bietet keine Lösung für die Widersprüche des Aufbauprozesses des Europas der Energie, das den Mitgliedsstaaten einen großen Handlungsspielraum bei der Festlegung ihres Energie-Mix lässt.

Die Konvergenz der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt hat nicht zu einer vergleichbaren Entwicklung auf dem weiterhin sehr heterogenen Einzelhandelsmarkt geführt. Darunter leiden die Privatverbraucher.

Das paradoxe Wiederauftreten von Spannungen bei der Sicherheit

In den letzten Jahren brachte die europäische Energiepolitik eine **Kluft zwischen der Förderung einer Marktlogik auf Ebene der Union auf der einen Seite und konzentrierenden Reflexen** mit der von allen geforderten Wahrung einer nationalen Souveränität bei der Energieentscheidungen auf der anderen Seite zum Vorschein.

Dieser Widerspruch hat **Sorgen um die Sicherheit bei der Lieferung der Energiedienstleistungen** aufgeworfen. Diese Spannungen beruhen auf Befürchtungen bei der Versorgung mit Gas, wie bei den verschiedenen Krisen zwischen Russland und der Ukraine. Erst kürzlich kündigte Vladimir Putin die Aufgabe des South Stream Projekts in Südeuropa an, während der Präsident von Gazprom, Alexei Miller, die Europäer warnte, „dass sie so schnell wie möglich und auf ihre Kosten Gas-Pipelines bauen sollten, wenn sie weiterhin Gas von ihm kaufen wollen, da [Russland] nicht mehr die Absicht habe, sie über die Ukraine zu beliefern“ ³¹.

Diese Maßnahme darf nicht auf die leichte Schulter genommen werden, auch wenn die Gas-Geografie in Europa stark „gesplittet“ ist und vom Mix der Beschaffungsverträge abhängt. Für Frankreich macht das russische Gas nicht mehr als 16 % aller Beschaffungen aus, gegen 40 % in Deutschland, 77 % in Polen und 90 bis 100 % in Finnland, in den baltischen Staaten, in Slowenien, Ungarn, Rumänien oder Bulgarien.

Auch der Stromsektor ist nicht frei von Befürchtungen bezüglich der Versorgungssicherheit. Eines der größten Probleme ist die **schwierige Berücksichtigung langfristiger Aspekte** durch die im europäischen Rahmen errichteten Energiemärkte. Dieser Tendenz konnte bei der Abschaltung der Gaskraftwerke mit „kombiniertem Zyklus“ beobachtet werden: Diese sind eine perfekte Ergänzung der nicht schwankenden erneuerbaren Energien und bieten die für das Gleichgewicht der Systeme erforderliche Flexibilität ³².

- **Diese Kraftwerke sind einer Kombination mehrerer Faktoren zum Opfer gefallen:**
 - **Der Ausbau des Frackings in den USA führte zu einem Rückgang der Preise für amerikanische Kohle und zu deren massiven Export nach Europa.**
 - **Damit hat Gas an Wettbewerbsfähigkeit verloren, zumal der Preis pro Tonne CO₂ auf dem europäischen Markt (EU ETS ³³),**

³¹ AFP, 14. Januar 2015.

³² Die großen Unternehmen der „Magritte“-Gruppe (Zusammenschluss von zehn europäischen Energieproduzenten) teilen mit, dass sie 70 GW Produktionskapazitäten mit Gas, d.h. die Entsprechung der Kapazität von 70 Kernkraftwerken stillgelegt haben.

³³ EU Emissions Trading System.

der eine Variable der Wettbewerbsfähigkeit von Gas gegenüber Kohle war ³⁴, gleichzeitig eingebrochen ist.

Mittels dieser Schließungen von Kraftwerken und allgemeiner aufgrund der niedrigen Großhandelsmarktpreise stellt sich die **Frage nach der langfristigen Versorgungssicherheit**, d.h. der Kapazität der Märkte, ausreichende Investitionen in die Produktionskapazitäten anzuregen. De facto hat der Ausbau der erneuerbaren Energien, abgesehen vom Fall der Gaskraftwerke, eine Auswirkung auf die Finanzierung der anderen Produktionskapazitäten. Da sie über Kaufverpflichtungen finanziert werden, führen sie zu einer Verringerungen der Marktpreise. Die Investitionsanreize werden damit reduziert. Gegenwärtig nehmen die Warnungen in Europa bezüglich den Bedingungen für die Winter 2015 und 2016, insbesondere in Belgien und in Frankreich ³⁵, zu.

Es wurden verschiedene Mechanismen ins Auge gefasst, um diesen Mangel an langfristigen Anreize zu beheben:

– Zunächst **der CO₂-Handel**, obwohl er bisher nicht den erhofften Preis für CO₂ gebracht hat. Dieser auf der Vergabe von Quoten basierende Handel ist der Wirtschaftskrise der letzten Jahre zum Opfer gefallen, denn mit dem Einbruch der europäischen Industrieproduktion ist auch der CO₂-Preis gesunken,

– Anschließend die „**Kapazitätsmechanismen**“. Sie sollen garantieren, dass die Produktionskapazitäten immer in ausreichender Menge verfügbar sind, um die Nachfrage zu befriedigen. Jedoch haben sich die Länder häufig für unterschiedliche Systeme entschieden (Frankreich bevorzugt einen marktwirtschaftlichen Ansatz, Deutschland richtet seine Politik auf strategische Reserven aus), ohne dass eine gute Komplementarität vorausgeplant werden kann. Und dennoch müssen „Frankreich und Deutschland parallel die Methoden harmonisieren, auf denen die Bestimmung und die Bewertung des richtigen Niveaus der Versorgungssicherheit basieren, den Maßnahmenkalender abstimmen und die Verbindungsleitungen in Übereinstimmung mit den eingerichteten Mechanismen verwalten.“ ³⁶

Die gegenwärtige Lage wirft Fragen bezüglich der **Aufrechterhaltung eines hohen Qualitätsniveaus für die erbrachten Energiedienstleistungen auf**. Für den Verbraucher wird die Qualität an der Übergabestelle mittels zwei Kriterien wahrgenommen: Die Kontinuität der Versorgung und die Stabilität der Spannung (bei Strom) oder des Drucks (bei Gas).

Bei den alten Elektrizitätsnetzen erhöht die Instabilität bei der Einspeisung von schwankenden Energiequellen (Sonnen- und Windenergie) das Risiko kurzer Unterbrechungen (kürzer als drei Minuten). Diese Unterbrechungen schaden der Funktionstüchtigkeit der Industrieanlagen und der elektronischen

³⁴ Kohle hat im Rahmen der Produktion von Elektrizität einen deutlich höheren CO₂-Ausstoß als Gas.

³⁵ RTE Prognosen.

³⁶ Mémoire de Master Energie Finance Carbone, Christian Oeser, Paris Dauphine, 2014.

Geräte. Es werden spezifische Investitionen erforderlich sein, um die Anzahl dieser Störungen zu reduzieren ³⁷.

Bezüglich der Stromspannung und des Gasdrucks, so hängt ihr Wert an der Übergabestelle von der Einstellung der vorgeschalteten Ausrüstungen (Umspannwerk und Druckreduzierstation) und von der Bemessung der Anlagen bis zum Kunden ab. Eine eventuelle Einspeisung von Strom oder Biomethan zwischen dem Kunden und dem Umspannwerk oder dem Gaskompressor kann eine Änderung der Einstellung oder der Bemessung der Anlagen mit Hilfe von Vorrichtungen erforderlich machen, die sich an das eingespeiste Volumen anpassen können, wenn es sich um schwankende Volumen handelt.

Die Kopplung der Märkte reicht nicht aus, um die Energiesicherheit langfristig zu garantieren.

Anfang der Jahre 2010 wurde aufgezeigt, dass die Preissignale nicht ausreichend kohärent sind, um die Investitionen zu lenken.

Den Europäern droht eine Verschlechterung der Qualität der erbrachten Energiedienstleistungen.

37 Der Qualitätsindikator SAIDI (System Average Interruption Duration Index) zur Messung der durchschnittlichen jährlichen Dauer der Stromunterbrechungen spiegelt die Situation nur ungenau wider, da er die Mikrounterbrechungen nicht berücksichtigt. Beim Kriterium SAIDI lag Frankreich in Europa an neunter Stelle, mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 80 Minuten pro Jahr, hinter der sich jedoch große Differenzen verbergen, da diese Dauer in vier Departements des französischen Mutterlands 170 Minuten erreichte. Deutschland liegt auf Rang drei, aber 16 % der deutschen Unternehmen erklären, dass sie in den letzten 12 Monaten eine Kurzunterbrechung (kürzer als drei Minuten) festgestellt haben, die die Geschäftstätigkeit in jedem zweiten Fall ernsthaft gestört hat.

Die Energiewende setzt eine Aktualisierung der Netze voraus: Skizze eines Lastenheftes

Struktur der Netze

Es stellt sich die Frage nach der Kapazität der Netze, diese Spannungen zu reduzieren, da **die neue Verteilung der Produktionsquellen ihre ursprüngliche Architektur destabilisiert**.

Sowohl für Strom als auch für Gas wurden die Netze für einen vertikalen Transport der Energie konzipiert, d.h. von den großen Kraftwerken, den Methanterminals (wo verflüssigtes Gas verarbeitet wird) oder einer Importstelle an der Grenze bis zum Endkunden. Diese Struktur erweist sich jedoch als **ungeeignet für die entstehende Konfiguration**, die durch zunehmende dezentrale, über den gesamten Raum verteilte Energien aus erneuerbaren Energiequellen (Windkraft, Photovoltaik, Biomethan) gekennzeichnet ist. Der Anpassungsbedarf der Netze betrifft sowohl die **Grundausrüstungen** (Leitungen, Rohre, Konverter, Kompressoren, Einspeisung) als auch die **Betriebeinrichtungen** (die Vorrichtungen, die auf den Technologien der Kommunikation und der Informationsverarbeitung basieren).

Diese Problematik der Bemessung der Netze trifft auch für Gas zu: Die EU-Regeln haben zur Entwicklung von kurzfristigen Märkten geführt, die die Lieferflexibilität von verflüssigtem Gas ausnutzen und es ermöglichen, einen Teil der Lieferungen auf besondere Umstände, Nachfrage-Spitzen oder Nachfrage-Täler abzustimmen. Die europäischen Texte zielen auch auf einen diskriminierungsfreien Zugang zur Speicherung in Europa und zur Einrichtung gemeinsamer Regeln ab. Jedoch hindert zum Beispiel der unzureichende Volumenstrom der Gas-Pipelines zwischen Nord- und Südfrankreich die südeuropäischen Gebiete daran, voll von den wettbewerbsfähigeren Preisen im Norden Europas zu profitieren.

Ein Land wie Polen, das 77 % seines Gasverbrauchs importiert, steht ebenfalls vor größeren Herausforderungen im Zusammenhang mit der Entwicklung der Verbindungsleitungen der Gasnetze. Zur Vermeidung unvorhergesehener Reduzierungen der Gaslieferungen aus Osteuropa (wie zwischen dem 8. und 10. September 2014) ³⁸ und der damit zusammenhängenden Volatilität der Preise, sind der Bau des LNG-Terminals in Swinemünde und die Beschleunigung Arbeiten an den Verbundleitungen mit Deutschland, Dänemark, Litauen, der tschechischen Republik und der Slowakei von

³⁸ Betreffen 20 bis 45 % der von Gazprom kommenden Lieferungen.

vorrangiger Bedeutung. Die Umkehrbarkeit der Fließrichtungen ³⁹ und die Möglichkeit, Gas in anderen europäischen Ländern, vor allem in Deutschland, zu beziehen, werden zu einer größeren energiewirtschaftlichen Unabhängigkeit beitragen ⁴⁰.

Lastenheft der Investitionen

In allen europäischen Ländern sind **massive Investitionen erforderlich**, sowohl um eine bessere Versorgungssicherheit zu garantieren, als auch um die Verwendung der verfügbaren Energiequellen zu optimieren.

– **Auf quantitativer Ebene:** Mangels gesetzlicher Auflagen, die eine präzise Lokalisierung vorschreiben würden, werden die neuen Windkraft-, Solar-, Wasserkraft-, Biomasse- oder Biogasanlagen nicht in der Nähe der dichten Netze gebaut, sondern dort, wo die Ressource zu geringsten Kosten verfügbar ist. Erweiterungen und Verstärkungen der bestehenden Bauwerke werden daher erforderlich sein, um die produzierte Energie korrekt in die Netze einzufügen.

– **Auf qualitativer Ebene:** Die Gestaltung der Netze beschränkt sich nicht auf das Hinzufügen oder den Ersatz von Geräten für die Übertragung von Strom (Leitungen, Transformatoren, Schalter usw.) oder Gas (Rohre, Ventile, Druckreduzierstationen usw.) Es werden auch Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologien, die eine aktive Verwaltung ermöglichen, integriert. Mit Hilfe dieser „intelligenten Netze“ kann der Effekt von Tausenden von Einspeisungen und Entnahmen in beinahe Echtzeit überwacht werden.

Neben dem Bedarf in Verbindung mit den neuen erneuerbaren Energiequellen und dem Ausbau neuer Verwendungen, sind die Investitionen in die Netze auch zur Erreichung anderer Ziele erforderlich ⁴¹:

– Die Verstärkung der Bauwerke ermöglicht ihre Modernisierung. Manche Strom- und Gasleitungen, die bereits überaltert sind, benötigen einen Austausch ihrer Komponenten und das Hinzufügen moderner Steuerungsvorrichtungen, auch ohne erneuerbare Energiequellen.

– Bei der Elektrizität vor allem ist es sowohl bei der Übertragung wie auch bei der Verteilung notwendig, die Erhöhung der Belastbarkeit angesichts der zukünftigen Klimarisiken, mit einer zunehmenden Anzahl und Schwere der Extremwetterereignisse, zu beschleunigen.

– Sowohl für Gas als auch für Elektrizität reduziert der Bau von neuen Trassen das Risiko einer Lähmung, wenn es zu einem Defekt einer größeren Anlage

³⁹ Bei den alten Gasfernleitungen ermöglichten es die Kompressorstationen nur, das Gas in eine einzige Richtung zu „drücken“ (z.B. von Russland nach Westen). Indem sie umkehrbar gemacht werden, kann die Fließrichtung bei Bedarf umgekehrt werden (z.B. von Deutschland nach Polen). Die Erhöhung der Kapazitäten mit umgekehrter Fließrichtung nach Mittel- und Osteuropa würde es ermöglichen, die Integration dieser Länder in den westeuropäischen Flüssiggasmarkt zu steigern. Zumal diese Länder, im Gegenteil zu Westeuropa, den Stresstest bei einer Versorgungsunterbrechung mit Russland nur schwer bestehen würden..

⁴⁰ Polen verbraucht ungefähr 16 Milliarden m³ Gas/Jahr, davon 77 % Importe aus Russland.

⁴¹ “Electricity distribution investment: what regulatory framework do we need?”, EURELECTRIC, 2014.

kommt, während die Inbetriebnahme neuer Verbindungsleitungen mit den Nachbarländern in schwierigen Situationen das Angebot zugänglicher Ressourcen erweitert. Dabei denkt man natürlich an die geopolitische Instabilität an den Grenzen Europas, die eine Bedrohung für die Gasversorgung darstellen kann, aber schwierige Situationen sind auch die Effekte des Klimawandels wie Kältewellen, Hitzewellen oder Stürme, die das Netz belasten.

Kasten 3: **Die Folgen der Flut an Produktionsmitteln, die über das gesamte französische Staatsgebiet verteilt sind**

Die Produktion aus erneuerbaren Energien besteht meistens aus Einheiten mit geringer Leistung, die über das Staatsgebiet verteilt sind. In Frankreich werden 95 % der von ihnen erzeugten Elektrizität vom Verteilernetz von ERDF mit Nieder- und Mittelspannung gesammelt. Die an das Verteilernetz angeschlossene Leistung ist in den letzten Jahren stark gestiegen und hat sich innerhalb von sechs Jahren verdoppelt. Ende 2014 erreichte sie 17.258 MWh, was der Leistung von elf Kernreaktoren vom Typ EPR entspricht, aber auf 325.000 Installationen im ganzen Land verteilt ist.

Die meisten Einheiten befinden sich in ländlichen Gebieten, wo die Produktion trotz ihrer bescheidenen Größe häufig höher ist als der lokale Verbrauch. Der Überschuss wird dann in das Übertragungsnetz „hochgeleitet“. Dies erfordert **Umgestaltungen sowohl technischer Art** (zur Garantie der Sicherheit der Leitungen oder der Gas-Pipelines, die in einer Konfiguration betrieben werden, die bei ihrem Bau nicht vorgesehen war) wie auch **funktionaler Art** (da das Verteilernetz für den Übertragungsnetzbetreiber zugleich Kunde und Lieferant wird).

Eine der größten Schwierigkeiten dieser letzten Jahre rührt daher, dass die **Auswirkung der Energiewende auf die Netze unterschätzt worden war**. Die deutsche Problematik des Transports der Elektrizität vom Norden, wo viel Windenergie erzeugt wird, in den Süden, der diese Energie konsumiert, ist ein gutes Beispiel. Genauso ist es in Italien, aber in umgekehrter Richtung: Die verbrauchsstarken großen Städte des Nordens beziehen massiv Energie, die im Süden produziert wird.

Eine spezifische Schwierigkeit der Elektrizität betrifft die Aufrechterhaltung der Stromparameter auf einem Niveau, das möglichst nahe an den Einstellwerten bei Frequenz und Spannung liegt. Mit einem konventionellen Produktionspark (Wasserkraft, Wärmekraft, Kernkraft) gewährleistet die Größe der drehenden Maschinen eine Stabilität am Ausgangspunkt. Wenn die Produktion auf einer großen Anzahl kleiner Einheiten beruht, schwindet dieser Vorteil. Außerdem können die konventionellen Kraftwerke problemlos aus der Entfernung gesteuert werden, was bei den erneuerbaren Energiequellen nicht immer der Fall ist.

→ **Die Entscheidung zwischen großen Infrastrukturen und dezentralen Energiequellen wird von den technologischen Neuerungen und den wirtschaftlichen Entwicklungen abhängen, da die Produktionen in ständigem Wettbewerb, aber auch immer komplementärer sind. Die Netze der Zukunft müssen daher unter Berücksichtigung der**

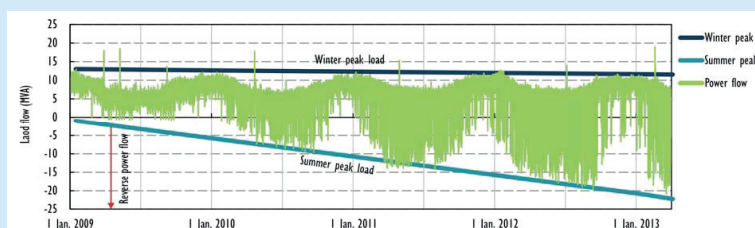
zukünftigen „Hybrid“-Produkte geplant werden (Power-to-gas, Brennstoffzelle, Gas und Wasserstoff usw.).

- Die Zukunft wird auch von den öffentlichen Politiken beeinflusst werden. Diese bleiben letztendlich für die Ausschreibungen verantwortlich, die das Tempo der Projekte bestimmen, für die Marktprämien und die garantierten Einspeisungspreise als Anreiz für private Initiativen und für die lokalen oder nationalen Anreize in Verbindung mit der Raumplanung. So dass die Erneuerung der öffentlichen Politiken eine wesentliche Bedingung für die Aktualisierung der Netze ist.

Kasten 4: **Auswirkung der schwankenden Energien auf die Verteilernetze**

Aufgrund ihrer Schwankung besteht nicht unbedingt eine Korrelation zwischen Photovoltaik und Windkraft und dem lokalen Stromverbrauch. Das ist der traditionelle Vergleich zwischen der Spitze der Photovoltaikproduktion gegen 14 Uhr und der durchschnittlichen Verbrauchsspitze gegen 19 Uhr. Deshalb ist es notwendig, die lokal erzeugten Leistungsüberschüsse in das Übertragungsnetz einzuspeisen, das es anschließend zu anderen Verbrauchszonen befördert.

Die folgende Grafik veranschaulicht dieses Phänomen auf Ebene eines deutschen Umspannwerks. Mit dem Anschluss der Photovoltaikanlagen ist der entscheidende Bemessungsfaktor nicht mehr die Verbrauchsspitze im Winter, sondern die Spitze der Photovoltaikproduktion im Sommer, mit weitaus höheren Leistungsströmen. Es handelt sich nicht mehr darum, Strom zu den lokalen Verbrauchern zu befördern (positive Strömung in der Grafik), sondern ihn zu den höheren Spannungsniveaus zu schicken (negative Strömung), um diese in allen Gebieten zu verteilen.



Quelle: IEA, The power of transformation – Wind, Sun and the Economics of flexible power systems, 2014.

Regulierung

In den meisten europäischen Ländern wurde die Regulierung der Netzaktivitäten zum **Zeitpunkt der Liberalisierung der Gas- und**

Elektrizitätssektoren ausgearbeitet. Ziel war es, die Entwicklung der Konkurrenz auf der Produktionsseite (Stromerzeugung und Gasimporte) zu fördern, indem die Verbraucher dazu angeregt wurden, problemlos den Lieferanten zu wechseln.

In diesem Zusammenhang haben die Regulierungsbehörden Preisen mit zwei Merkmalen den Vorzug gegeben:

- Sie beruhen im Wesentlichen auf dem Verbrauch von Energie und beinhalten nur einen geringfügigen Anteil für den Leistungspreis („Abonnement“). In manchen Ländern beinhalten die Versorgungsstarife sogar gar keinen festen Anteil.
- Sie wenden das Prinzip der Briefmarke an, unabhängig von der Entfernung innerhalb einer Zone. Bei der Übertragung erreicht diese Zone den Maßstab einer Region oder des ganzen Landes, mit zum Beispiel zwei Regionen für das Gas in Frankreich (Nord und Süd) und einer einzigen Zone für die Elektrizität. Bei der Verteilung beschränkt sich der Bereich in der Regel auf die Größe der Gebietskörperschaft, wobei Frankreich die Besonderheit besitzt, einen landesweiten Tarifausgleich anzuwenden.

Diese beiden Merkmale passen schlecht zu den **Zukunftsaussichten**, die geprägt sind von einem **weniger vorhersehbarer Verbrauch** (aufgrund der kombinierten Wirkung der Bemühungen um Energieeffizienz und einer lokalen Produktion) und von **sehr unterschiedlichen Kosten**, je nachdem, ob die produzierte Energie vor Ort verbraucht oder über eine weite Entfernung transportiert wird ⁴².

Man wird sich des Ausmaßes der zukünftigen Änderungen bewusst, wenn man bedenkt, dass das französische Gesetz zur Energiewende, das derzeit vor dem französischen Parlament diskutiert wird, 200 „Gebiete der Energiewende“ schaffen. Diese Gebiete sollen mittelfristig 100 % erneuerbare Energie produzieren, aber das setzt aufgrund der Schwankungsproblematiken umfangreiche Änderungen des Netzes auf Ebene dieser Gebiete voraus, um die Gleichgewichte zu verwalten, die zusätzlich erforderliche Energie bereitzustellen und die Überschüsse zu exportieren. Ein anderes Beispiel der möglichen Entwicklungen betrifft die dezentrale Stromspeicherung. Die erwarteten Fortschritte führen zu einer zunehmenden Anzahl von Situationen, in denen das Netz noch stärker die Funktion einer „Versicherung“ spielen wird.

→ **Diese Aussichten fordern dazu auf, die Betreibung und die Vergütung der bestehenden Netze zu überdenken, sowohl um die Entwicklung von Versuchen zu ermöglichen und um eine ungerechte Verteilung der Lasten zu vermeiden. Es wird auch notwendig sein, über die finanziellen Folgen eines raschen Investitionsrhythmus**

⁴² “Electricity Distribution Investment: What Regulatory Framework Do We Need?”, Eurelectric, 2014.

nachzudenken. Es handelt sich darum, die Tarifentwicklungen, die die Kosten auf die Kunden abwälzen, zu glätten und einen Anstieg dieser Kosten durch eine zu starke Diskrepanz zwischen den Ausgaben und den Einnahmen zu vermeiden.

Seit Anfang des Jahrzehnts häufen sich die Signale einer europäischen Energiekrise.

Die beschleunigte Investition in die Energienetze ist einer der Wege, um diese Krise „nach oben“ zu beenden.

Es bedarf einer spezifischen Anstrengung, um die Energiewende zu begleiten und hohe Sicherheitsniveaus bei den Energiedienstleistungen für die europäischen Unternehmen und Haushalte aufrecht zu erhalten.

Diese Aktualisierung der Netze muss von einer Erneuerung der diesbezüglichen öffentlichen Politiken begleitet werden, mit einer Überarbeitung der Regulierungs- und Preisbildungsgrundsätze.

Teil 2

**2015-2030:
UMWANDLUNG
EINES BERGS AN
INVESTITIONEN IN
EIN EUROPÄISCHES
INDUSTRIEPROJEKT**

Bewertung und Lenkung der Investitionsleistungen

Unzureichende und kurzfristig ausgelegte Leistungen bei der Finanzierung der Netze

Die auf europäischer Ebene getroffenen Entscheidungen haben die **Problematiken der kollektiven Sicherheit** in den Vordergrund gestellt:

- Neben den Umweltfragen haben die Energie- und Klimapakete (Paket „3 x 20“ von 2008 ¹ und das Klima- und Energiepaket 2030 von Oktober 2010) die Energieversorgungssicherheit der Union zur Priorität erklärt.
- Die Mitteilung der europäischen Kommission „Energieversorgungssicherheit der EU und internationale Zusammenarbeit“ vom 7. September 2011 hat zur Verabschiedung eines „Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Abkommen zwischen Mitgliedstaaten und Drittstaaten im Energiebereich“ (MIE) am 25. Oktober 2012 geführt.
- Artikel 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) bekräftigt den Willen der Mitgliedstaaten, das Funktionieren des Energiemarkts sicherzustellen und die europäische Versorgungssicherheit durch die Interkonnektion der strategischen Energienetze zu gewährleisten.

So wurde im Rahmen der Vorhaben von gemeinsamem Interesse ² gemäß Artikel 171 und 172 AEUV ein **europäischer Investitionsplan** eingeleitet. Es handelt sich um entscheidende Infrastrukturprojekte, die den Mitgliedstaaten helfen werden, ihre Energiemärkte physisch zu integrieren, ihre Energiequellen zu diversifizieren und für manche, die Isolierung ihrer Energieversorgung zu überwinden.

Aber es existiert eine **Dissonanz** zwischen der Bewusstwerdung der Schärfe des Problems, seiner Definition als Priorität und der Verpflichtung der EU als Einheit (über die Anstrengungen ihrer Mitglieder hinaus):

- Auf der einen Seite beläuft sich der Bedarf an Investitionen in Energieinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren auf 1.100 Milliarden Euro, davon 500 Milliarden Euro für die Produktion, 400 Milliarden Euro für die Verteilung und 200 Milliarden Euro für die Übertragung ³. Laut der Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur müssen die gemeinsamen Projekte vorrangig die Einrichtung von Energiekorridoren

¹ Das am 12. Dezember 2008 vom europäischen Rat verabschiedete Klima- und Energiepaket sieht eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 20 %, eine Steigerung der Energieeffizienz um weitere 20 % und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2020 um 20 % vor.

² Verordnung 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013. Zur Einsichtnahme dieser Vorhaben siehe Anhang 5.3, Abschnitt a.

³ Commission européenne, Une énergie durable, sûre et abordable pour les Européens, 2014 ; Présentation de J.M. Barroso im europäischen Rat, am 22. Mai 2013.

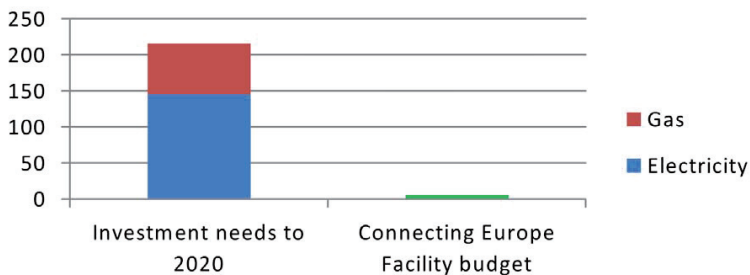
betreffen. Ihre Anzahl wird in der vorläufigen Folgenabschätzung auf 100 für den Bereich Elektrizität und auf 50 im Bereich Gas geschätzt.

– Auf der anderen Seite ist im Rahmen der CEF für den Zeitraum 2014-2020 nur ein Budget in Höhe von 6 Milliarden Euro für die transeuropäische Energieinfrastruktur vorgesehen. Dieses Budget fügt sich in den Finanzrahmen Connecting Europe Facilities Mechanismus ein (33 Milliarden Euro, davon 26 Milliarden für die Transporte, 1 Milliarde für die Telekommunikationsnetze und 6 Milliarden für die Energie).

→ Die politische „Priorität“, von der für die Konsolidierung der Energieinfrastrukturen in Europa die Rede war, findet sich somit nicht in diesem Budget der *Connecting Europe Facility*, das bei den Verhandlungen für den mehrjährigen Finanzrahmen (2014 - 2020) von 9,1 Milliarden Euro auf 5,85 Milliarden Euro gesunken ist. Der Unterschied zwischen dem geschätzten Investitionsbedarf und den vorgeschlagenen europäischen Finanzierungsmitteln ⁴ ist besonders frappierend.

Grafik 4:

Höhe der notwendigen Investitionen auf europäischer Ebene bis 2020 im Vergleich mit dem Betrag der *Connecting Europe Facility* (Milliarden Euro)



Quelle: European Commission, *Connecting Europe Facility*, 2012.

Außerdem kündigte die europäische Kommission am 29. Oktober 2014 die Gewährung von 647 Millionen Euro für „**große vorrangige Infrastrukturvorhaben**“ im Rahmen der CEF vor.

Mit der russisch-ukrainischen Krise ist der Gassektor ganz besonders von diesen Finanzierungen betroffen, um die europäische Abhängigkeit vom russischen Gas zu reduzieren (Projekte für Terminals für den Empfang von

⁴ Verordnung 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013.

Flüssiggas in den baltischen Staaten und in Mittel- und Südosteuropa). Dafür wurden 34 Subventionen ⁵ gewährt:

- 16 betreffen den Erdgassektor (in Höhe von 392 Millionen Euro) und 18 den Elektrizitätssektor (in Höhe von 255 Millionen Euro),
- 6 betreffen Bauarbeiten (in Höhe von 556 Millionen Euro),
- 28 werden für Studien wie die Umweltfolgenabschätzungen vergeben (in Höhe von 91 Millionen Euro).

Jedoch lautete die Verordnung Nr. 1316/2013 vom 11. Dezember 2013 zur Schaffung der *Connecting Europe Facility*, dass der vorgesehene Finanzrahmen „in Anbetracht der erwarteten beherrschenden Position der Elektrizität im europäischen Energiesystem in den kommenden zwanzig Jahren“ in **großem Umfang für elektrische Infrastrukturvorhaben** gewährt werden muss.

So sieht beispielsweise die erste Finanzierungstranche der CEF eine Gewährung von 0,5 % ihrer Fonds für das Vorhaben des Verbunds der Stromnetze von Frankreich und Spanien vor, obwohl sich die europäischen Regierungen einig waren, dass es sich bei diesem Vorhaben um eine „dringende Priorität“ handelte. Die Machbarkeitsstudien des Projekts werden mit maximal 3 Millionen Euro finanziert, während dagegen die Gas-Pipeline zwischen Litauen und Polen (nicht vorrangig) maximal 295 Millionen Euro erhält.

Der Grund für die Priorität, die gegenwärtig den Gasnetzen eingeräumt wird, liegt in der **Bearbeitung der wirtschaftlichen und politischen Dringlichkeit**.

Es wird die Entwicklung der Korridore des Ostens und des Südostens bevorzugt, mit einem Schwerpunkt auf den Kapazitäten mit umgekehrter Fließrichtung ausgehend vom Westen, um die Integration und die Energiesicherheit dieser Länder zu steigern. Jedoch bestehen hohe Unsicherheiten bei der zukünftigen Rolle des Gases im europäischen Energie-Mix. Gemäß den Prognosen der europäischen Kommission, könnte sein Verbrauch bis 2030 um 25 % zurückgehen. Vor dem Hintergrund, dass die Folgen eines aus Afrika kommenden Energieschocks stärker wären als die Folgen eines Schocks aus Russland, besteht ein **hohes Risiko, dass die von der CEF finanzierten Gasleitungen stillgelegt werden** ⁶.

⁵ Um Anspruch auf eine Subvention zu haben, muss die vorgeschlagene Maßnahme einen Zusammenhang mit einem der Vorhaben aus der Liste der „Vorhaben von allgemeinem Interesse“ (veröffentlicht im Oktober 2013) haben. Sie beinhaltet 248 Energieinfrastrukturprojekte, die nach ihrer Fertigstellung einen wesentlichen Vorteil für mindestens zwei Mitgliedstaaten darstellen, die Versorgungssicherheit verbessern, zur Integration des Marktes und zur Stärkung der Konkurrenz beitragen und eine Verringerung der CO₂-Emissionen ermöglichen werden. Im Rahmen der ersten CEF-Energie Ausschreibung gingen 64 anspruchsberechtigte Vorschläge mit Finanzierungsanträgen in Höhe von 1,5 Milliarden Euro ein. Eine weitere Ausschreibung ist für 2015 vorgesehen.

⁶ id. Die britische Denkfabrik E3G (Third Generation Environmentalism) betont das Risiko einer Vergeudung öffentlicher Gelder durch die Unterstützung der Vorhaben, deren langfristiges Interesse auf keinen Fall sicher ist. Sie schlägt vor, dass die Finanzierung der Infrastrukturen von den europäischen Energieeffizienzprogrammen geleitet wird, dass sich die CEF zugunsten der Elektrizität verpflichtet und dass ein Teil der für den Transport gewährten Finanzierung (26,25 Milliarden Euro) auf den Energiesektor übertragen wird.

- Die Fluidität des Gastransports in Europa, kombiniert mit dem seltenen Auftreten von Engpässen, spricht für ein **gemäßigtes Vorgehen bei den neuen Investitionen**. Die nächste Finanzierungsausschreibung 2015 im Rahmen der CEF sollte diese Daten berücksichtigen.
- Da es sinnvoll wäre, die Rolle des Gases im zukünftigen europäischen Energie-Mix besser zu definieren, sollten sich die Investitionen im Gassektor in der Zwischenzeit auf eine **Optimierung der Verwendung der bestehenden Infrastrukturen** ⁷ und auf die **F&E konzentrieren**, um neue, innovative Systeme für das Gas zu entwickeln ⁸.
- Allgemein sollte sich Europa einer **besseren Verwaltung und lokalen Erschließung der Gasressourcen und der existierenden Lager** zuwenden. Eine **bessere Verteilung der Beschaffungsstellen über alle Staatsgebiete** (verbrauchernahe LNG-Terminals, lokale Lagerkapazitäten, Inlandsproduktion inklusive erneuerbare Gase) würde besser mit den Zielen der Energiewende übereinstimmen.

Obwohl die Fragen der Energiesicherheit zur Priorität erhoben werden, scheint die Unterstützung der EU für Energieinvestitionen besonders gering.

Außerdem scheinen durch die Lenkung der Finanzierungen die Gasinfrastrukturen bevorzugt zu werden, als Antwort auf aktuelle geopolitische Spannungen, anstelle von Bemühungen, die entsprechend den langfristigen Entwicklungen des europäischen Energie-Mix festgelegt werden. Diese dürften zu einer Verstärkung der Unterstützung der Entwicklung von elektrischen Infrastrukturen führen.

⁷ Die 22 europäischen Terminals für die Verdampfung von Flüssigerdgas werden gegenwärtig nur zu 25 % ihrer Kapazität genutzt.

⁸ „Biométhane de gazéification – évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050“, GrDF, 2013 ; „Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz“, Ernst & Young, ADEME/GrDF, 2010.

Schaffung großer elektrischer Korridore zur Verbesserung der Sicherheit und zur Optimierung der Verwendung der Produktionsmittel

Die Sitzung des europäischen Rates vom 23. Oktober 2014 hat das **Mindestziel für den Stromverbund bis 2020 auf 10 % festgelegt**⁹. Bis 2030 ist auf dem Wege der Durchführung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse ein Verbundziel von 15 % zu erreichen¹⁰. Vor diesem Hintergrund wurden die notwendigen Investitionen bis 2020 von der Kommission auf 100 Milliarden Euro geschätzt und bis 2030 von ENTSO-E auf 150 Milliarden Euro.

Der Verband ENTSO-E ruft dazu auf, dass die durchschnittliche Quote von 15 % je nach Mitgliedstaaten entsprechend den gegenwärtigen Situationen und der Entwicklung des nationalen Produktionsparks und der Verbrauchsorte differenziert wird. Insgesamt müssen die **Verbundkapazitäten** laut ENTSO-E **verdoppelt** werden¹¹.

Eine Organisation wie Greenpeace ist der Ansicht, dass bis 2030 26.275 km Hoch- und Höchstspannungsleitungen notwendig sein werden (mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 77 %), gegen 50.110 km für ENTSO-E (mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 37 %).

Die Stromverbindungsleitungen zwischen den europäischen Stromnetzen müssen verstärkt werden, um **die Engpässe** (insbesondere auf Ebene der iberischen Halbinsel) und die Isolierung bestimmter Mitgliedstaaten (Insellage, natürliche Barrieren) **abzubauen**. Diese massive Investitionspolitik muss eine **Verbesserung der Versorgungssicherheit** der europäischen Länder und eine Entwicklung einer **Energiesolidarität innerhalb Europas** ermöglichen.

In der Verordnung des Parlaments von April 2013 wurden die **folgenden Korridore als vorrangig** definiert¹²:

- Offshore-Netz der nördlichen Meere (Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Niederlande, Schweden),
- Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Westeuropa (Belgien, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Portugal, Spanien),

⁹ Es handelt sich um das Verhältnis zwischen den Verbundkapazitäten eines Landes und seinen Produktionskapazitäten. Diese Zahl liegt unter den von Spanien und Portugal geforderten 15 %. Spanien und Portugal sind wegen ihrer Lage auf einer Halbinsel isoliert und finden keine Abnehmer für ihre Überproduktion erneuerbarer Garantien.

¹⁰ „Die Europäische Kommission wird mit Unterstützung der Mitgliedstaaten vordringliche Maßnahmen ergreifen, um sicherzustellen, dass das 10%-Mindestziel für den aktuellen Stromverbund vordringlich erreicht wird, und zwar spätestens 2020 zumindest für diejenigen Mitgliedstaaten, die noch kein Mindestniveau der Integration in den Energiebinnenmarkt erreicht haben, also die baltischen Staaten, Portugal und Spanien, und für Mitgliedstaaten, die deren wichtigsten Zugangspunkt zum Energiebinnenmarkt bilden.“

¹¹ ENTSO-E, Ten Year Network Development Plan, 2014.

¹² Detaillierte Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse nach Ländern: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf

- Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa (Bulgarien, Deutschland, Griechenland, Italien, Kroatien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern),
- Stromverbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum (Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Lettland, Litauen, Polen, Schweden).

→ **Eines ist sicher: Ein einheitlicher Energiemarkt und ein besserer Verbund sind entscheidend, um die Produktionskapazitäten aus erneuerbaren Energien in das europäische Stromnetz zu integrieren und – im Fall von Gas – einen besseren Zugang zu den verfügbaren Lagersystemen und den LNG-Terminals zu gewährleisten.**

Die Vernetzung Europas durch Stromautobahnen ist für die gemeinsame Sicherheit unabdingbar.

Sie ist auch die Bedingung für eine statische Kosteneffizienz (bessere Nutzung der Produktionsmittel) und eine dynamische Kosteneffizienz (bessere Integration der neuen Produktionsmittel).

Energiewende auf dem Wege der Strom- und Gasverteilernetze

Die Aktualisierung der Netze darf sich nicht auf die großen Verbundnetze beschränken.

Die Verteilernetze stehen im Mittelpunkt der Energiewende, da 95 % der erneuerbaren Energien daran angeschlossen sind. Sie sind somit dabei, zu **riesigen Sammelnetzen** zu werden, wofür sie ursprünglich nicht ausgelegt waren. Neben den notwendigen Anschlüssen und Erweiterungen werden die Investitionen in die Verteilernetze durch **signifikante Paradigmenwechsel** gekennzeichnet sein.

2011, schätzte die Europäische Kommission, dass zum Erreichen der für 2020 gesteckten Ziele knapp **400 Milliarden Euro in die Verteilernetze für Gas und Strom investiert werden müssten**, gegen 200 Milliarden Euro in die Übertragungsinfrastrukturen ¹³.

- Die britische Regulierungsbehörde Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) teilte im November 2014 mit, dass die sechs Energieversorgungsunternehmen Großbritanniens bis 2023 24 Milliarden Pfund (30,7 Milliarden Euro) investieren

¹³ "Response to ACER public consultation on Energy regulation: a bridge to 2025", EDSO, 2014. Andere Untersuchungen nannten dazwischenliegende Beträge für die Stromverteilung bis 2020 in Höhe von 170 Milliarden Euro und anschließend 2015 Milliarden Euro bis 2025: „Integration of renewable energy in Europe“, Commission européenne, 2014.

werden, um die Zuverlässigkeit ihrer Netze zu verbessern und sie an die erneuerbaren Energien anzupassen.

- Es ist auch sehr zweckmäßig, den Fall Deutschlands zu prüfen, da dieses Land schon sehr früh mit dieser Problematik konfrontiert war. Der Investitionsbedarf im Zusammenhang mit der Energiewende wurde vor kurzem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veranschlagt ¹⁴. Dieses legte dafür drei Szenarien zu Grunde, in denen der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2032 von 128 GW (Szenario „Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014“ oder „EEG 2014“) bis 207 GW (Szenario „Bundesländer“) reicht.

. Gemäß dem Szenario „EEG 2014“ werden von den 132.000 km notwendigen neuen Leitungen knapp 120.000 km das Verteilernetz betreffen, davon 50.000 km mit Niederspannung und 70.000 km mit Mittelspannung. Dies entspricht einer Vergrößerung des gegenwärtigen Netzes um 5 % bzw. 14 %. Außerdem müssten knapp 15 GW Transformatorenkapazität in der Niederspannungsebene und 43 GW in der Mittelspannungsebene hinzugefügt werden, um die „Rückspeisungen“ in die höheren Spannungsebenen zu ermöglichen. Gleichzeitig werden die zusätzlichen Kabel in der Niederspannungsebene hauptsächlich dazu dienen, die Spannungsdifferenzen aufgrund der Integration von Produktionskapazitäten in ein Verteilernetz, das nicht für diese Einspeisungsfunktion ausgelegt worden war, aufzuheben ¹⁵. Es handelt sich hier um das kostengünstigste Szenario.

. Das Szenario „Netzentwicklungsplan“ (NEP) berücksichtigt die Schätzung der Übertragungsnetzbetreiber. Dabei wird eine installierte Leistung der Erneuerbaren Energien von 139 GW im Jahr 2032 (65 GW Windkraft, 56 GW Photovoltaik, 9 GW andere Energiequellen) zugrunde gelegt.

. Das Szenario „Bundesländer“ geht von einem Netzausbaubedarf von knapp 280.000 km Leitungslänge und 130 GW Transformatorenkapazität aus. Es wird festgestellt, dass der Netzausbaubedarf aufgrund von Schwelleneffekten schneller steigt als die Entwicklung der Erneuerbaren Energien. Ein Beispiel ist die Sättigung der Aufnahmekapazitäten des Netzes: An einem bestimmten Punkt ist die Gesamtheit der bestehenden Kapazitäten verbraucht und es müssen neue gebaut werden.

Bis 2032 liegt somit der Investitionsbedarf in die Verteilernetze zur Integration der Erneuerbaren Energien in Deutschland zwischen 23 Milliarden Euro (Szenario „EEG 2014“) und 49 Milliarden Euro (Szenario „Bundesländer“) ¹⁶.

Im Vergleich dazu belaufen sich die vergangenen und zukünftigen Kosten zur Erreichung der Ziele für Erneuerbare Energien (19 GW Windkraft und 8 GW Photovoltaik) bis 2020 in Frankreich auf **4,3 Milliarden Euro für das Verteilernetz und 1,2 Milliarde Euro für das Übertragungsnetz** ¹⁷.

¹⁴ „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ - Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.

¹⁵ Ibid.

¹⁶ Ibid.

¹⁷ „ La mise en œuvre par la France du Paquet Energie-Climat “, Cour des Comptes, 2013.

Es ist anzumerken, dass diese Beträge nur einen Teil der Investition der Betreiber der Verteilernetze darstellen, denn der Großteil der Investitionen ist folgendermaßen verteilt:

- auf die Anschlüsse neuer Verbraucher,
- auf Änderungen und Erneuerung von Anlagen,
- auf die Verbesserung der Qualität des Netzes.

Die jährliche Investition in die französischen Verteilernetze beträgt somit knapp **4 Milliarden Euro**, das entspricht dem **gesamten Betrag, der für die Anpassung des Netzes an die Ziele für 2020 aufzubringen ist**. Im Zuge der Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der Sättigung der Aufnahmekapazitäten werden die notwendigen Investitionen zur Anpassung des französischen Verteilernetzes an die Energiewende **höhere Beträge darstellen**.

Die Ausgaben für die Gasnetze haben sich nicht geändert. Jedoch erleben die Installationen zur Einspeisung von Biomethan in die französischen Übertragungs- oder Verteilernetze eine dynamische Entwicklung, die mittelfristig signifikante Volumen von bis zu 17 % des beförderten Gases im Jahr 2020 erreichen dürfte ¹⁸. Gleichzeitig könnten die neuen Perspektiven, die LNG und komprimiertes Erdgas (CNG) auf dem Gebiet der Mobilität bieten oder die mögliche Entwicklung des Power-to-gas ¹⁹ dazu beitragen, dass die Investitionen in die Gasverteilernetze mittelfristig gesteigert werden.

- **So belaufen sich in Europa die in die Verteilernetze zu tätigen Investitionen auf zig Milliarden Euro pro Jahr.**
- **Außerdem lassen sich extreme Unterschiede der Prognosen entsprechend den jeweiligen Szenarien feststellen, wobei bestimmte Entwicklungen nur minimal berücksichtigt oder separat behandelt werden. Das trifft insbesondere auf das Rollout der Elektrofahrzeuge oder der intelligenten Zähler oder Smart Meter zu. -Im Fall Frankreichs wird das Ziel des Gesetzesentwurfs zur Energiewende, bis zum Jahr 2030 7 Millionen Ladestationen für Elektrofahrzeuge zu installieren, von ERDF mit 5 Milliarden Euro veranschlagt. -Dazu sind bis 2021 5 Milliarden Euro für die Installation von 35 Millionen intelligenter Zähler Linky hinzuzufügen ²⁰. Auf europäischer Ebene werden allein die Investitionen für die**

¹⁸ Nationale Debatte zur Energiewende, Anhörung von GrDF von der Untergruppe 5 am 17. April 2013.

¹⁹ Der Begriff „Power to Gas“ bezeichnet die Produktion von synthetisch erzeugtem Methan mit Hilfe von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien außerhalb der Verbrauchszeiten.

²⁰ Anhörung von Philippe Monloubou, Präsident von ERDF, vom Strompreis-Untersuchungsausschuss am 29. Oktober 2014.

intelligenten Zähler auf 50 Milliarden Euro geschätzt ²¹. Diese Beträge sind auf das Erdgas zu übertragen, da das Rollout von 11 Millionen Gazpar-Zählern in Frankreich auf 1 Milliarde Euro geschätzt wird.

- Wenn die Verteilnetze neue Produktionsquellen aufnehmen müssen, stehen sie also auch im Mittelpunkt signifikanter Veränderungen auf der Seite des Verbrauchs, sei es die Entwicklung neuer Anwendungen, wie z.B. Elektrofahrzeuge, oder Möglichkeiten einer besseren Steuerung der Nachfrage mit der Entwicklung der Smart Grids. Und diese Baustellen der Zukunft reichen über die Grenzen der einzelnen Länder und deren unterschiedliche Organisationen hinaus.

Die Verteilnetze stehen im Mittelpunkt strategischer finanzieller und industrieller Herausforderungen, die auf europäischer Ebene angegangen werden müssen.

Sie werden de facto der physische Ort der Energiewende sein, sowohl für die Integration der erneuerbaren Energien (Strom und Gas) als auch für den Umstieg der Nutzungen von fossilen Energiequellen auf Strom.

Sie werden enorme Summen und den Großteil der für die Netze verfügbaren finanziellen Mittel mobilisieren.

Von ihnen müssen die Innovationen ausgehen, mit denen die Herausforderungen des elektrischen Systems bewältigt werden können. Diese Innovationen werden internationale Märkte eröffnen, die Wachstum und Arbeitsplätze in Europa schaffen.

21 „ Staff working document SEC (2010) 1396 “, in „ Priorités en matière d’infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà – Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré, Section 1.1.1. – Energy trends and infrastructure needs “, Europäische Kommission, 2010.

Kohärenz für das europäische Industrieprojekt

Ermittlung der vorrangigen F&E-Projekte

Europa hat bisher seine Ausgaben auf das **Rollout von Technologien** anstelle auf die F&E konzentriert. Die Unterstützung der Erneuerbaren Energien belief sich 2012 auf 30 Milliarden Euro und die aktuelle Tendenz lässt den Schluss zu, dass sie 2035 60 Milliarden Euro betragen wird ²². Im Vergleich dazu liegen die öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung in Europa (alle Sektoren zusammengenommen) auf einem Niveau, das real mit dem der 1980er Jahre vergleichbar ist, im Gegensatz zu den amerikanischen oder japanischen Ausgaben, die gestiegen sind. Die europäische Kommission hatte 2007 einen Strategieplan für Energietechnologie (SET Plan) eingerichtet, aber der europäische Rat von 2008, der dessen Prinzip validiert hatte, hat die für seine Umsetzung erforderlichen Finanzierungen nicht mobilisiert. Damit wurde die Initiative zur Förderung der Koordinierung zwischen den Akteuren der Innovation der Mitgliedstaaten und zur Schaffung wirtschaftlich lebensfähiger Lösungen geschwächt ²³.

Seitdem hat sich die Lage weiter entwickelt und die zahlreichen Spannungen, die auf dem europäischen Energiesystem lasten – sowohl zur Integration der erneuerbaren Energien als auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – erfordern die Wiederbelebung einer europäischen Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung im Energiewesen.

Vier F&E-Schwerpunkthemen zeichnen sich ab, um die Problematiken der Energienetze der Zukunft zu lösen:

- Hochspannungsgleichstrom (HVDC),
- Smart Grids (oder intelligente Netze),
- Mobilität (wobei diese drei Herausforderungen stark voneinander abhängen),
- Speicherung.

Die Verwendung von **Hochspannungsgleichstrom** reicht auf die Anfänge der Elektrifizierung zurück. Er hat den Vorteil, dass man ihn mit wenig Verlust über lange Strecken übertragen kann. Jedoch sind die Infrastrukturen für Hochspannungsgleichstrom ausgesprochen kostspielig und werden daher ausschließlich für bestimmte unterirdische oder Unterwasserverbindungen verwendet.

²² „European Policy Dialogue 2012“, Public Launch supporting Policy Memo, ISH CER, 2012.

²³ Stellungnahme zur Bekanntmachung der Kommission für das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen „Technologies et innovation énergétiques“ - COM(2013) 253 final, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Wirtschafts- und Sozialausschuss, 2013.

Gegenwärtig herrscht viel Widerstand auf lokaler Ebene bei der Installation herkömmlicher Überlandleitungen (hauptsächlich aus optischen Gründen). Deshalb wird häufig die Erdverlegung mit Hilfe der Gleichspannungstechnologie bevorzugt, die Kosten sind jedoch sieben bis acht Mal höher²⁴. Vor dem Hintergrund des Netzausbaubedarfs in Europa von zig Tausend Kilometern Länge in den nächsten 20 Jahren, stellt sich **die Herausforderung der Reduzierung dieser Kosten**, um:

- die Wettbewerbsfähigkeit der Erdverlegung zu verbessern, oder sogar bestimmte Überlandleitungen mit Wechselstrom durch Gleichstrom zu ersetzen, da damit stärkere Leistungen übertragen werden können,
- ein „Supergrid“ mit Spannungen in der GigaVolt-Ebene zu strukturieren, das als Stromautobahn in Europa fungieren kann²⁵.

Der zweite Schwerpunkt ist die **Entwicklung der Smart Grids** und allgemeiner die Aussichten auf eine **Steuerung der Nachfrage** und eine Einführung **der digitalen Technologie** auf Ebene des öffentlichen Verteilnetzes und bei den Verbrauchern.

Die Steuerung der Nachfrage besteht in einem Wechsel des Paradigmas, demzufolge das zu jedem Zeitpunkt erforderliche Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch von der Produktion gesteuert wird. Die Entwicklung der Information- und Kommunikationstechnologien bieten jetzt die Möglichkeit einer **Anpassung durch den Verbrauch**, indem die Betriebszeiten der Elektrogeräte verschoben werden (Heizung, Aufladen von Elektrofahrzeugen usw.) Diese Nachfragesteuerung erscheint um so entscheidender²⁶, als die erneuerbaren Energien in der Regel intermittierend sind und nicht zum Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage beitragen. Die rasche Zunahme der auf dem Intra-Day-Markt gehandelten Volumen zeugt von einem steigenden Flexibilitätsbedarf²⁷.

Eine optimalere Steuerung der Nachfrage könnte bis **2030 zu Einsparungen von 60 bis 100 Milliarden Euro pro Jahr** führen, da dadurch die Investitionen in Produktionskapazitäten, Übertragungs- und Verteilinfrastrukturen begrenzt und die Betriebskosten reduziert werden könnten²⁸.

Jedoch sind die Handlungsweisen unterschiedlich, die Geschäftsmodelle noch ungewisse und die Demonstrationssysteme in Europa zahlreich und uneinheitlich. Aber die Smart Grids sind in vielen Verteilungsanlagen bereits

²⁴ Cf. festgestellte Differenz bei der zukünftigen Verbindung THT Baixas - Santa Llogaia zwischen Frankreich und Spanien.

²⁵ „Integration of renewable energy in Europe“, Commission européenne, 2014. Diese „Stromautobahnen“ scheinen notwendig, um den Strom aus den geplanten großen Windkraftparks in der Nordsee abzutransportieren und zu verteilen. Sie könnten auch die Rentabilität der großen konventionellen Installationen, die in den nächsten Jahrzehnten unverzichtbar bleiben, verbessern, insbesondere der Kernkraftwerke in den Ländern, in denen diese Energie weiterhin zum Einsatz kommt.

²⁶ DNV GL, Integration of renewable energy in Europe – Final report, Europäische Kommission, 12. Juni 2014.

²⁷ OFAER – EPEX SPOT, Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité, Januar 2015.

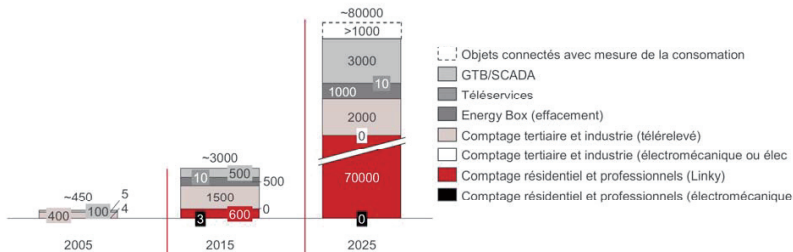
²⁸ Ibid.

eine Realität ²⁹. Seit 2002 waren Hunderte von europäischen Akteuren in 47 Ländern an 459 Projekten beteiligt, deren gesamtes Investitionsvolumen 3,15 Milliarden Euro betrug. Von den 578 betroffenen Standorten befinden sich 532 auf EU-Gebiet. Die Hälfte der Projekte, mit einem Gesamtbudget von 2 Milliarden Euro, sind noch nicht abgeschlossen. Außerdem werden die Projekte im Laufe der Zeit größer ³⁰.

Die Einrichtung der Smart Grids wird sich mit dem **Rollout der Smart Meter**, mit denen 2020 knapp 72 % der europäischen Verbraucher ³¹ ausgestattet sein dürften, noch beschleunigen. Sie werden zu einer Erhöhung des Zählervolumens der Haushalte um das 10.000-fache, zu der die Entwicklung der kommunizierenden Gegenstände hinzufügen ist, führen. Die von dieser Entwicklung des **Big Data** eingeleitete Änderung der Wertschöpfungskette im Bereich Energie ist eine **entscheidende Wende** für alle europäische Energieindustrien und für die 500 Millionen europäischen Verbraucher und Bürger ³²!

Grafik 5:
Die Entstehung einer Big Data Logik

Jährliche Produktion von Stromzählerdaten (Gigabytes/Jahr – aufgerundete Zahlen)



Quelle: E-Cube Strategy Consultants, Énergie et digitalisation – analyse des enjeux stratégiques, Juli 2014.

Die Einrichtung eines Wirtschaftsgefüges, das diese Daten nutzen und „Verbraucher-Akteure“ schaffen, die zum Funktionieren des Energiesystems beitragen, ist für Europa eine entscheidende Herausforderung. Es handelt sich mehrere Dinge gleichzeitig:

- Gewährleistung der Datensicherheit,
- Beitrag zur Entstehung der zukünftigen Geschäftsmodelle der Steuerung der Nachfrage,
- Entwicklung einer Regulierung, die diese Dynamiken unterstützt,

²⁹ Ibid.

³⁰ Ibid.

³¹ Ibid. ; „Analyse comparative du déploiement de compteurs intelligents dans l’UE-27 visant plus particulièrement le marché de l’électricité“, Europäische Kommission, 2014.

³² Ibid.

– Entwicklung von europäischen Industriebranchen, die im internationalen Markt wettbewerbsfähig sind.

So dürfte sich laut den Angaben des Büros Navigant der weltweite Markt für Smart Grids bis 2020 verdoppeln und 55,8 Milliarden Euro pro Jahr erreichen ³³.

Von den 40 Milliarden Euro Investitionen, die bis 2020 für die Smart Grids erforderlich sind, könnten laut der europäischen Kommission knapp 20 Milliarden fehlen ³⁴. Folglich muss Europa dringend **eine Strategie einrichten, die eine Steigerung der Investition mit einer Anpassung der Regulierung und einer besseren Koordinierung der F&E verbindet.**

Außerdem sind die elektrische Mobilität und die Speicherung zwei Baustellen, die einen Hebeleffekt erzeugen können, um das Rollout der Smart Grids zu beschleunigen.

Die Mobilität ist bereits eine zentrale Herausforderung der Energiewende, um den Erdölverbrauch und die CO₂-Emissionen in Europa zu reduzieren.

Einer der Wege, der in den letzten Jahren bevorzugt wurde, ist die Entwicklung von Fahrzeugen, die mit Elektrizität, aber auch mit Erdgas und Wasserstoff betrieben werden. Diese verschiedenen Lösungen haben jeweils eine **starke Auswirkung auf die Energienetze** und sie müssen kombiniert ins Auge gefasst werden, denn mit der Hybridisierung der Netze, dem Power to Gas, kann Frankreich einen gemischten territorialen Lösungsansatz bieten, der die Expertise seiner Strom- und Gasverteilnetze intelligent kombiniert.

Die Ladungen der Elektrofahrzeuge können eine besonders schwere Belastung für das Netz darstellen. Zwei Millionen Elektrofahrzeuge würden in Frankreich nur ein Verbrauchsvolumen in Höhe von 1 bis 2 % des gesamten Elektrizitätsverbrauchs darstellen, aber es könnte sich um **signifikante Leistungsentnahmen** handeln, wenn sie sich alle auf den gleichen Zeitpunkt konzentrieren. Da die Ladeinfrastrukturen ferner alle an das elektrische Verteilernetz angeschlossen sind, müssen ihre Auswirkung auf die Betreibung dieses Netzes und dessen Bemessung im Vorfeld geprüft werden. Die Ladegeschwindigkeit ist nämlich maßgebend für die entnommene Leistung und somit die Bemessung des Netzes.

³³ Navigant, Smart grid technologies, November 2014.

³⁴ „Connecting Europe Facility – Investing in Europe’s growth“, europäische Kommission, 2012.

Grafik 6:

Dauer und Leistungsbedarf für das Aufladen der E-Fahrzeuge

Die komplette Ladung eines einzigen E-Fahrzeugs für 150 km hat einen Leistungsbedarf ...
in 8 Stunden (3 kW)	eines Boilers
in 1 Stunde (22 kW)	eines Gebäudes
in 3 Minuten (600 kW)	eines Stadtviertels

Quelle: ERDF

Zur Reduzierung der Anschluss- und der Verstärkungskosten muss das Rollout der Ladestationen optimiert und das Aufladen reguliert werden (zum Engpässe in den Stoßzeiten zu vermeiden). Ein Aufladen in den Stoßzeiten hätte einen hohen Carbon Footprint-Wert, so dass ein E-Fahrzeug mehr CO₂ „ausstoßen“ würde als ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor³⁵. Anders gesagt muss das Aufladen so gut wie möglich gesteuert werden, genauso wie die Heizung des Brauchwarmwassers.

→ Hier ist sichtbar, wie notwendig die Verbindung der E-Fahrzeuge mit den Smart Grids ist, und welche Möglichkeiten durch Millionen von Batterien mit Netzanschluss bestehen, um die Schwankung der erneuerbaren Energien zu absorbieren (Vehicle-to-Grid). Dabei handelt es sich um Baustellen, die vor allem in Deutschland und in Österreich beobachtet werden³⁶. Jedoch hängen die diesbezüglichen Perspektiven weiterhin extrem von der Verbesserung der Kosten und der Leistungen der Batterien ab.

Deshalb weckt die **Speicherung der Elektrizität** hohe Erwartungen, insbesondere für die **Flexibilität**, die sie dem elektrischen System schenken würde. Die Speicherung wäre eine Lösung für den intermittierenden Betrieb der Windkraft- und Photovoltaikanlagen, könnte die Produktion in den Stoßzeiten ausgleichen und den Eigenverbrauch anregen.

Zwar gibt es bereits verschiedene Lösungen, wie Brauchwassererwärmung oder Pumpspeicherkraftwerke³⁷, aber die Möglichkeiten weiterer Ausrüstungen sind begrenzt³⁸. Außerdem existieren noch Blockaden für die Entwicklung neuer, flexiblerer Technologien, wie die Lithium-Ion-Batterien

³⁵ „Élaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électrique et de véhicules thermiques, VP de segment B (citadine polyvalente) et VUL à l'horizon 2012 et 2020“, ADEME, 2013.

³⁶ „Smart grids projects outlook 2014“, Europäische Kommission, 2014.

³⁷ Ein Pumpspeicherkraftwerk ist ein Wasserkraftwerk, dessen Turbinen umkehrbar sind. Bei Verbrauchsspitzen fließt das Wasser vom höher gelegenen See durch die Turbine in den tiefer gelegenen See, um die notwendige Elektrizität zu erzeugen. Bei einem Überschuss an Strom wird das Wasser von der Turbine von unten nach oben gepumpt.

³⁸ „Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France“, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 2006.

oder Power-to-Gas. Der größte Nachteil liegt in der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit dieser Lösungen, die noch sehr weit von den Marktbedingungen entfernt sind, aber auch in der noch erheblichen Größe der Akkus. In ihrer Zukunftsperspektive rechnet die Ademe **erst ab 2030 mit einer industriellen Blüte der stationären Speichersysteme**³⁹. McKinsey ist der Ansicht, dass der Preis für die Speicherung der Energie in den kommenden Jahren zwar sinken wird, aber dass der Umfang und die Geschwindigkeit dieser Reduzierung jedoch unklar ist. Dem Consultingunternehmen zufolge könnte der Preis des Lithium-Ion-Akkus von 600 \$/kWh auf 200 \$/kWh im Jahr 2020 und 160 \$/kWh im Jahr 2025 sinken⁴⁰.

- **Die Speicherung ist eine wesentliche Komponente der wichtigsten Smart Grid-Projekte, die 2012 und 2013 gestartet wurden⁴¹ und sie ist entscheidend für die Entwicklung der E-Mobilität. Deshalb bedarf es einer Verstärkung und einer besseren Koordinierung der Anstrengungen zur Verbesserung der Leistungen und der Kosten auf europäischer Ebene.**
- **Das Problem der E-Mobilität hat einen direkten Zusammenhang mit dem Problem der Ladeinfrastrukturen. So sind die europaweite Koordinierung und Beschleunigung des Rollout der Ladeinfrastrukturen der Schlüssel, um einen Angebotsschock zu schaffen, dessen Ausmaß industrielle Perspektiven schaffen kann. Gleichzeitig könnten die Betreiber durch einen koordinierten Plan für das Rollout dieser Infrastrukturen in Europa die Aufnahmekapazitäten bereits heute berücksichtigen. Damit würde vermieden, dass sie später mangels einer ungenügenden anfänglichen Planungssicherheit erneut investieren müssen.**
- **Es zeigt sich, dass die meisten F&E-Projekte in Europa und weltweit ähnliche Herausforderungen und Möglichkeiten betreffen⁴². Deshalb muss Europa seine Koordination und seine Investitionen aufgrund der entscheidenden Rolle der F&E umgehend verstärken, um die Integration der erneuerbaren Energien zu ermöglichen, die Kosten der Energiewende zu reduzieren, die Sicherheit des Energiesystems zu garantieren und die Entwicklung innovativer und international wettbewerbsfähiger Branchen zu ermöglichen.**

³⁹ „Les systèmes de stockage d'énergie – feuille de route stratégique“, Ademe, 2011.

⁴⁰ „Battery technology charges ahead“, McKinsey, 2012.

⁴¹ „Smart grids projects outlook 2014“, Europäische Kommission, 2014.

⁴² „Smart grids on the distribution Level – Hype or Vision? CIREd's point of view – final report“, CIREd, 2013.

In Europa waren die finanziellen Anstrengungen bisher auf das Rollout von Technologien konzentriert, um deren Reifung zu beschleunigen.

Im Vergleich dazu stagnierten die Ausgaben in F&E, während andere Zonen der Welt (China, USA, Japan) ihre Investitionen steigerten.

Vier F&E-Schwerpunkte müssen in Europa vorrangig sein, um die Technologiesprünge der Zukunft voranzuplanen: Hochspannungsgleichstrom (HVDC), intelligente Netze (Smart Grids), Speicherung und Mobilität.

Definition des Normen- und Regulierungsmodells

Angesichts der europäischen Herausforderungen bei der Versorgungssicherung, der Reduzierung der Kosten für die Integration der erneuerbaren Energien und der Entwicklung der F&E, spielen die **Regulierung und die Normierung eine Schlüsselrolle**.

Die Regulierungsdifferenzen in Europa führen zu **divergierenden Anreizen in den einzelnen Staaten**. Die Aufgaben der Netzbetreiber unterscheiden sich voneinander, und somit auch die angewendeten Tarife.

- So sind in Frankreich zum Beispiel die F&E Ausgaben von RTE in der TURPE (Gebühr für die Nutzung der öffentlichen Elektrizitätsnetze) enthalten, was nicht bei allen Übertragungsnetzbetreibern der anderen Länder der Fall ist.
- Ebenso führt die Tarifstruktur in Deutschland und in Frankreich dazu, die Eigenverbraucher durch Befreiung von Steuern (insbesondere von der Unterstützung für erneuerbare Energien) zu subventionieren und deren Kosten auf die anderen Anwender abzuwälzen ⁴³.

Eine Annäherung der Aufgaben der Netzbetreiber würde langfristig die **Konvergenz der Netzentgelte** (die bis zu einem Drittel der Rechnung der Kunden ausmachen können) fördern. Vor allem muss diese Annäherung der Regulierungen eine bessere **Planungssicherheit der Preise** beinhalten.

Eines der Mittel, um die **Investitionskosten zu verringern**, ist nämlich die Reduzierung des Risikoaufschlags. Durch eine **Planungssicherheit und Preisgarantien** für die Investoren würden die Kapitalkosten verringert. **Die Erhöhung des Anteils des Leistungspreises an den Strompreisen** wäre ein erster Hebel, während die Industrie der Netze eine Industrie der Festkosten ist.

Außerdem ist die **Abstimmung der Kapazitätsmechanismen** von entscheidender Bedeutung um einen europäischen Kapazitätsmarkt zu errichten.

⁴³ „Autoconsommation en Allemagne – retour d’expérience“, OFAER, 2013.

Gegenwärtig verfolgen die Europäer verschiedene Wege, wobei in der Regel die Einrichtung strategischer Reserven bevorzugt wird. Nur Frankreich und Großbritannien haben sich für einen Kapazitätsmarkt entschieden.

Die Errichtung eines europaweiten Kapazitätsmarktes ist aufgrund der unterschiedlichen und länderspezifischen Problematiken ein kompliziertes Unterfangen. In Deutschland liegt die Herausforderung in der Verwaltung der fluktuierenden erneuerbaren Energien. In Frankreich handelt es sich um die Überwindung der Verbrauchsspitze im Winter.

Diese beiden Situationen brauchen unterschiedliche Marktmodelle. Jedoch ist anzumerken, dass **der französische Kapazitätsmarkt den Vorteil hat, den sinkenden Verbrauch aufzuwerten** ⁴⁴, und das ist eine Sache der Steuerung der Nachfrage, deren Rolle an Bedeutung gewinnen wird.

Die Vielfalt der Regulierungen und der gesetzlichen Rahmen sowie die damit einhergehenden Unsicherheiten bremsen zum Beispiel die **Ausdehnung und die Reproduktion der Ergebnisse, die aus den Smart Grid Demonstrationssystemen gewonnen werden** ⁴⁵. Die europäische Zusammenarbeit muss auf Ebene der Regulierung verstärkt werden, damit die zukünftigen Entwicklungen nicht auf divergierende Anreize hinauslaufen, sondern im Gegenteil auf eine Stärkung des europäischen Energiemarktes, so dass die strategischen Ziele, insbesondere auf dem Gebiet der Innovation, unterstützt werden.

Die Annäherung der Regulierungen würde zur Schaffung eines **idealen Rahmens für die Stärkung der europäischen Normen und Standards beitragen**. Angesichts der Vielzahl der Projekte, Technologien und Akteure würde ein konvergierender europäischer Ansatz die erforderlichen Interoperabilitäten ermöglichen und gleichzeitig **Europa als globalen Keyplayer stärken** ⁴⁶. Das ist eine entscheidende Notwendigkeit bei den Daten, deren Volumen drastisch ansteigen wird.

Hinter diesen Entwicklungen der Regulierungen zeichnen sich gewisse **Fragestellungen über die Energiemodelle** im Zusammenhang mit der zunehmenden Dezentralisierung der Produktion und der Schaffung der „Verbraucher-Akteure“ ab.

Obwohl es sich bei der Energiewende zum Teil um ein Bestreben der Gesellschaft handelt, wird die Ausdehnung der Demonstrationsprojekte manchmal von einer Ablehnung von **Veränderungen der Anwender** eingeschränkt ⁴⁷. Somit ist es von wesentlicher Bedeutung, eine **Regulierung** einzuführen, die eine **Aneignung** der Energie-Anwendungen durch die Verbraucher fördert, insbesondere mit der Entwicklung eines innovationsfördernden Rahmens für die Angebote und Instrumente.

⁴⁴ „Mécanisme de capacité – Rapport d’accompagnement de la proposition de règles“ RTE, 2014. (LP: eine kleine Erklärung einfügen).

⁴⁵ „Smart grid projects outlook 2014“, Europäische Kommission, 2014.

⁴⁶ „Smart grids on the distribution Level – Hype or Vision ? CIREd’s point of view – final report“, CIREd, 2013.

⁴⁷ „Smart grid projects outlook 2014“, Europäische Kommission, 2014.

Gleichzeitig muss die Regulierung die **zunehmende Bedeutung der lokalen Aspekte** berücksichtigen, die förderlich für eine Aufwertung der lokalen Energiepotentiale sind, und gleichzeitig auf **die Relevanz der nationalen und europäischen Optimierung der Energiesysteme achten**.

Es ist erwiesen, dass ein **dezentraler, unkoordinierter Ansatz hohe Mehrkosten erzeugt**, wie das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Deutschland feststellt. Das Szenario „Bundesländer“ verweist auf einen mehr als doppelt so hohen Investitionsbedarf (49 Milliarden Euro) wie das Referenz-Szenario (23 Milliarden Euro) ⁴⁸.

- **Die Regulierung und die Normierung sind wesentliche Aspekte für eine optimierte und kosteneffiziente Entwicklung der Netze, aber auch für die Bewältigung der Herausforderungen bei der Innovation und für die Positionierung Europas auf dem Gebiet der Standards. Es handelt sich insbesondere um eine Stärkung der Überschaubarkeit des Regulationsrahmens und seiner Koordinierung auf europäischer Ebene.**

Die Uneinheitlichkeit der Regulierungen und der Normierungsansätze fragmentiert die Investitionsräume und verteuert dadurch die Kosten der Energiewenden und hemmt die Entstehung europäischer Keyplayer.

⁴⁸ „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.

Welche(s) Wirtschaftsmodell(e) zur Lenkung der Investitionen in die Netze?

Garantie eines wettbewerbsfähigen Preises der Energie und Bekämpfung der Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Mitgliedstaaten

Wir haben weiter oben bemerkt, dass sich die **jährlichen Investitionen der europäischen Union in die Übertragungs- und Verteilernetze** für Gas und Strom ⁴⁹ bis 2020 verdoppeln müssen, um die Versorgungssicherheit zu verbessern und die Energiewende zu ermöglichen.

In Frankreich sehen die Netzbetreiber eine deutliche Steigerung ihrer jährlichen Verpflichtungen vor (knapp 20 % für ERDF, ohne Zähler Linky ⁵⁰). Dieser Anstieg wird sich in den Büchern der Unternehmen – die Kapitalkosten machen zwischen 30 % (ERDF, RTE) und 50 % (GRTgas) ihrer Ausgaben aus – und somit auf der Rechnung des Endverbrauchers (Rubrik „Netzentgelt“) niederschlagen.

Für einen französischen Haushaltskunden erreicht dieser Anteil „Netzentgelt“ durchschnittlich 36 % des Rechnungsnettoetrags für Gas und 46 % für Elektrizität. Ohne Korrekturmaßnahmen würde ein Anstieg der jährlichen Investitionen in die Netze um 20 % zu einer Erhöhung des Strompreises um ca. 3 % und des Gaspreises um 5 % führen. Dieses Ergebnis scheint mit den Schätzungen, die für die Gesamtheit der EU-Länder erstellt wurden, übereinzustimmen ⁵¹.

Die Preiserhöhung aufgrund der Investitionen in die Netze bleibt bescheiden, aber sie könnte zu anderen Faktoren ⁵², die die Rechnung erhöhen, hinzukommen und auf diese Weise zu einer allgemeinen Tendenz beitragen, die der europäischen Kommission zufolge bis 2020 zu einer Steigerung des **Durchschnittspreis um ca. 30 % im Vergleich zum derzeitigen Preis für den Strom und um 50 % für Gas führen wird** und dadurch die Kaufkraft der Haushalte schmälert und den Arbeitsmarkt belastet ⁵³.

⁴⁹ „Rapport au Premier Ministre du 29 octobre 2014“, Pierre Moscovici, 2014 (ausgehend von Daten der europäischen Kommission).

⁵⁰ Beschluss der Energieregulierungsbehörde vom 12. Dezember 2013 bezüglich der Gebühren für die Verwendung eines öffentlichen Elektrizitätsnetzes auf Mittelspannungs- oder Niederspannungsebene.

⁵¹ Zum Beispiel: „Getting the European Electricity Transmission Infrastructure Financed“, Florence School of Regulation, 2013.

⁵² Diese Faktoren beinhalten die mögliche Steigerung des Preises für importierte Brennstoffe, die Erneuerung eines Teils des konventionellen Kraftwerkparcs, die Normenanpassung der Kernreaktoren sowie die Förderung der erneuerbaren Garantien.

⁵³ „Energy prices and costs report“, SWD, 2014.

Für die Privathaushalte würde eine derartige **Preiserhöhung des Phänomen der Energie-Prekarität**, das 2014 mehr als jeden siebten europäischen Bürger und zwischen 3 und 6 Millionen Haushalte in Frankreich, d.h. bis zu 15 % der Bevölkerung unseres Landes betraf, noch verschlimmern. Konstant zunehmende Zahlen seit mehreren Jahren ⁵⁴.

Der **Produktionssektor** würde auf zweierlei Arten davon betroffen sein:

- Wenn die Verteuerung auf alle europäischen Länder zutrifft, werden alle Exporte außerhalb Europas benachteiligt. Die europäische Industrie umfasst zahlreiche Sektoren mit hohem Energieverbrauch (Stahlindustrie, Chemie, Papierindustrie). Diese leiden bereits unter einer negativen Wettbewerbsposition aufgrund gemeinsamer politischer Entscheidungen (Förderung der erneuerbaren Energien, Einführung von CO₂-Emissionsquoten, die größtenteils versteigert werden). Eine Steigerung der Gas- und Elektrizitätspreise im Zuge der Investitionen in die Netze würde diesen Nachteil noch verstärken.
- Wenn der Energiepreis in einigen EU-Ländern weniger stark ansteigt als in anderen, werden die französischen Unternehmen auf dem EU-Binnenmarkt benachteiligt sein. Bei der Elektrizität profitiert die französische Industrie von geringeren Netzkosten als mehrere ihrer europäischen Hauptkonkurrenten (jedoch höher als in Spanien oder Italien). Der allgemeine Verlust dieses Vorteils wäre umso nachteiliger für Frankreich, als sich ein großer Anteil der Exporte unseres Landes in der mittleren Preisklasse ansiedelt, deren Markt sehr preispfindlich reagiert.

Da die Notwendigkeit von Investitionen in die Netze feststeht, müssen die Kosten dieser Investitionen optimiert und ihre preisliche Auswirkung durch Einsparungen bei anderen Posten der Rechnung ausgeglichen werden.

Diese Notwendigkeit ist ein absolutes Muss für die einkommensschwachen Haushalte und für die Unternehmen mit hohem Energieverbrauch, die im internationalen Wettbewerb stehen.

Eine unabdingbare Optimierung der Investitionskosten

Die Regulierungsart der Netzbetreiber erlaubt ihnen selten, ausreichende **Liquiditätsreserven** anzuhäufen, um ihre Investitionen vollständig eigenzufinanzieren. Diese werden also durch **Kapitaleinlagen, durch Fremdkapital oder einer Kombination von beidem finanziert**. Wir schließen von vornherein die Subventionen aus dem Staatshaushalt oder der öffentlichen Gebietskörperschaften, die überall in Europa Sparzwängen unterliegen, aus.

⁵⁴ Siehe „La précarité énergétique, un chantier européen prioritaire“, M. Derdevet, Géoéconomie n°66, Août-Septembre-Octobre 2013 ; „Accès à l'énergie en Europe“, F. Bafoil, F. Fodor, D. Le Roux (dir.), 2014.

Um externe Finanzmittel anzuziehen, scheint es manchmal verlockend, die Kapitalrendite zu steigern, indem die Netzentgelte erhöht werden, um höhere Dividenden oder Zinsen zu bieten. Diese Lösung läuft dem Ziel zuwider, Preiserhöhungen für die Anwender der Netze zu vermeiden. Sie wird den Abschnitten mit spezifischen kommerziellen Risiken, wie z.B. den notwendigen Verbindungsleitungen zur Stärkung der Versorgungssicherheit, die bei Normalbetrieb nur schwach ausgelastet sind, vorbehalten bleiben.

Um hohe Investitionen zu tätigen und dabei die Preiserhöhungen gering zu halten, müssen die **Risiken für die Geldgeber reduziert werden**. Mehrere Vorkehrungen können dazu beitragen:

– **Eine Klärung und eine Stabilisierung der Vorschriften für die Netzbetreiber**, wenn diese nicht die gesamte, von den externen Kapitalgebern geforderte Transparenz haben. So wurden zum Beispiel die Texte zur Festlegung der Kompetenzen der Regulierungsbehörden zu einem Zeitpunkt verfasst, als das zentrale Ziel die Entwicklung des Wettbewerbs war, vor dem Hintergrund eines geringen Investitionsbedarfs. Heute ist eine Überarbeitung dieser Texte wünschenswert, da nunmehr die Verstärkung der Anlagen im Mittelpunkt steht.

– **Für einen Teil der Gelder der Kreditgeber könnte eine staatliche Garantie gewährt werden**. Obwohl eine Zahlungsunfähigkeit der Netzbetreiber angesichts des Monopolcharakters ihrer Tätigkeit höchst unwahrscheinlich erscheint, sind die Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Energiesektor insgesamt groß genug, um Befürchtungen seitens der privaten Investoren zu wecken. Durch die Reduzierung des eingegangenen Risikos würde auch der geforderte Risikoaufschlag geringer.

Diese beiden Maßnahmen ergänzen einander. Sie bleiben **unabhängig von anderen Vorkehrungen**, mittels denen die auf den Kapitalmärkten verfügbaren finanziellen Ressourcen in die Netzinfrastrukturen gelenkt werden, z.B. **durch Anleihen**, die von Betreiberverbänden, zwischengeschalteten Finanzstrukturen (BEI, CDC, KfW usw.) oder sogar von Staaten ausgegeben werden und die es ermöglichen, **den Betreibern Darlehen mit Vorzugszinsen zu gewähren**. Eine derartige Initiative sollte in einem kooperativen Rahmen, auf europäischer Ebene, oder zumindest innerhalb einer Gruppe von Ländern gestartet werden. Obwohl die europäische Kommission die Möglichkeit für Mechanismen in der Art von Staatsbeihilfen – wie Darlehensbürgschaften – offen gelassen hat, würde ein gemeinsames Vorgehen mehrerer Staaten deren Umsetzung vereinfachen ⁵⁵.

Eine Darlehensbürgschaft würde nur bei Zahlungsausfall Kosten für den Staatshaushalt bedeuten. Sie erscheint also für die europäischen Staaten vorteilhafter als das Prinzip der „Master Limited Partnership“, die in den USA als Anreiz für den Transport von Gas und Erdölprodukten eingeführt wurde.

⁵⁵ Die „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 für den Zeitraum 2014-2020“ vom 28. Juni 2014 (C 200/1) besagen in Absatz 207, dass die Beihilfen für Netzinfrastrukturen von Fall zu Fall geprüft werden.

Dabei handelt es sich um eine Körperschaftssteuerbefreiung für die Unternehmen, die ihre Gewinne vollständig wieder in diese Aktivität investieren. Dieses Prinzip macht große Kapitalsummen zu extrem niedrigen Kosten verfügbar.

Durch die Reduzierung der Kapitalkosten würde die Auswirkung auf den Preis für den Endverbraucher geringer gehalten. Drei weitere Überlegungen sind ebenfalls von Interesse, **um die Gesamtausgaben zu reduzieren:**

– Die **Ausführungsfristen:** Überall in Europa treffen die Projekte zur Modernisierung und Entwicklung der Energieinfrastrukturen auf lokale Hindernisse, starken Widerstand, sowohl seitens der Anwohner wie auch seitens der Standortschutzvereine. Wenn der Bau der Höchstspannungsleitung durch die Pyrenäen (zur Verdoppelung der Transitzkapazitäten zwischen Frankreich und Spanien ⁵⁶) mehr als 20 Jahre gedauert hat, dann ist das kein Sonderfall:

- . In Polen kann sich der Ersatz und die Modernisierung der Gasverteilernetze über sieben Jahre erstrecken,
- . In Deutschland wurden 2013 von den 1877 km geplanten Leitungen nur 94 km gebaut,
- . In Italien protestieren die öffentliche Meinung und die örtlichen Behörden gegen ein Öl-Pipeline-Projekt zwischen Basilicata und dem Hafen Taranto und gegen die Ankunft in Apulien der Gas-Pipeline TAP, die Griechenland mit Italien verbindet.

Überall führen die Proteste zu sehr langen Untersuchungsfristen, dann zu Rechtsmitteln und schließlich zu Behinderungen der Baustellen – drei Faktoren, die die Gesamtkosten der Projekte verteuern. Daher müssen alle Möglichkeiten zur Erleichterung der Findung eines lokalen Konsens bezüglich der Errichtung der Anlagen ausgeleuchtet werden, wobei von den positiven Erfahrungen in den Nachbarländern profitiert werden kann: technologische Lösungen (Steigerung der Leistungen der bereits bestehenden Leitungen), aber auch bessere Entschädigung für Belästigungen durch die Anlagen und Wandel der demokratischen Verfahren.

– **Relevanz der Investitionen:** Der Bedarf wird unter Berücksichtigung der für 2030 gesteckten Ziele geschätzt, aber bis dahin sind technologische oder organisatorische Neuerungen wahrscheinlich (Fortschritt bei der dezentralen Speicherung, bei der Verwaltung der Netze oder der Nachfrage). Die Vorsicht rät also, die Programme in regelmäßigen Abständen unter Berücksichtigung der neuen Optionen, die sich aufgrund der neuesten Innovationen oder Entwicklungen eröffnen, neu zu bewerten. Diese Überlegung wird durch ein Beispiel veranschaulicht: Die deutsche Erfahrung zeigt, dass eine regulatorische Änderung, welche die Betreiber des Elektrizitätssystems befugt, an bestimmten Tagen im Jahr die von den erneuerbaren Energien eingespeiste Leistung zu begrenzen, den Verstärkungsbedarf der Verteilernetze erheblich reduziert. Die Zahlenangaben sind aussagekräftig:

⁵⁶ Von 1400 MW auf 2800 MW, wobei das Ziel besteht, bis 2030 8000 MW zu erreichen.

Eine Reduzierung der eingespeisten Leistung um 5 % pro Jahr ermöglicht eine Reduzierung des Ausbau- und Verstärkungsbedarfs um knapp 50 %⁵⁷.

– **Die richtige Kostenallokation:** Damit ist die Umlage der Kosten auf ihre Verursacher gemeint. Dabei denkt man präziser an die Erweiterungen und die Verstärkungen von Netzen, die durch die Einspeisung von Elektrizität oder Gas aus erneuerbaren Energien notwendig werden. Je nach Land zahlen die Produzenten die Gesamtheit der entsprechenden Kosten („deep cost“, inklusive Anschluss bis zum nächsten Netz und der notwendigen Netzverstärkung) oder nur einen Teil davon („shallow cost“, wobei der Rest zu Lasten der Netzbetreibers geht). Der erste Fall richtet sich nach der wirtschaftlichen Doktrin, die empfiehlt, dass die Ausgaben von dem getragen werden, der sie auslöst. Das entspricht einem Signal für die richtige Lokalisierung, da die Projektentwickler dazu angeregt werden, Zonen mit einem dichten Netz zu bevorzugen. Im zweiten Fall werden sie die Standorte mit dem größten Gewinn aus der Produktion wählen und die manchmal beträchtlichen Netzausgaben von der Gesamtheit der Verbraucher tragen.

Die **Zusammenlegung der Studien und des Erfahrungsfeedbacks** zwischen willigen Ländern ist ein unersetzliches Element zur Vermeidung von Fehlern und zur Minimierung der Kosten. Die Arbeit, die das deutsch-französische Büro für erneuerbare Energien in diesem Sinne durchgeführt hat, ist eine ausgezeichnete Referenz, mit Programmen für einen Informationsaustausch, die von den öffentlichen Stellen der beiden Länder und von den wichtigsten Akteuren der Industrie festgelegt wurden. Die positive Zusammenarbeit zwischen der DENA (Deutsche Energie Agentur) und ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie), aus der schon bald eine Plattform für gemeinsame Aktionen hervorgehen könnte, verdient Bekanntheit und Anerkennung.

Um hohe Investitionen zu tätigen und dabei die Preiserhöhungen gering zu halten, müssen die Risiken für die Geldgeber reduziert werden. Die Klärung und die Stabilisierung der für die Netzbetreiber gültigen Regeln sind wünschenswert. Eine öffentliche Bürgschaft für einen Teil der Gelder könnte ebenfalls auf ein derartiges Ziel eingehen.

Durch die Reduzierung der Kapitalkosten würde die Auswirkung auf den Preis für den Verbraucher geringer gehalten. Drei Überlegungen zur Begrenzung der Gesamtausgaben sind von Interesse: Reduzierung der Ausführungsfristen, regelmäßige Neubeurteilung der Relevanz der Investitionen (insbesondere unter Berücksichtigung der technologischen Entwicklungen) und die richtige Allokation der Ausgaben (Umlegung der Kosten auf ihre Verursacher).

⁵⁷ BMWI, Moderne Verteilernetze für Deutschland, Forschungsprojekt N. 44/12, 12. September 2014.

Aufwiegen der kollektiven Gewinne mit den Kosten

Das oberste Ziel der Verstärkung der Energienetze betrifft **die Verbesserung der Versorgungssicherheit. Konkret handelt es sich um die Vermeidung von Lastabwürfen oder größeren Pannen** („Blackouts“).

Wie bei jeder vorbeugenden Politik ist es schwierig, die Kosten einer Störung, wenn sie ohne eine derartige Politik auftritt, abzuschätzen. Die europäische Kommission hat jedoch einige Zahlen aus diesbezüglichen Studien genannt⁵⁸. So hat sie eine kurze Unterbrechung der Stromversorgung in Deutschland auf **mehrere Milliarden Euro** geschätzt und daran erinnert, dass der Stopp der Gaslieferungen an die Länder Osteuropas im Jahr 2009 diese 1,65 Milliarden Euro gekostet hat. In den beiden Fällen werden die menschlichen Kosten nicht berücksichtigt (Haushalte ohne Heizung, in Zügen oder Aufzügen blockierte Personen). Die Kommission besteht auf der **Asymmetrie der Kosten**: eine Überinvestition in die Netze erhöht die Rechnung für den Verbraucher nur minimal, während eine Unterinvestition erhebliche Kosten im Pannenfall verursachen kann, auch wenn die Wahrscheinlichkeit gering ist.

Ein zweites Ziel betrifft die **kosteneffizienteste Lieferung, indem jederzeit die günstigste Quelle zugänglich ist**. Manche Länder sind heute dazu verurteilt, Kraftwerke mit hohen Produktionskosten zu betreiben, während andere, mit geringeren Kosten, abgeschaltet bleiben, weil die elektrischen Leitungen zwischen den Verbrauchszonen keine ausreichende Kapazität haben. Bei einer 12 Ländern, die 2008 untersucht wurden, betrug der entsprechende Verlust 3 Milliarden Euro.

Beim Gas wird davon ausgegangen, dass die britischen Verbraucher im Winter 2005-2006 Mehrkosten von ca. 2 Milliarden Pfund Sterling gezahlt haben, da sie keinen Zugang zu den auf dem Festland verfügbaren, billigeren Reserven als die lokale Produktion hatten. In einem geringeren Maßstab bleibt der Gaspreis in der südlichen Zone Frankreichs (PEG Süd) deutlich höher als in der nördlichen Zone (PEG Nord), da zwischen den beiden Zonen, die mit Importen unterschiedlicher Preise versorgt werden, keine Gasleitungen mit ausreichender Kapazität existieren.

Im Fall der intelligenten Ausrüstungen besteht das Ziel darin, den **Verbraucher in die Verwaltung des Systems einzubinden**, indem man ihm ermöglicht, seinen Verbrauch zu reduzieren („Löschung“), wenn die Produktionsbedingungen teuer sind, oder den Verbrauch auf günstigere Zeiten zu verschieben.

Mit einem zunehmenden Anteil von Elektrizität aus nicht programmierbaren Quellen, wie der Wind oder die Sonne, wird einem besser bewusst, wie sinnvoll es ist, die Echtzeit des Verbrauchs mit der **Echtzeit der Produktion zu koppeln**. Aber man versteht auch, dass der **erzielte Gewinn von der Präzision des vom Verbraucher empfangenen Signals abhängt**.

⁵⁸ „Staff Working Document SEC (2010) 1395 final“, Europäische Kommission, 2010. Siehe Kapitel 5 „Analysis of Impacts“ und insbesondere Seiten 35 ff.

Das Rollout der „intelligenten Zähler“, die dieses Signal präzise übertragen können, **wird in Europa gegen 2020 abgeschlossen sein**. Zu diesem Zeitpunkt dürften 17 % der Elektrizität aus Windkraft oder Photovoltaik stammen (12 % in Frankreich) ⁵⁹. Im darauf folgenden Jahrzehnt werden die europäischen Verbraucher dann ein Instrument besitzen, das ihnen die Möglichkeit zur Reduzierung ihrer Rechnung gibt. Die Simulationen in Europa und die Experimente in den USA lassen auf **Einsparungen zwischen 5 und 15 % bei einer durchschnittliche Rechnung schließen**. Im günstigsten Fall würden daraus auch geringere Verluste in den Netzen resultieren, die im Jahr 2020 um 9 % unter der Trendrate liegen würden, d.h. eine Einsparung von über 7,5 Milliarden Euro auf EU-Ebene.

Ohne diese Zukunft abzuwarten zeigen die bereits durchgeführten Experimente, dass die einfache Tatsache, dass ein Verbraucher seinen Verbrauch und die entsprechenden Kosten in Echtzeit kennt, bereits ein ausreichender Anreiz zur Reduzierung seiner Nachfrage ist. Ein in Amsterdam gemeinsam von den Gesellschaften NUON und IBM an 500 Kunden durchgeführter Test hat den Nutzen dieser Transparenz mit 200 € pro Haushalt und pro Jahr beziffert ⁶⁰.

- **Die potentiellen Einsparungen dank der Verbesserung der Versorgungssicherheit und des Zugangs zu den günstigsten Energiequellen scheinen unbestreitbar. Jedoch muss die angekündigte Einsparung durch den geringeren Verbrauch mit Vorsicht betrachtet werden. Die Einkommen der Netzbetreiber werden nämlich mehrheitlich unter Berücksichtigung der beförderten Energie berechnet. Wenn diese abnimmt, obwohl hohe Investitionen getätigt wurden, wird es notwendig sein, auf ein Entgeltssystem umzuschwenken, das den Leistungspreis (Fixanteil oder „Abonnement“ der Rechnung) stärker berücksichtigt. Diese Perspektive scheint bei den weiter oben genannten Bewertungen nicht berücksichtigt worden zu sein.**
- **Eine hohe Investition in die Netze veranlasst zur Hoffnung auf industrielle Gegenleistungen. Zahlreiche Schwellenländer werden vor einem Ausbaubedarf ihrer Netze stehen. Die technologischen Innovationen und das Know-how der Unternehmen, die an einem Ausbau- und Verstärkungsprogramm in großem Maßstab in Europa beteiligt sind, wird ihnen helfen, diesem Bedarf gerecht zu werden. Zwar mahnen die Missgeschicke der europäischen**

⁵⁹ „Renewable Energy Projections“, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, 2011. Siehe Seiten 97 (Frankreich) und 115 (EU).

⁶⁰ Das komplette Protokoll des Amsterdamer Tests ist auf der Website von NUON nicht mehr abrufbar, aber das Ergebnis wird in einer Mitteilung von IBM erwähnt: „Smarter meters: Better tools for tomorrow's energy“. Siehe auch das Dossier „Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency“ der europäischen Kommission, 2008.

Photovoltaik-Branche zur Vorsicht, da die Eigenschaft der Schwellenländer genau darin besteht, sehr schnell die neuen Technologien zu erwerben, aber die Chancen der europäischen Unternehmen wären noch geringer, wenn das Niveau der Investitionen in ihren Gebieten gering bliebe. Die Absatzmöglichkeiten werden einerseits die Ausrüstungen beinhalten (insbesondere für die Hochspannungs- und Gleichstromleitungen, die noch Forschungsarbeiten für die Entwicklung bestimmter Komponenten erfordern) und andererseits das Engineering im Zusammenhang mit den Smart Grids, insbesondere die Optimierung der Übertragungen und die Verwaltung der Nachfrage.

Die wirtschaftliche Kalkulation im Zusammenhang mit den Investitionen in die Netze enthält eine unzureichende oder schlechte Berücksichtigung einiger der wirtschaftlichen Vorteile, die aus diesen Investitionen resultieren.

Um die Investitionen in die Netze auf der Basis einer umfassenderen Kosten-Nutzen-Analyse zu beschleunigen, muss der Effekt der verhinderten Lastabwürfe und Blackouts, der Reduzierungen der Rechnung für die Unternehmen und die Haushalte in Verbindung mit der Nicht-Sättigung der Verbindungsleitungen und der industriellen Auswirkungen aufgrund der Entwicklung neuer „Branchen“ (Smart Grids, kohlenstoffarme Mobilität, Smart Cities) besser berücksichtigt werden.

Teil 3

**ZWÖLF VORSCHLÄGE
ZUR VERNETZUNG
DER EUROPÄISCHEN
ENERGIEN**

In den kommenden fünfzehn Jahren wird das Europa der Energie mit wesentlichen Herausforderungen auf den Gebieten der Versorgungssicherheit, der Anpassung an die Energiewende, der Finanzierung und der Wettbewerbsfähigkeit der Energiepreise für die Industrie und die Haushalte konfrontiert sein. Die Energienetze müssen im Mittelpunkt jeder globalen und stimmigen Behandlung dieser Problematiken stehen.

Das Ziel ist, zu einer **weltweit wettbewerbsfähigen europäischen Wirtschaft** beizutragen, die Wachstum und Arbeitsplätze schafft, und zwar heute (Investitionen in die Infrastrukturen) und morgen (Investition in die F&E) und gleichzeitig die Kosten der Energiewende dank der Verbindungsleitungen, dank gemeinschaftlicher Finanzierungen mit niedrigen Zinsen und dank einer übersichtlicheren, flexibleren und europäischen Regulierung zu senken.

Zu diesem Zweck sollten **drei Schwerpunkte** schnell untersucht oder verstärkt werden:

- Die **Erneuerung des Rahmens** der Versorgungssicherheit und der Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern,
- Die **regulatorischen Konvergenzen** und die finanziellen Innovationen, um die Investitionskosten zu optimieren,
- Die **Positionierung Europas als führende Kraft** bei der Innovation im Energiesektor, dank der Einrichtung von verstärkten Kooperationen bei F&E, Normen, Daten oder Mobilität.

Diese verschiedenen Initiativen müssen sich an den **gelingen Kooperationen** inspirieren und insbesondere die Ansätze bevorzugen, die auf dem Austausch zwischen Mitgliedstaaten, Regionen oder regionalen Gebietskörperschaften beruhen.

Die zwölf Vorschläge, die hier ausformuliert werden, sind, ebenso wie die **verschiedenen Herausforderungen, miteinander verflochten**:

- So ist die Annäherung der europäischen Regulierungen sehr eng mit einer Verstärkung der Zusammenarbeit zwischen den ÜNB verknüpft.
- Die Entwicklung der Verbindungsleitungen und der Investitionen in das Verteilnetz sind eng mit der Übersichtlichkeit des Tarifrahmens verbunden, der wiederum von der Regulierung abhängig ist.

→ **Die Gesamtheit der Vorschläge soll eine Dynamik in Bewegung bringen, um die Investitionskosten zu optimieren, ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, integrierte Märkte zu schaffen, um die Position Europas als führende Kraft bei der Innovation im Energiesektor zu behaupten.**

Die Erneuerung des Rahmens der Versorgungssicherheit und der Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern

Vorschlag Nr. 1: **Verstärkung der Koordinierungen bei der Versorgungssicherheit**

Ziele und Prinzipien

Seit einigen Jahren sind die **Befürchtungen bezüglich der europäischen Energieversorgung** wieder in den Vordergrund getreten, insbesondere nach der russisch-ukrainischen Gaskrise 2009. Und sie betreffen auch (erstaunlicherweise) die Elektrizität. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien und die Schließung der klassischen Kraftwerke **schaffen eine neue Karte der europäischen Produktionskapazitäten und der damit verbundenen Netze** und erfordern die Berücksichtigung des fluktuierenden Charakters der erneuerbaren Energien.

Die Herausforderung wird umso prägnanter, als der Stromverbrauch wegen der Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologien und der Umstellungen von anderen Energien, wie zum Beispiel bei den E-Fahrzeugen, zunehmen könnte ¹.

Folglich muss **Europa die Herausforderung der Versorgungssicherheit** – einer der Aspekte des **Energie-„Trilemmas“** (Versorgungssicherheit, akzeptabler Preis, kohlenstoffarme Energie) – komplett überdenken und eine Harmonisierung und eine gemeinsame Behandlung dieser Problematik fördern.

Ohne diese neue Aneignung der Frage durch Europa, das den optimalen Maßstab für ihre effiziente Behandlung darstellt, besteht die **Gefahr** einer **Entstehung verschiedenster, unkoordinierter Sichtweisen, die den europäischen Markt bedrohen und Mehrkosten** für die Verbraucher aufgrund vermeidbarer Überkapazitäten verursachen.

Eine verstärkte Koordinierung der Politiken zur Versorgungssicherheit ist daher von entscheidender Bedeutung.

Dabei stützt man sich auf Arbeiten, die bereits im Rahmen des Pentalateralen Energieforums ², der ENTSO und der ACER eingeleitet wurden. Es soll

¹ Obwohl die Elektrizitätsbilanz 2014 von RTE von einem Rückgang des Bruttoverbrauchs in den meisten europäischen Ländern im vergangenen Jahr berichtet, und zwar sowohl wegen der Wetterbedingungen oder der Krise als auch infolge der Energieeffizienz-Maßnahmen.

² Die Teilnehmer des Pentalateralen Energieforums sind Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande, Österreich und die Schweiz.

die Schaffung einer neuen, kostspieligen Struktur vermieden, sondern sich auf diese **verschiedenen Initiativen** gestützt werden, um die bislang unzureichend genutzten **Synergien zwischen den bestehenden Strukturen** zu nutzen.

Diese verstärkte Koordinierung verfolgt insbesondere folgende Ziele:

- Förderung einer gemeinsamen Methode für die Bewertung der Risiken im Zusammenhang mit dem Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und eine schnelle Verabschiedung der Spielregeln, die ein „Blackout“ vermeiden können ³,
- Organisation von Informationsaustausch über die voraussichtlichen Energiebilanzen der Mitgliedstaaten, über die Zehn-Jahres-Entwicklungspläne der Netze hinaus. Wie soll Europa nämlich strategische Ziele für in fünf, zehn oder 15 Jahren vereinbaren, ohne sich um die entsprechenden einzelstaatlichen Wege und die Auswirkungen der Entscheidungen der Mitgliedstaaten auf die gemeinsame Sicherheit zu kümmern?
- Ausarbeitung der gemeinsamen und konvergierenden Ziele bezüglich der Versorgungssicherheit, die die energiewirtschaftlichen Ausrichtungen der Mitgliedstaaten (Handelsperspektiven mit den Nachbarländern) und die entsprechenden Instrumente (z.B. die Kapazitätsmechanismen) berücksichtigen,
- Empfehlungen für gemeinsame Lösungen, die die einzelstaatlichen Souveränitäten bezüglich des Energiemix berücksichtigen,
- Bestimmung der vorrangigen Infrastrukturprojekte auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit und ihrer Ansprüche auf europäische Finanzierungen.

Erwartete Effekte

- Eine bessere Garantie der Versorgungssicherheit und eine Reduzierung des Risikoaufschlags.
- Verstärkte Integration der Märkte.
- Unterstützung der Konvergenz hin zu einem technisch-wirtschaftlichen Optimum.

³ Zur Erinnerung: von den zehn Netzkodizes, die im 3. Klima- und Energiepakets enthalten waren, war Ende 2014 noch kein einziger offiziell verabschiedet worden.

Vorschlag Nr. 2: **Verlängerung und Verdichtung der Kooperationen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern: Für europäische ÜNB**

Ziele und Prinzipien

Die Übertragungsnetze stehen im Mittelpunkt der Versorgungssicherheit und der Integration des europäischen Marktes dank der Verbindungsleitungen. Sie spielen eine **entscheidende Rolle für die Optimierung des Produktionsparks** und tragen zur **Verringerung der Energierechnung** bei.

Auch wenn die Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber reguliert sind, so tragen sie aufgrund ihrer Verantwortung bei der Versorgungssicherheit in großem Umfang zur **Ausarbeitung der Regulierung** bei. Aus ihrer Zusammenarbeit im Rahmen der beiden ENTSO sind auf diese Weise erhebliche Fortschritte hervorgegangen.

Jedoch bestehen zwischen den Ländern weiterhin starke Divergenzen. Die Betreiber haben oft unterschiedliche Aufgaben und somit auch unterschiedliche Preise.

Seit einigen Jahren vollziehen sich **Konsolidierungen** bei den Übertragungstätigkeiten, insbesondere von Elektrizität⁴. Dieser Hintergrund eröffnet Möglichkeiten für die **Bildung von europäischen ÜNB**, insbesondere mittels gekreuzter Beteiligungen. Dadurch würde eine Verwässerung ihres Kapitals oder sogar eine Kontrolle dieser Schlüssel-Infrastrukturen, die der europäischen Souveränität auf dem Gebiet der Energie unterliegen, durch außereuropäische Akteure vermieden⁵.

Réseau de Transport d'Électricité (RTE), das geografisch im Zentrum von 40 % der europäischen Interkonnektionen steht und das seit 15 Jahren aktiv an den europäischen Fortschritten mitwirkt⁶, kann der Dreh- und Angelpunkt dieser neuen Dynamik sein.

Es sind **Anpassungen des Rechtsrahmens** erforderlich. Sie müssen diese intensiveren Kooperationen auf pragmatischen und regionalen Grundlagen fördern, und zwar mit folgenden Zielen:

- Verbesserung der Planung und der Umsetzung der Verbindungsleitungen,
- Beitrag zur Kompatibilität der Instrumente für die Versorgungssicherheit (wie z.B. die Kapazitätsmechanismen), damit die ausländischen Kapazitäten berücksichtigt werden könnten, und zwar unter der Aufsicht der europäischen Energie-Agentur,

⁴ Erwerb von Transpower durch Tennet im Jahr 2009, von 50Hertz durch Elia im Jahr 2010.

⁵ State Grid Corporation of China (SGCC) hat 2014 25 % des portugiesischen Übertragungsunternehmens REN erworben, und 10 % des italienischen ÜNB TENA.

⁶ Gründung der Holding der Stromübertragungsnetzbetreiber (HGRT, der Capacity Allocating Service Company (CASC), von CORESO.

- Gemeinsame F&E-Leistungen,
- Beschleunigung der Einrichtung der Netzkodizes,
- Lockerung der Vorschriften für unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ITO) des dritten Pakets zum Energiebinnenmarkt ⁷, die die Länder, die sie verabschiedet haben, unter bestimmten Aspekten benachteiligen,
- Förderung der gekreuzten Beteiligungen zwischen ÜNB.

Erwartete Effekte

- Einrichtung eines industriellen Sockels, der förderlich für eine verstärkte europäische Regulierung und Standardisierung ist.
- Beschleunigung der Errichtung der Verbindungsleitungen, Anregung der mittelfristigen Investition.
- Reduzierung des Energiepreises durch eine bessere Allokation der Produktionsparks.
- Verstärkte europäische Souveränität bei den Übertragungsinfrastrukturen.
- Verstärkung der Innovationsleistungen.

⁷ Das dritte Energiepaket hat den Mitgliedstaaten, die keine eigentumsrechtliche Entflechtung der Gas- und Elektrizitätsübertragungsnetze vornehmen wollten, die Möglichkeit gegeben, sie in integrierten Unternehmen zu belassen, vorausgesetzt, es werden unabhängige Übertragungsnetzbetreiber geschaffen (ITO: Independent Transport Operator). Die ITO müssen sehr strenge Entflechtungsregeln beachten: Zertifizierung des ITO durch die Regulierungsbehörde, Einsetzung eines Compliance Officer, systematische Genehmigung der „sensiblen“ Verträge zwischen dem ITO und dem vertikal integrierten Unternehmen durch die Regulierungsbehörde, berufliche Inkompatibilitäten vor und nach der Ausübung des Amtes des Unternehmensleiters der ITO.

Vorschlag Nr. 3: **Förderung der grenzüberschreitenden Kooperationen zwischen Verteilnetzbetreibern**

Ziele und Prinzipien

Die Bedeutung der Verteilernetze wird **auf europäischer Ebene noch unterschätzt**. Jedoch werden sich die Herausforderungen der Zukunft auf ihrer Ebene stellen: Anschluss der dezentralen Energieproduktion (Windkraft, Photovoltaik, Biogas), Verwaltung der neuen Produktions- und Verbrauchsarten (E-Fahrzeuge, Eigenverbrauch), digitale Revolution (Verwaltung der von den intelligenten Zählern produzierten Daten), Koordinierung mit den Marktakteuren, deren Aktivitäten eine Auswirkung auf die Netze haben (Aggregatoren).

Die Prioritäten der Union müssen nunmehr auf das Rollout der intelligenten Energienetze gelenkt werden, d.h. auf die Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze bei Strom und auf die Mittel- und Niederdruckgasnetze bei Gas.

Es gibt gegenwärtig kein europäisches Instrument, das dieses ermöglicht. Die Fazilität „Connecting Europe“, die 2013 zur Ermittlung der Vorhaben von gemeinsamem Interesse eingeleitet wurde, hatte 248 Infrastrukturprojekte validiert, und nur zwei davon waren „Smart Grids“-Projekte. Ein einziges Projekt erhielt letztendlich die finanzielle Unterstützung der Union.

Man könnte in Erwägung ziehen, dass die europäische Kommission im Rahmen eines neuen Ansatzes von jetzt an die regionalen Kooperationsvorhaben auf dem Gebiet der Verteilung unterstützt und diese spezifisch fördert.

In diesem Sinne sind **grenzüberschreitende Initiativen zwischen VNB** wünschenswert. Sie würden zum Beispiel ermöglichen, alle Vorteile einer möglichen Kooperation zwischen dem Saarland und dem Kraftwerk Metz ⁸, oder rund um den Rheingraben, von Freiburg bis Karlsruhe, mit einem französischen Referenzpartner wie Électricité de Strasbourg zu nutzen.

Es sei auch das Demonstrationsprojekt CROME (Cross Border Mobility for Electric Vehicles) genannt, mit dem in der deutsch-französischen Region Oberrhein (Elsass und Moselle auf der französischen Seite, Karlsruhe bis Baden-Baden, Freiburg und Stuttgart auf der deutschen Seite) die Verwendung von E-Fahrzeugen dank interoperabler Ladeinfrastrukturen und eines grenzüberschreitenden Roamingsystems gefördert wird.

Das unter der Leitung des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und verschiedener Industriepartner ⁹ stehende Projekt ist ein erster Schritt hin zu einem System mit Standardsteckdosen, das zu einer Intensivierung der

⁸ Die deutsche Leitung von STEAG beabsichtigt eine erste deutsch-französische Verbindungsleitung auf Ebene der Verteilnetze, mittels der Wiederinbetriebnahme eines Interkonnektors 100 MVA/65 kV an der Grenze zwischen dem Saarland und Lothringen, was positiv zu einem neuen Ansatz bezüglich des grenzüberschreitenden Kapazitätsmarktes beitragen würde.

⁹ Insbesondere Bosch, Daimler, EDF, EnBW, Porsche, PSA, Renault, Schneider Electric, Siemens.

Privatinvestitionen in Ladeinfrastrukturen und zu einer Vergrößerung des Marktes beitragen wird. Die enge Einbindung der Stromverteilnetzbetreiber in eine derartige Initiative ist eine wesentliche Voraussetzung, denn sie ermöglicht die Entwicklung der Ladeverhalten, die mit dem korrekten Funktionieren des Elektrizitätssystems kompatibel sind. Dadurch wird die Integration der E-Fahrzeuge in das Netz und ihre Mitwirkung an der Energiewende erleichtert ¹⁰.

Bei Gas findet ein reger Austausch rund um Arbeitsabläufe, die Grundlagen der Gassicherheit und die Innovationen statt. Das Power-to-gas in Frankreich und in Deutschland und dessen Verbindung mit der Mobilität sind ein Beispiel dafür. Die notwendige Umstellung von L-Gas zu H-Gas im Norden Frankreichs, in Belgien, Deutschland und den Niederlanden, die am Ende der Ausbeutung des Groninger Felds stattfinden wird, stellt ebenfalls eine Möglichkeit für ein gemeinsames Arbeiten dar ¹¹.

Erwartete Effekte

- Beschleunigung der Annäherung der Normen und Regulierungen der Mitgliedstaaten.
- Steigerung der F&E-Leistung und Entwicklung von Synergien.
- Verstärkung des europäischen Energiemarkts.
- Entwicklung von europäischen Branchen und Partnerschaften.

¹⁰ Siehe Experiment in Berlin bezüglich der Speicherkapazität der parkenden E-Fahrzeuge, zur „Glättung“ der fluktuierenden EE-Produktionen.

¹¹ Die verschiedenen Gastypen bezeichnen unterschiedliche Zusammensetzungen und ihren unterschiedlichen Energiegehalt (dieser ist bei L-Gas niedriger).

Vorschlag Nr. 4: **Vermaschung der Pioniere der lokalen Energie-Governance. Gründung eines europäischen Forums der Gebiete**

Ziele und Prinzipien

Die **Akteure der Gebiete** spielen eine wesentliche Rolle für die Energiewende in Europa. Die europäischen und einzelstaatlichen Änderungsstrategien werden im Rahmen des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Verbesserung der Energieeffizienz und der Förderung der kohlenstoffarmen Verkehrsmittel zu einer **Erweiterung ihres Tätigkeitsgebiets** führen. Außerdem ist die Entwicklung der erneuerbaren Energien, die umfangreiche Investitionen in den ländlichen Gebieten schafft, ein hervorragender Hebel für das Überdenken und Vertiefen der Verbindungen zwischen Land und Stadt. Diverse Initiativen wie *Energy cities* oder das Netzwerk *100 % RES communities* verbinden bereits sinnvoll die Dynamik der Gebiete mit positiver Energiebilanz auf europäischer Ebene. Bereits 2008 unterzeichneten 350 europäische Kommunen den Konvent der Bürgermeister und verpflichteten sich damit zur prioritären Umsetzung des Energie- und Klimapakets.

In Frankreich sieht das Gesetz zur Energiewende für ein grünes Wachstum vor, dass 200 freiwillige Gebiete bei ihrem beispielhaften Vorgehen im Dienste des neuen, umweltfreundlichen französischen Energiemodells (Gebiete der Energiewende) gefördert werden.

In den letzten Monaten wurde der Austausch zwischen Gebietskörperschaften und Regionen Europas intensiviert und hat zu einem gegenseitiges Anhören und zur Teilung der bewährten Verfahrensweisen geführt.

Um einen bestmöglichen Nutzen aus dieser Fülle an Initiativen zu ziehen, die erzielten Ergebnisse bekannt zu machen und miteinander in Beziehung zu setzen, wären **„Partnerschaften“ zwischen europäischen Gebieten und Regionen** sinnvoll. Sie würden den Informationsaustausch über die eingeleiteten Energieprojekte und die bewährten Verfahrensweisen zur Beteiligung der Bürger erleichtern.

Aber man könnte auch die Einrichtung eines **europäischen Forums der Gebiete**, als eine ständige Struktur für den Austausch auf europäischer Ebene ins Auge fassen.

- In diesem Forum wären ein systematisches Erfahrungsfeedback und die Herauskrystallisierung von lokal initiierten, bewährten Praktiken möglich,
- Es würde die Überlegung über die lokalen Regulierungen und deren Verbindung mit den optimalen einzelstaatlichen und europäischen Regulierungen erleichtern. Denn damit sie gelingen, müssen die lokalen

Energiepraktiken der Gebiete auf die europäischen und einzelstaatlichen Politiken abgestimmt sein,

- Es würde ermöglichen, an den Herausforderungen der Akzeptanz im Zusammenhang mit den verschiedenen Energieprojekten zu arbeiten (Produktionsmittel, Ausbau von Netzen),
- Und es würde auch an den notwendigen Solidaritäten arbeiten, die in Verbindung mit der Energiewende zwischen den städtischen und den ländlichen Gebieten verstärkt werden müssen.

Dieses Forum könnte an eine europäische Institution angelehnt werden (Ausschuss der Regionen Europas oder Europäischer Wirtschafts- und Sozialausschuss).

Erwartete Effekte

- Beschleunigung des Erfahrungsfeedbacks und Verbreitung der lokalen Innovationen, insbesondere bezüglich der öffentlichen Debatten und der Bürgerinitiativen.
- Beschleunigung der Umsetzung der Investitionen von allgemeinem Interesse mit Auswirkungen auf lokaler Ebene.
- Lenkung der Allokation der Finanzierungen in Richtung der effizienten lokalen Modelle.

Förderung der regulatorischen Konvergenzen und der finanziellen Innovationen

Vorschlag Nr. 5: Förderung einer Koordinierung der Regulationen, die Planungssicherheit und Anreize bietet

Ziele und Prinzipien

In den nächsten fünfzehn Jahren werden Investitionen in Höhe von mehreren hundert Milliarden in die Verteil- und Übertragungsnetze für Gas und Elektrizität erforderlich sein. **Die Kapazität der Netzbetreiber, diese Investitionen zu tätigen** – und zwar zu geringen Kosten – **hängt direkt von der Regulierung ab**, die insbesondere den Tarifrahmen dieser nicht im Wettbewerb erbrachten Aktivitäten bestimmt.

Die **Anpassung** des Rechtsrahmens ist notwendig, um die Kosten der Energiewende zu reduzieren. Das gleiche gilt für seine **Stabilität**, um den Investoren eine langfristige Planungssicherheit zu geben und das private Kapital effizient zu mobilisieren. Die Verstärkung der Verbindungsleitungen in Europa hängt somit nicht nur von der bloßen Mobilisierung von öffentlichen oder privaten Geldern ab. Sie setzt auch eine **Verbesserung der Koordinierung zwischen den einzelstaatlichen Regulierungsbehörden¹² und die Klärung/Vereinfachung der behördlichen Genehmigungsfristen voraus**.

So ist das Betreiben der Netze zum Beispiel eine **Tätigkeit mit Fixkosten**, während die Preise häufig einen **größeren variablen Anteil**, je nach transportierter Energiemenge, und einen **geringeren Fixanteil** mit dem Leistungspreis beinhalten. Ein **Ausgleich dieser beiden Anteile** würde ein Signal für die Investoren darstellen, insbesondere vor dem Hintergrund des steigenden Eigenverbrauchs, bei dem das Netz eher eine Notfunktion als eine Versorgungsfunktion haben könnte. Aber der Rechtsrahmen könnte auch an die **F&E-Leistungen** und an die Entwicklung **innovativer Lösungen** angepasst werden.

Eine Konvergenz der Regulierungen rund um Schwerpunkte, die von den Akteuren zu bestimmen ist, würde dazu beitragen, einen **belastbaren Entgeltrahmen** zu schaffen, der den Netzbetreibern einen Einkommenssockel garantiert, die Integration der neuen Innovationen ermöglicht und die Netzentgelte der verschiedenen Länder einander annähert. Derartige

¹² Heute wirft die Vielzahl der Regulierungsbehörden Entscheidungsprobleme auf (wie sollen die Kosten zwischen den Anwendern auf beiden Seiten von Grenzen verteilt werden) und Unsicherheiten auf (wenn nach dem Bau einer Verbindungsleitung die Regulierungsbehörde eines Landes die Bedingungen für die Neuverteilung der Kapazitäten unilateral ändert).

Ausrichtungen würden dazu beitragen, die sogenannte „**Bankability**“, d.h. den Umfang der von den Banken zur Verfügung gestellten Finanzierungen und die Dauer der Darlehen zu erhöhen.

Die folgenden Entwicklungen könnten als Arbeitsansätze in Betracht gezogen werden:

- Mehr Kompetenzen und Mittel für die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER),
- Verstärkte Kooperationen zwischen den einzelstaatlichen Regulierungsbehörden,
- Staatliche Bürgschaft für einen Teil der Gelder der Kreditgeber,
- Anreiz für die richtige Lokalisierung der Produktionsmittel im Netz, um den Verstärkungsbedarf einzuschränken,
- Erlaubnis für die Netzbetreiber, die von den erneuerbaren Energien eingespeiste Energie vorübergehend zu begrenzen, um die Aufnahmekapazitäten für diese Ressourcen im Netz zu erhöhen,
- Erhöhung des Anteils des Leistungspreises an den Strompreisen,
- Berücksichtigung der F&E-Investitionen in den Aufwendungen der Netzbetreiberunternehmen.

Erwartete Effekte

- Erhöhung der Netzinvestitionen.
- Beschränkung der Kosten für die Anwender.
- Erleichterung des Ausbaus der erneuerbaren Energien durch die Erhöhung der Aufnahmekapazitäten.
- Begrenzung der Mitnahmeeffekte.

Vorschlag Nr. 6: **Schaffung eines Investmentfonds für die Gebiete, die von den strategischen Infrastrukturen durchquert werden**

Ziele und Prinzipien

Seit mehreren Jahren stoßen die Energieinfrastrukturprojekte, vor allem Projekte für die Übertragung von Elektrizität, auf **Akzeptanzprobleme bei der Bevölkerung in der Nachbarschaft** dieser neuen Anlagen. Diese Infrastrukturen von allgemeinem Interesse bringen diffuse Vorteile für ein ganzes Land oder für Europa, schaffen aber konzentrierte Nachteile in begrenzten Zonen, die weder ihr Interesse noch ihre Rechtfertigung sehen.

Folglich erfordert die Durchführung eines Projekts **beinahe systematisch mehrere Jahre Konzertierung und Gerichtsverfahren**, was zu einer Verlängerung der Ausführungsfristen und zu einer Verteuerung der Kosten führt. Diese Hindernisse führen nunmehr häufig dazu, dass die **Leitungen erdverlegt werden** und verursachen damit Kosten, die sieben bis acht Mal höher sind als für Freileitungen. Der berechtigte Wunsch der örtlichen Bevölkerungen nach Bewahrung der Landschaft bringt somit hohe Mehrkosten für die Gemeinschaft mit sich. Ist die Verzögerung auch schwer in wirtschaftlichen Zahlen auszudrücken, so ist die Anpassung des Transportnetzes an die neuen Anforderungen der Versorgungssicherheit und der Entwicklung der erneuerbaren Energien ein zentrales Thema.

Die Einrichtung eines **europäischen Investmentfonds** könnte diese Mehrkosten reduzieren, die Ausführungsdauer der Projekte beschleunigen und die Aktivität der betroffenen Gebiete mit Hilfe von Investitionen des Fonds dynamisieren. Ein derartiger Fonds sollte:

- In Projekte investieren, deren Träger die betroffenen Gebiete sind und die auf eine Dynamisierung ihrer Wirtschaftsaktivitäten oder eine Verdichtung ihrer öffentlichen Einrichtungen abzielt,
- Die Investition von einer Verkürzung der Konzertierungsfristen und den Verzicht auf Rechtsmittel seitens der betroffenen Körperschaften abhängig machen,
- Die Investition von der Genehmigung durch alle vom Projekt durchquerten Gebietskörperschaften und durch ein lokalen Volksentscheid abhängig machen,
- Auf die Entwicklungen der weiter oben genannten lokalen Governance (siehe Vorschlag Nr. 4) abgestimmt sein,
- Sich als territoriale Partei an den Juncker-Plan zur Finanzierung der Infrastrukturen anlehnen,

– Auch die nicht grenzüberschreitenden Leitungen betreffen, wenn diese für Europa von Vorteil sind (wie z.B. die Höchstspannungsleitungen zwischen Nord- und Süddeutschland).

Erwartete Effekte

- Verkürzung der Ausführungsfristen für Übertragungsleitungen.
- Reduzierung der Kosten der Übertragungsinfrastrukturen.
- Wirtschaftliche Dynamisierung der Gebiete, die von den Übertragungsleitungen durchquert werden.
- Verstärkung der Versorgungssicherheit.
- Verstärkung der Integration der europäischen Energiemärkte.

Vorschlag Nr. 7: **Wiedereinführung einer langfristigen Perspektive bei den Finanzierungen**

Ziele und Prinzipien

Zwar kann die Verbesserung des Rechtsrahmens zur Erleichterung der Investitionen in die Netze und zur Begrenzung der Kosten beitragen, aber angesichts der Höhe der Beträge sind **zusätzliche Hebel unverzichtbar**. Diesbezüglich stellt der **Juncker-Plan**, der unter anderem die Finanzierung strategischer Energieinfrastrukturen vorsieht, einen großen, aber nicht ausreichenden Fortschritt dar. Zumal dieser nicht zur *Connecting Europe Facility* und zum Programm Horizon 2020 hinzugefügt wird, sondern im Gegenteil deren Finanzierungsrahmen als Bürgschaft verwendet.

In Zeiten niedriger Zinsen, insbesondere im Vergleich zur Rendite der Energieinfrastrukturen, ist eine **Erhöhung der öffentlichen Investition** sowohl eine finanzielle Chance für die Staaten als auch eine industrielle und strategische Herausforderung. In Verbindung mit der genannten Verbesserung der preislichen Planungssicherheit kristallisiert sich damit eine **Aussicht auf eine langfristige Vergütung und eine Belebung der Wirtschaftstätigkeit** heraus. Und das laut IWF bei einer hohen Multiplikatorwirkung auf die Haushalte aufgrund derzeit schwacher makroökonomischen Rahmenbedingungen.

Hier zeichnet sich eine Synergie ab zwischen:

- niedrigen Zinsen,
- Aussichten auf eine langfristig stabile Vergütung,
- Multiplikatorwirkungen der Investitionen auf die Infrastrukturen,
- strategische Interessen der Mitgliedstaaten und Europas.

Ein derartiges Programm sollte insbesondere die **kurzfristige Realisierung der kritischen Infrastrukturen** zum Ziel haben, die mittels der verstärkten Koordinierungen auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit definiert werden (siehe Vorschlag Nr. 1). Es sollte auch auf den Juncker-Plan abgestimmt sein, um dessen Dynamik zu verstärken.

Die beabsichtigten Maßnahmen könnten folgendes beinhalten:

- Abschreibung der Investitionen in die Energieinfrastrukturen bei der Berechnung der Haushaltsdefizite,
- Schaffung eines europäischen Sparbuchs, das auf die Energieinfrastrukturen ausgerichtet ist,
- Schaffung eines deutsch-französischen Fonds für die Finanzierung der Infrastrukturen und der Vorhaben mit gemeinsamem Interesse (F&E), unter der Leitung der *Caisse des Dépôts* und der Kreditanstalt für Wiederaufbau,

– Entwicklung des Inhalts von Solvency II (Anpassung der Finanzregulierung), um nicht mehr die gleichen Kapitalanforderungen an Infrastrukturen, Private Equity und Hedge Funds zu stellen.

Erwartete Effekte

- Beschleunigung bei der Realisierung der strategischen Infrastrukturen.
- Reduzierung der Kosten der Infrastrukturen.
- Unterstützung der Wirtschaftstätigkeit.
- Langfristige Vergütung der Staaten.
- Integration des europäischen Energiemarkts.

Positionierung Europas als führende Kraft bei der Innovation im Energiesektor

Vorschlag Nr. 8: **Gemeinsame europäische F&E-Leistungen bei den intelligenten Netzen**

Ziele und Prinzipien

Angesichts der Herausforderungen im europäischen Energiesektor spielen die Forschung und Entwicklung eine entscheidende Rolle, sowohl für die Integration der erneuerbaren Energien und insbesondere ihrer Fluktuation, als auch um den Anwendern neue Dienste bereitzustellen und die Kosten der Energiewende zu senken. Diese europäischen Herausforderungen stehen vor dem Hintergrund eines starken internationalen Wettbewerbs, während viele Länder (China, USA, Japan) massiv investieren, um die Innovationen im Energiesektor, insbesondere bei den Netzen, anzuregen.

Die europäischen F&E-Budgets bleiben jedoch gering, in realen Zahlen auf dem Niveau von 1980. Außerdem laufen zahlreiche, uneinheitliche und kleine Projekte. Europa hat in Form des SET Plan und der EEGI ¹³ bereits Strukturen zur Koordinierung und Begleitung seiner F&E-Initiativen eingerichtet, diese aber weder mit den Mitteln noch mit der Größe, die für die Herausforderungen erforderlich wären, ausgestattet ¹⁴.

Damit Europa seinem Anspruch im Energiesektor gerecht werden kann, ist es absolut notwendig, seine Investition in die Forschung und Entwicklung zu erhöhen und seine diesbezüglichen Initiativen zu rationalisieren.

Es besteht kein Bedarf nach tiefgreifenden Umwälzungen, **man braucht sich nur auf die bestehenden Strukturen zu stützen und ihnen die erforderlichen Größen und Mittel zu geben**. Für die zukünftigen Entwicklungen ist de facto ein internationaler Ansatz erforderlich.

Um der Forschung und Entwicklung bei den Netzen eine neue Dynamik zu verleihen, wäre insbesondere Folgendes notwendig:

- Feedback der zahlreichen Smart Grid-Demonstrationsprojekte, um zu ermitteln, welche Projekte und Technologien rasch für **umfangreichere Versuche in Frage kommen**,

¹³ Strategieplan für Energietechnologien (SET) und European Electricity Grid Initiative (EEGI).

¹⁴ Stellungnahme zur Bekanntmachung der Kommission für das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen „Technologies et innovation énergétiques“ - COM(2013) 253 final, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Wirtschafts- und Sozialausschuss, 2013

- Bündelung der europäischen F&E-Leistung rund um **vier Prioritäten**: Hochspannungsgleichstrom (HVDC), Smart Grids, Speicherung und saubere Mobilität,
- Dementsprechende Erhöhung der Budgets des SET Plan und der EEGI, um bei den Volumen der F&E in die Netze auf das Niveau unserer internationalen Konkurrenten zu kommen,
- Aktivierung eines umfangreichen spezifischen Programms (Typ Apollo) für die Speicherung der Energie, um deren Kosten zu senken und die „Use case“ herauszuarbeiten,
- Integration der F&E-Ausgaben in die von den einzelstaatlichen Regulierungsbehörden festgelegten Verteil- und Übertragungstarife,
- Einrichtung eines Netzwerks mit europäischen Laboratorien und Instituten im Energiesektor, in Anlehnung an das gelungene Beispiel des deutsch-französischen Zentrums European Institute for Energy Research (EIFER),
- Verstärkung der europäischen Präsenz in der ISGAN (Energy Agency (IEA) Implementing Agreement for a Co-operative Programme on Smart Grids).

Erwartete Effekte

- Positionierung Europas als führende Kraft bei der Innovation.
- Reduzierung der Investitionskosten in die Netze im Zusammenhang mit der Energiewende, der Versorgungssicherheit usw.
- Erschließung neuer internationaler Märkte.
- Verstärkung der Verbindungen zwischen Industrie, Universitäten und Forschungsinstituten.

Vorschlag Nr. 9: **Verstärkung der europäischen Normierungsbemühungen**

Ziele und Prinzipien

Die Herausforderungen der Normierung betreffen ebenso die Versorgungssicherheit und die Integration der europäischen Energiemärkte wie die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Unternehmen im globalen Wettbewerb.

So verhindern zum Beispiel im Erdgassektor die unterschiedlichen Normen bei der Odorierung die Umkehrlieferungen (*reverse flows*) zwischen Frankreich und Deutschland, und beeinträchtigen damit die Integration der Gasmärkte und möglicherweise die Versorgungssicherheit.

Der gemeinschaftliche Ansatz greift jedoch gegenwärtig kaum durch, vor allem bei den Verteilernetzen. Bei den Ausrüstungen **schränkt die Vielfalt der Normen zwischen den europäischen Staaten die Aussichten auf ein Rollout neuer Technologien deutlich ein und bremst die internationale Strategie der europäischen Unternehmen.**

Jedoch ist die Normierung ein **mächtiger Faktor für die Beschleunigung der Energiewende und für Größenvorteile** und trägt zur Verbesserung des Handelsbeziehungen zwischen den europäischen Ländern bei. Außerdem sollten wegen der steigenden Bedeutung der Informations- und Telekommunikationstechnologien im Energiesektor die Normierungskooperationen mit dem European Telecommunications Standards Institute (ETSI) gefördert werden. Aufgrund seiner internationalen Struktur ist das ETSI nämlich in der Lage, Normen für den Energiesektor vorzuschreiben, der bisher bei seiner Normierung auf einer einzelstaatlichen wenn nicht sogar teilstaatlichen Ebene geblieben ist.

Die Herausforderung der Normierung benötigt einen **starken politischen Impuls für eine Verstärkung der Zusammenarbeit** zwischen Industrie und Forschung, insbesondere bei den neuen Smart Grid-Projekten. Europa darf nicht mehr damit zufrieden geben, nur über „Bottom up“ und „Interoperabilität“ zwischen den Mitgliedern nachzudenken. Wie die großen Global Player muss es sich zum strategischen Ziel machen, gemeinsame Normen festzulegen und zu verallgemeinern, die Europa zur führenden Kraft auf dem Gebiet der intelligenten Netze machen.

Angesichts der derzeitigen Schwäche der europäischen Strukturierung muss der **Ansatz pragmatisch sein, sich auf bilaterale Zusammenarbeiten stützen**, insbesondere auf die deutsch-französischen Zusammenarbeiten.

Dazu könnte Folgendes ins Auge gefasst werden:

- Institutionalisierung eines Netzwerks europäischer Laboratorien unter der Leitung des Joint Research Center (JRC),

- Ein klarer und einheitlicher europäischer Rahmen für die Normierungsarbeiten, unter der Leitung einer einzigen Generaldirektion der Kommission, der GD Energie, und einem einzigen Auftrag. Alle bestehenden europäischen Normierungsinstanzen müssten dann zu einer gemeinsamen, von der Union getragenen Strategie beitragen,
- Bevorzugung der Normierungsarbeiten in Verbindung mit den Kommunikationsprotokollen und der Cybersicherheit, die sowohl für den Schutz der Grundfreiheiten wie auch für die weltweite Führungsrolle von strategischer Bedeutung sind,
- Förderung der Partnerschaften zwischen Ausrüstungsherstellern, insbesondere deutsch-französische Partnerschaften ¹⁵, um den Zusammenhalt bei der Normierung und der Entwicklung von gemeinsamen grenzüberschreitenden Projekten rund um die Smart Grid zu verstärken,
- Einrichtung einer europäischen F&E zur Vorbereitung der Normierung,
- Abstimmung der Normierungsherausforderungen im Vorfeld des Starts der zukünftigen SET Plan und EEGI,
- Verstärkung der Zusammenarbeit mit dem ETSI, insbesondere im Hinblick auf den transatlantischen Handel (TTIP).

Erwartete Effekte

- Steigerung der Interoperabilität der Ausrüstungen.
- Reduzierung der Kosten der Ausrüstungen.
- Beschleunigung der Innovation im Energiesektor.
- Verbesserung der Positionierung Europas im globalen Wettbewerb.
- Verstärkung der Versorgungssicherheit.
- Beschleunigung der Energiewende.

¹⁵ Siehe Memorandum of Understanding, Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie (ZVEI) und Groupement des Industries de l'Equipeement Electrique, du Contrôle-Commande et des Services Associés (Gimélec), 2012.

Vorschlag Nr. 10: **Schaffung einer europäischen Plattform der Energiedaten**

Ziele und Prinzipien

Mit dem Rollout der Smart Meter und der Einführung der vernetzten Objekte werden die **verfügbaren Daten exponentiell anwachsen**. Die Technologien für die Nutzung dieser Daten (*Big Data*) machen ständig neue Fortschritte und **eröffnen neue Perspektiven für das Energiesystem**.

Die **Softwareentwicklung** wird auf mehreren Ebenen eine Rolle spielen, bei den Smart Grids, bei der Optimierung der Investitionen, bei der Steuerung durch den Staat und die Gebietskörperschaften ihrer Energiepolitiken oder ihrer Politiken zur Bekämpfung der Energie-Prekarität. Es ist entscheidend, dass sich Europa proaktiv mit diesem Thema beschäftigt, denn es geht sowohl um die **Cybersicherheit** wie auch um die **Wettbewerbsfähigkeit** unserer Industrie und ihre Kapazität, die Normen und Techniken der Zukunft zu errichten. Wie der europäische Kommissar Pierre Moscovici zu Recht betonte: „Der digitale Sektor ist ein wesentlicher Hebel für das Wachstum der Zukunft; das ist einer der innovativsten Sektoren in Europa.“¹⁶

Es könnte ein deutsch-französischer Impuls mit der Einrichtung einer **Plattform für Energiedaten** gegeben werden. Es sind mehrere Arten der Organisation und der Umsetzung möglich, wobei es jedoch darum geht, den **Verteilnetzbetreibern, den öffentlichen Versorgungsunternehmen** wegen ihrer Funktion bei der Sammlung und Verarbeitung der Daten und wegen des sensiblen Charakters dieser Daten, eine **zentrale Rolle zu geben**. Außerdem interagieren die VNB unabhängig mit allen Akteuren des Systems, von den Gebietskörperschaften über die Privatkunden bis hin zur Industrie (der Energie wie auch der Informationstechnologien).

Derartige Initiativen würden auch die Kontrolle der Regulierungsbehörden bezüglich Datenschutz sowie für die Definition von Instrumenten zur Entwicklung von Geschäftsmodellen beinhalten. Diese Plattform könnte verschiedene Aufgaben auf regionaler Ebene erfüllen, bevor sie europaweit ausgedehnt wird:

- Sicherung der Daten der europäischen Anwender, sowohl gegenüber Cyberangriffe wie auch im Hinblick auf ihre vertrauliche Behandlung bei ihrer weiteren Nutzung,
- Verstärkung einer europäischen Standardisierung der Daten und ihrer Verarbeitung, nach dem Vorbild des CIM¹⁷ oder der Green Button Initiative in Nordamerika¹⁸,

¹⁶ „ Pour une Europe de l’investissement “, rapport au Premier Ministre, S.37, 2014.

¹⁷ Das von ENTSO-E entwickelte Common Information Model soll kompatible und zugelassene Datenaustauschformate garantieren.

¹⁸ Die industrielle Initiative Green Button geht auf den Wunsch des Weißen Hauses ein, den Verbrauchern einen einfachen und gesicherten Zugang zu ihren Energiedaten zu geben.

- Einrichtung einer Datenmarktplattform nach dem Vorbild von Amadeus ¹⁹, zum Beispiel im Hinblick auf die Entwicklung der Verbrauchsreduzierung und allgemeiner der Smart Grids,
- Einrichtung eines *Open Data* Portals für die Basis-Energiedaten,
- Einrichtung von vernetzten Gründerzentren, die die Entwicklung von Start-ups und der damit zusammenhängenden Geschäftsmodelle fördern,
- Einrichtung eines gemeinsamen Forschungszentrums, das sich auf die *Big Data* Verarbeitung, die Cybersicherheit und den Schutz der persönlichen Daten konzentriert.

Erwartete Effekte

- Entwicklung einer europäischen *Big Data* Branche.
- Sicherung der Daten.
- Beschleunigung der Entwicklung von innovativen Lösungen und ihrer Geschäftsmodelle.
- Verstärkung des europäischen Energiemarkts.
- Optimierung der Steuerung der Investitionen und des Asset Managements.
- Bessere Steuerung der Produktion und des Verbrauchs.

¹⁹ Amadeus ist ein Unternehmen für die Bearbeitung der Reservierungen für die Reiseindustrie, das 1987 von Air France, Iberia, Lufthansa und SAS gegründet wurde. Es ist heute Marktführer in seiner Branche.

Vorschlag Nr. 11: **Schaffung der europäischen Korridore der innovativen Mobilitäten**

Ziele und Prinzipien

Die **Entwicklung von sauberen Fahrzeugen** ohne CO₂-Ausstoß ist ein Schlüsselfaktor für das Erreichen der europäischen Energie- und Klimaziele und trägt zur Reduzierung des Anteils der Erdölprodukte am Endverbrauch (heute 35 %) bei.

Das Umfeld ist gegenwärtig günstig: **die Autonomie der E-Fahrzeuge dürfte 2020 bei 300 km liegen und 2030 bei 500 km**, und die Anzahl der E-Fahrzeuge in Europa dürfte damit auf 30 Millionen steigen. Eine kürzlich erlassene Richtlinie achtet auf die Interoperabilität der Ladesysteme ²⁰.

Diese Entwicklung wird eine **signifikante Auswirkung auf die Elektrizitätsverteilnetze** haben, die entsprechend dieser Gebrauchsumstellungen verstärkt werden müssen.

Für die Fahrzeuge, die mit komprimiertem Erdgas (CNG) fahren, besitzt Frankreich heute 350 Tankstellen (für 14.000 Fahrzeuge), Italien 1.000 (für 850.000 Fahrzeuge) und Deutschland plant bis 2020 die Bereitstellung von 1.300 Tankstellen (für einen voraussichtlichen Park von 1,4 Millionen Fahrzeugen). Aber mit der Verfügbarkeit von Bio-Autogas kann die Kreislaufwirtschaft mit der Entwicklung von Schwer- oder Leichtfahrzeugen, die diese Technologie nutzen, konkrete Gestalt annehmen.

Eine der derzeitigen Blockaden dieser neuen Mobilitäten ist die **begrenzte Anzahl von Ladestationen und Tankstellen** und die damit zusammenhängende Befürchtung der zukünftigen Käufer, viel Autonomie zu verlieren. Umgekehrt ist es verständlich, dass die Ladestationen nicht eingerichtet werden, solange es nur wenig Fahrzeuge gibt. Diese Unentschlossenheit zwischen „dem Huhn und dem Ei“ nimmt in Europa eine problematische Form an und treibt einen Keil zwischen den politischen Ehrgeiz, den Wunsch der Bürger und die Verzögerung bei deren Verwirklichung.

Insbesondere bei den E-Fahrzeugen verweist die Herausforderung der langen Strecken auf das Rollout von Schnellladestationen, an denen ein Fahrzeug in wenigen Minuten aufgeladen werden kann. Diese Stationen haben **extreme Auswirkungen auf die Bemessung des Stromnetzes**.

Eine Planungssicherheit beim Rollout der Ladestationen, oder in der Zukunft der CNG-Tankstellen oder sogar der Wasserstofftankstellen ist eine wesentliche Voraussetzung für die Lenkung der Investitionen. Diese Korridore könnten vom Gasnetz der europäischen Länder profitieren, um den Weg hin zu einer sauberen Mobilität mit gemischten Lösungen zu gehen.

²⁰ Richtlinie AFI („Alternative Fuels Infrastructure “), Amtsblatt der europäischen Union, 28. Oktober 2014.

In diesem Zusammenhang **würde die Schaffung von „europäischen Korridoren der innovativen Mobilitäten“ ein starkes Signal** an die Verbraucher und die Fahrzeug- und Energieunternehmen senden.

Es würde dabei darum gehen, 70.000 km europäische Autobahnen in beiden Richtungen alle 80 km mit Ladestationen, d.h. mit 1.750 Stationen zu versehen ²¹.

Allein für die elektrischen Stationen würden sich die geschätzten Kosten eines derartigen großen europäischen Projekts, das alle europäischen Bürger betreffen würde, auf 450 Millionen Euro belaufen ²².

Diese „**grünen Autobahnen**“ würden es ermöglichen, mit einem kohlenstoffarmen Auto in einem Stück von Polen nach Portugal, von Großbritannien nach Griechenland zu fahren.

Sie würden außerdem einen **Planungsrahmen** für die Investitionen der VNB an diesem Netz bieten und die F&E auf dem Gebiet der Batterien der E-Fahrzeuge für das Funktionieren des Netzes dynamisieren.

Diese Korridore können schließlich neue Perspektiven für den Frachtverkehr eröffnen, zum Beispiel mit E-Lastwagen, die ihre Batterien beim Fahren, über Oberleitungen aufladen, wie dies in Deutschland experimentiert wird.

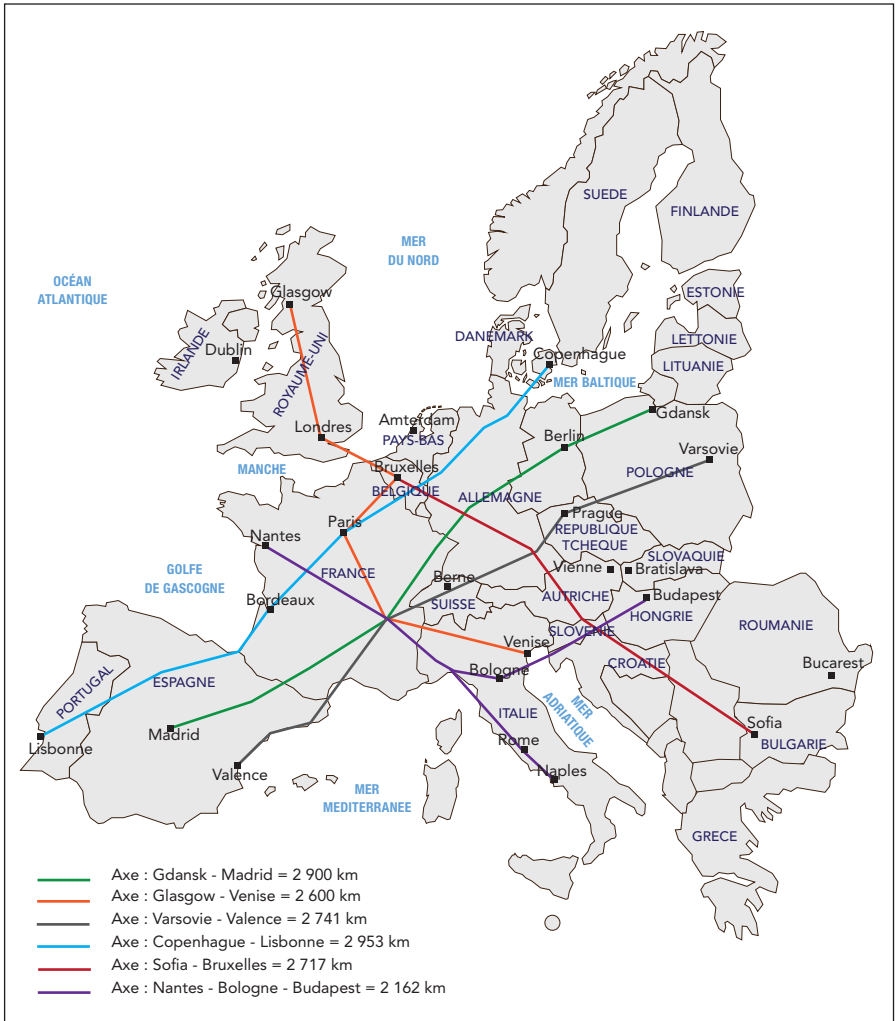
Erwartete Effekte

- Dynamisierung der innovativen Mobilitäten, mit der Wahrnehmung der Anwender, dass lange Strecken möglich sind.
- Verstärkung der Investition in die Mobilität mit Erdgas oder Wasserstoff.
- Beschleunigung der Gebrauchsumstellungen.
- Optimierung der Investitionen in die Verteilernetze.
- Entwicklung der europäischen Industrien für Ladestationen.
- Europäische Standardisierung der Ladestationen.
- Reduzierung des Erdölverbrauchs.
- Reduzierung der Feinstaubbelastung.

²¹ Zu vergleichen mit den 60.000 Benzintankstellen, die derzeit in Europa in Betrieb sind.

²² Auf diesen Korridoren kann man davon ausgehen, dass 60 % der Fahrten Vielfahrer betreffen würden, 40 % der Anwender würden sich mit einer lokalen Zusatzladung zufrieden geben; jede Station würde also vier Schnellladestationen und zwei beschleunigte Ladestationen für einen Einzelpreis von je 260.000 € umfassen.

Grafik 7:
Vorschlag von europäischen Korridoren der innovativen Mobilitäten²³



© DILA.

²³ Die Details der von uns vorgeschlagenen europäischen Korridore entnehmen Sie bitte Anhang 5.3.

Vorschlag Nr. 12: **Gründung eines Europa-Kollegs für Energie**

Ziele und Prinzipien

Die Neugestaltung der europäischen Energielandschaft beschränkt sich nicht auf die Frage der Investitionen in die Netze, der Regulierung oder der Organisation. Das setzt auch und vor allem einen hohen Bedarf an Erziehung, Bildung und Teilung des Wissens voraus.

Die Bildung einer europäischen Exzellenz auf dem Gebiet der Innovation setzt eine Steigerung der Kompetenzen von Tausenden von Arbeitnehmern oder zukünftigen Arbeitnehmern des Energiesektors und der damit verbundenen Sektoren voraus, um die Hunderte von Milliarden Euro Investitionen, die für die Energiewende erforderlich sind, unter idealen Bedingungen zu unterstützen.

Außerdem erfordert das Energiesystem **transversale Ansätze**, in denen sich technische, wirtschaftliche, rechtliche oder auch soziologische Herausforderungen vermischen und die die unterschiedlichen Situationen der Mitgliedstaaten und den internationalen Kontext berücksichtigen.

1949, nach dem Haager Kongress, angesichts der gleichen Problematik des Teilens und der Innovation, hatten so herausragende Persönlichkeiten der europäischen Einigung wie Salvador de Madariaga, Winston Churchill, Paul-Henri Spaak oder Alcide de Gasperi den Einfall, ein Kolleg zu gründen, wo junge Studienabsolventen aus den verschiedenen europäischen Ländern ihre Ausbildung in einem Geist der Öffnung des Austausches abschließen konnten. Das war die Gründung des Europa-Kollegs in Brügge, das seitdem jedes Jahr 400 Studenten im Aufbaustudium (*Postgraduates*) ausbildet und eine Referenzeinrichtung für Ausbildungen im Zusammenhang mit europäischen Angelegenheiten ist ²⁴.

Die Gründung eines **Europa-Kollegs der Energie** im Jahre 2015 könnte ein entscheidender Hebel für diese zusätzliche Ausbildung der europäischen Fachleute des Energiesektors sein und dazu Folgendes anbieten:

- interdisziplinäre Studiengänge als Grundausbildung oder Fortbildung ²⁵,
- „Brücken“ mit der Industrie und den Forschungslaboratorien des Energiesektors,
- ein spezifisches Forschungszentrum – wenn möglich in Verbindung mit dem Forschungszentrum der europäischen Datenplattform.

²⁴ Es sei vermerkt, dass das Europa-Kolleg nach dem Fall des Kommunismus und den Änderungen in Mittel- und Osteuropa mit Unterstützung der europäischen Kommission und der polnischen Regierung einen zweiten Campus in Natolin (Warschau), Polen, eröffnet hat.

²⁵ Nach dem Vorbild des IFPEN in den Erdöl- und Gassektoren.

Es sei vermerkt, dass die Gründung dieses Kollegs andere Arten des Austauschs, die ebenfalls ermutigt und unterstützt werden sollen, nicht ausschließt.

So verkörpert das deutsch-französische Forschungszentrum EIFER in Karlsruhe seit zehn Jahren eine starke Zusammenarbeit zwischen den beiden Ländern bei der Forschung und der Innovation, insbesondere auf dem Gebiet der Brennstoffzellen oder der „nachhaltigen Stadt“. Dieses Kolleg könnte der Anfang einer Partnerschaft zwischen der deutschen Akademie für Wissenschaften und der französischen Akademie der Technologien rund um Energiesysteme der Zukunft sein.

Die Arbeiten im Rahmen von Euro-Case ²⁶ oder KIC InnoEnergy ²⁷ sollten ebenfalls gefördert werden.

Erwartete Effekte

- Behauptung der operativen Exzellenz der europäischen Energiefachleute.
- Förderung der Verbindungen zwischen den Ländern und zwischen den Fachleuten der Energie.
- Bessere Wahrnehmung der Herausforderungen der anderen europäischen Länder durch die Akteure der Energie.
- Stärkung der europäischen Identität.

²⁶ Euro-Case ist ein Zusammenschluss nationaler unabhängiger technikwissenschaftlicher Akademien aus 21 Staaten in Europa.

²⁷ Die KIC InnoEnergy SE ist die europäische Gemeinschaft für Innovation, Geschäftsgründung und -entwicklung sowie Bildung im Bereich der nachhaltigen Energien, durch enge Verzahnung von Universitäten, Industrieunternehmen und Forschungsinstituten.

Danke

Ein herzliches Dankeschön an Laurent Fabius, Minister für auswärtige Angelegenheiten und internationale Entwicklung, Ségolène Royal, Ministerin für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie, Emmanuel Macron, Minister für Wirtschaft, Industrie und Digitales und Harlem Désir, Staatssekretär für europäische Angelegenheiten, die die Anfertigung dieses Berichts und die Organisation von zahlreichen Sitzungen erleichtert haben, ohne die seine Schlussfolgerungen nicht möglich gewesen wären.

Ich schätze die Kompetenz und die unermüdliche Einsatzbereitschaft ihrer Teams, denen ich herzlich für ihre Unterstützung danke. Insbesondere bedanke ich mich für die Unterstützung der diplomatischen und wirtschaftlichen Außenstellen des Staates bei der Organisation der europäischen Treffen in sechs Mitgliedstaaten, bei denen ich über siebzig herausragende Gesprächspartner (aus der Politik, der Industrie oder dem Vereinswesen) befragen konnte. Ein ganz besonderer Dank geht an Emmanuel Puisais-Jauvin, Vize-Direktor für interne Politiken und institutionelle Fragen bei der Direktion der europäischen Union des Ministeriums für auswärtige Angelegenheiten und internationale Entwicklung, an Caroll Gardet (Rom), Laure Joya (Berlin), Patrick Auffret (Warschau), Antonin Ferri (Brüssel), Robert Mauri (Madrid) und Benoît Ronez (London) der Direktion des Schatzamtes (Direction Générale du Trésor).

Und schließlich danke ich vor allem Patrice Geoffron, Professor für Wirtschaftswissenschaften an der Universität Paris Dauphine, Direktor des Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières (CGEMP) und Direktor des Laboratoire d'Économie de Dauphine (LEDa), Michel Cruciani, Referent am CGEMP, Stéphane Cossé, Maître de Conférences am Institut d'Études Politiques de Paris, und Christopher Fabre, Referent bei ERDF, deren Beitrag und kluge Ratschläge während der gesamten Arbeit an diesem Bericht begleitet haben.

ANHÄNGE

Anhang 1

Liste der befragten Personen

- Herr Tim Abraham, Verantwortlicher für die Europapolitik am Ministerium für Energie und Klimawandel (Department of Energy and Climate Change), in Begleitung von Reuben Aitken, Direktion der europäischen Stromübertragungsnetze, Sue Harrison, Verantwortliche für die europäischen Energiemärkte und Eleanor Warburton, Verantwortliche für die Gasversorgungssicherheit des Vereinigten Königreichs
- Frau Ana Aguado, Generalsekretärin und Herr Christian Buchel, Vizepräsident, EDSO
- Herr Olivier Appert, Präsident des IFPEN
- Frau Marie-Hélène Aubert, Beraterin für die internationalen Klima- und Umweltverhandlungen des französischen Staatspräsidenten
- Herr Jean Bensaïd, Mitglied des Exekutivausschusses von ICADE
- Herr Ulrich Benterbusch, Direktor der Deutschen Energie Agentur (DENA) mit Frau Annegret-Cl. Agricola, Head of Division Energy Systems and Energy Services, und Frau Franca Diechtl, Projektleiterin Kommunikation
- Herr Marc-Oliver Bettzüge, Professor an der Universität Köln
- Herr Jean-Paul Bouttes, Direktor für Strategie, EDF
- Herr Pierre Buhler, französischer Botschafter in Polen
- Frau Marie-Claire Cailletaud, Verbandssekretärin CGT (FNME), Mitglied des CESE
- Herr Jan Chadam, CEO Gaz System SA, Polen
- Herr Vincent Champain, Präsident des Observatoire du Long Terme
- Herr Jean-François Conil-Lacoste, CEO, EPEX SPOT SE
- Herr Pierre-Jean Coulon, Berater, europäischer Wirtschafts- und Sozialausschuss
- Herr Philippe David, Partner, PWC
- Herr Antoine de Fleurieu, Generaldelegierter des Gimelec, und Hugues Vérité, stellvertretender Generaldelegierter
- Herr Matteo Del Fante, Delegierter des Verwaltungsrats von Terna, Italien, sowie Herr Gianni Vittorio Armani, Generaldirektor von Terna Réseau und Herr Stefano Conti, Direktor von Terna Réseau
- Herr Claude Desama, ehemaliger Europaabgeordneter und Präsident der Kommission für Energie, Forschung und Technologie des europäischen Parlaments, Präsident der gemischten interkommunalen Zweckverbände für

Gas und Elektrizität Walloniens (Intermixt), Präsident von ORES (Betreiber der Gas- und Elektrizitätsnetze)

- Ing. Gilberto Dialuce, Generaldirektor für Versorgungssicherheit und Energieinfrastrukturen, italienisches Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung, im Beisein von Herrn Sebastiano Maria del Monte, Direktor für internationale Beziehungen und der Herren Wolfgang D’Innocenzo und Marcello Capra
- Herr Fabrice Dubreuil, Berater für europäische Fragen des Ministeriums für auswärtige Angelegenheiten und internationale Entwicklung
- Herr Robert Durdilly, Präsident der Union Française de l’électricité (UFE), mit Audrey Zermati, stellvertretende Generaldelegierte und Anne Chenu, Direktorin für Kommunikation und europäische Angelegenheiten
- Herr Philippe Esposito, Vorstandsvorsitzender, Dharma Energy
- Herr Philippe Etienne, französischer Botschafter in Deutschland
- Herr José Maria Folgado, Präsident von Red Electrica de España (REE), Betreiber des spanischen Stromnetzes, mit Herrn Rafael Duvison, Operativer Direktor von REE und Herrn Carlos Collante, Generaldirektor für Übertragungen bei REE
- Herr Pierre Fontaine, Vize-Direktor für Elektrizitätssysteme und erneuerbare Energien, DGEC
- Herr Patrick Graichen, Direktor des Think Tank Agora Energiewende, und Dimitri Peschia, Senior Associate European Energy Cooperation
- Herr Pierre-Antoine Grislain, Präsident des Energiewende-Instituts
- Herr Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur, und Achim Zerres
- Herr Winfried Horstmann, Berater am Bundeskanzleramt, mit Frau Anne Rosenthal und Frau Dr. Susanne Parlasca
- Herr Luc Hujoël, Verwaltungsratsmitglied von Fluxys, Generaldirektor des interkommunalen Verbands Sibelga und von Brussels Network Operations
- Frau Isabelle Kocher, stellvertretende Generaldirektorin, operative Beauftragte der Gruppe GDF SUEZ
- Frau Malgorzata Kozak, Beraterin des Präsidenten, Direktorin für internationale Angelegenheiten, Energieregulierungsamt, Polen
- Frau Sandra Lagumina, Generaldirektorin von GrDF
- Herr Philippe Léglise-Costa, Generalsekretär für europäische Angelegenheiten
- Herr Antonio Lladén, Präsident von ENAGAS (spanischer Gasnetzbetreiber)
- Herr Jean-Bernard Levy, Vorstandsvorsitzender von EDF
- Herr Mieczyslam Lewandowski, CFO, Adam Jaskowski und Przemyslaw Gil, Direktoren, Polska Spolka Gazownictwa

- Herr Nick Mabey, Generaldirektor des europäischen Think Tank E3G, und Herr Jonathan Gaventa, stellvertretender Direktor von E3G, Referent für europäische Energieinfrastrukturen
- Frau Myriam Maestroni, Präsidentin von Economie d’Energie SAS
- Herr Dominique Maillard, Vorstandsvorsitzender von RTE
- Herr Julien Marchal, Berater für Energie, Umwelt und extractive Industrien, Kabinett des Ministers für Wirtschaft, Industrie und Digitales
- Herr Didier Mathus, Aufsichtsratspräsident von RTE
- Herr Michel Menny, Generaldirektor von Seifel
- Herr Eduardo Montes, Präsident von UNESA (Verband der spanischen Elektrizitätsunternehmen) und Frau Marién Ladron de Guevara, Direktorin der Kommunikation von UNESA
- Herr Alberto Nadal, spanischer Staatssekretär für Energie, Frau Teresa Baquedano, Generaldirektorin für Energie- und Bergbaupolitik und Lorena Prado, stellvertretende Generaldirektorin für internationale Beziehungen im Energiesektor des spanischen Staatssekretariats für Energie
- Herr Dermot Nolan, Generaldirektor, OFGEM, in Begleitung von Frau Maxine Frerk, Verantwortliche für Governance und Smart Grids für die Vertriebsnetze
- Herr Alfonso Pascual, Direktor für Strategie und Regulierung bei GDF SUEZ Spanien
- Herr Antoine Pellion, Technischer Berater für Energie, Kabinett der Ministerin für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie
- Herr Jacques Percebois, Professor an der Universität Montpellier 1 (CREDEN)
- Frau Mélanie Persen, Direktorin des deutsch-französischen Büros für erneuerbare Energien, und Herr Sven Rösner, stellvertretender Direktor
- Herr Xavier Piechaczyk, Berater für Energie, Umwelt, Verkehr und Wohnungswesen, Präsidialamt der Republik
- Xavier Pintat, Senator der Gironde, Präsident der Fédération Nationale des Collectivités concédantes et régies (FNCCR)
- Herr Emmanuel Puisais-Jauvin, Vize-Direktor für interne Politiken und institutionelle Fragen, Direktion der europäischen Union, Ministerium für auswärtige Angelegenheiten und internationale Entwicklung
- Herr Roberto Poti, Executive Vice-President, Edison Spa
- Herr Luc Remont, Präsident von Schneider Electric France
- Herr Urban Rid, Direktor der Abteilung Energiepolitik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, und Philipp Jornitz
- Herr Fabien Roques, Professeur associé in Paris-Dauphine, Senior Vice-Président, Compass Lexecon

- Herr Xavier Rouland, Direktor von EDF FENICE Iberica
- Herr Dominique Ristori, Direktor der Generaldirektion Energie, europäische Kommission
- Herr Bernard Salha, Direktor von EDF R&D
- Herr Johann Saathoff, Abgeordneter, Bundestag, und Frau Dr. Gabriele Werner, Koordinatorin Energie der SPD-Fraktion
- Herr Edouard Sauvage, Direktor für Strategie, GDF SUEZ
- Frau Virginie Schwarz, Direktorin Energie bei der Generaldirektion für Energie und Klima (DGEC) des Ministeriums für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie
- Herr Pierre Sellal, ständiger Vertreter Frankreichs bei der europäischen Union
- Herr Laurence Slade, Generaldirektor von Energy UK, und Frau Barbara Vest, Direktorin für Energieproduktion bei Energy UK
- Herr Pascal Sokoloff, Generaldirektor der Abteilungen der FNCCR
- Herr Cezary Szwed, Mitglied des Board von PSE S.A , und M. Wlodzimierz Mucha, Direktor
- Herr Thierry Trouvé, Generaldirektor von GRTgaz
- Herr Javier Villalba, Generaldirektor Netze, Herr Francisco Martinez Corcoles, Generaldirektor Handel, Gruppe Iberdrola und Herr Miguel Angel Sanchez, Direktor für Kontrollsysteme und Telekommunikationen
- Prof. Michaël Weinhold, CTO, Siemens Energy Sector, mit Herrn Dr. Udo Niehage, Senior Vice President, Head of Government Affairs Berlin
- Herr Nick Winser, Generaldirektor, National Grid, Präsident von ENTSO-E
- Herr Ryszard Wnuk, KAPE, Polish National Energy Conservation Agency
- Herr Tim Yeo, ehemaliger Minister, Abgeordneter des South Suffolk, Präsident des Prüfungsausschusses für Energie und Klimawandel des House of Commons, und Sarah Williams, Special Adviser
- Herr Alexandre Ziegler, Direktor des Kabinetts des Ministers für auswärtige Angelegenheiten und internationale Entwicklung

Anhang 2

Glossar

Allokation: Zuteilung der Verbindungskapazitäten an den Markt im Anschluss an explizite oder implizite Auktionsverfahren.

Eigenverbrauch: Anteil der Produktion, die in dem Gebäude, in dem sie produziert wird, auch verbraucht wird.

Biogas: Brennbares Gas mit hohem Gehalt an Methan (CH₄), das durch den Aufschluss von organischer Substanz erzeugt wird.

Bio-Methan: Brennbares Gas aus der Reinigung von Biogas, das durch den Aufschluss von organischer Substanz produziert wird. Es handelt sich um eine erneuerbare Energiequelle mit 100 % der Eigenschaften von Erdgas.

Blackout: Größerer Stromausfall infolge einer mangelnden Anpassung des Angebots an die Nachfrage. Ein derartiger Stromausfall kann die Folge eines unvorhergesehenen Verbrauchs, von Witterungsbedingungen, Pannen oder äußeren Einflüssen sein, die zu Überlastungen mit Dominoeffekt, einen Einbruch der Frequenz, der Spannung oder eine Unterbrechung der Synchronisation führen.

Engpass: In einem Verbund ist das eine Sättigung der verfügbaren Kapazität in der Verbindungsleitung, wo die Kapazitätsnachfrage höher ist als das Angebot. Ein Engpass äußert sich durch einen Preis der expliziten Auktionen, der nicht Null ist, oder im Fall einer Marktkopplung durch ein Preisdifferential, das nicht Null ist. In den beiden Fällen ermöglicht die Seltenheit der Kapazität die Bildung einer Engpassrente, die sich die Netzbetreiber teilen. Dieses Einkommen muss in Anwendung von Artikel 16.6 der Verordnung 714/2009 zum Ausbau der Verfügbarkeit der Verbindungsleitungen und der Austauschkapazität verwendet werden, insbesondere durch neue Investitionen.

Kopplung der Elektrizitätsmärkte: Optimierungsmethode für eine bessere Verwendung der verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten und eine bessere Harmonisierung der Preise zwischen den Regionen, mittels der Verwendung einer einzigen Plattform für die täglichen Elektrizitätstransaktionen. Die Kopplung ermöglicht den Akteuren den Kauf von Gegenpartien ohne Reservierung einer Austauschkapazität an den Verbindungsleitungen.

Lastabwurf: Vorübergehende Unterbrechung der Stromversorgung eines Teils des Netzes aufgrund eines Ungleichgewichts zwischen der Produktion und des Verbrauchs von Elektrizität. Der Lastabwurf vermeidet einen umfangreicheren oder sogar vollständigen Verlust der Stromversorgung.

Verbindungsleitung: Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen den Netzen von zwei Staaten.

Linky: Intelligenter Zähler, der bis 2021 von ERDF bei 35 Millionen französischen Verbrauchern installiert wird und der ohne Eingreifen eines Technikers Daten und Befehle empfangen und senden kann.

Kapazitätsmarkt: Markt, auf dem die Lieferanten Produktionskapazitätszertifikate bei den Produzenten oder Reduzierungskapazitätszertifikate bei den Reduzierern erwerben. Es geht um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Netzes, insbesondere in Frankreich bei den Verbrauchsspitzen im Winter, mittels einer Vergütung der Kraftwerke oder der Verbrauchsreduzierer, die bei diesen Spitzen funktionieren.

Power to gas: Technologie für die Umwandlung von Elektrizität in Gas (Wasserstoff oder synthetisches Methan) durch Elektrolyse. Diese Technologie hat den Vorteil, dass sie die überschüssige elektrische Energie aus den erneuerbaren Energien speichern kann, indem sie die Speicherkapazität von Erdgas nutzt.

Smart Grids: Verbesserung der Flexibilität und der Optimierung der Netze und der Produktions- und Verbrauchsquellen, insbesondere durch die Integration der Informations- und Kommunikationstechnologien.

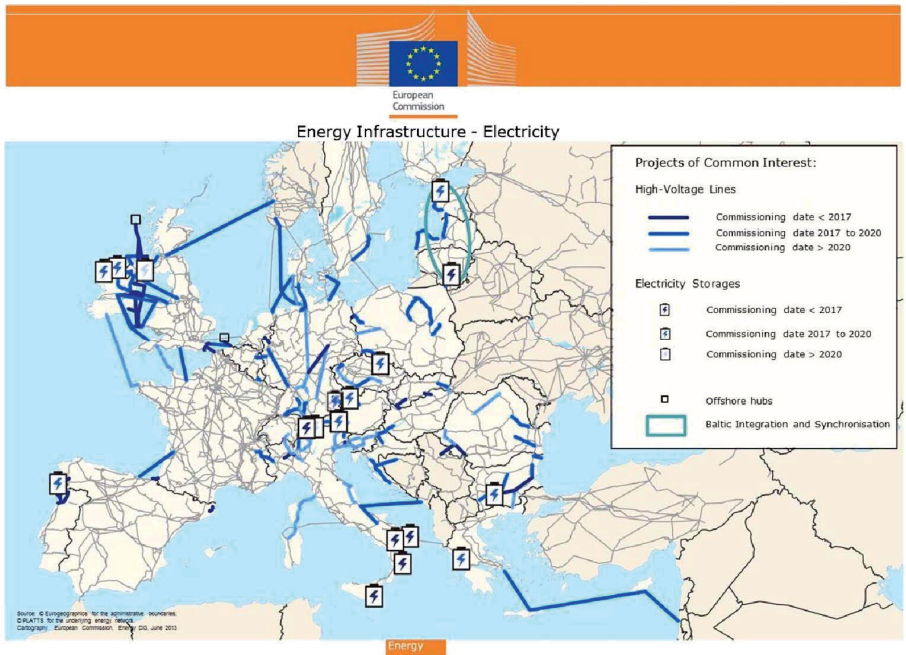
Supergrid: Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsnetz (CCHT) für die Übertragung der Energie über lange Strecken.

Gebiet der Energiewende: Gebiet, das sich dazu verpflichtet, mindestens so viel Energie zu produzieren, wie es verbraucht.

Anhang 3

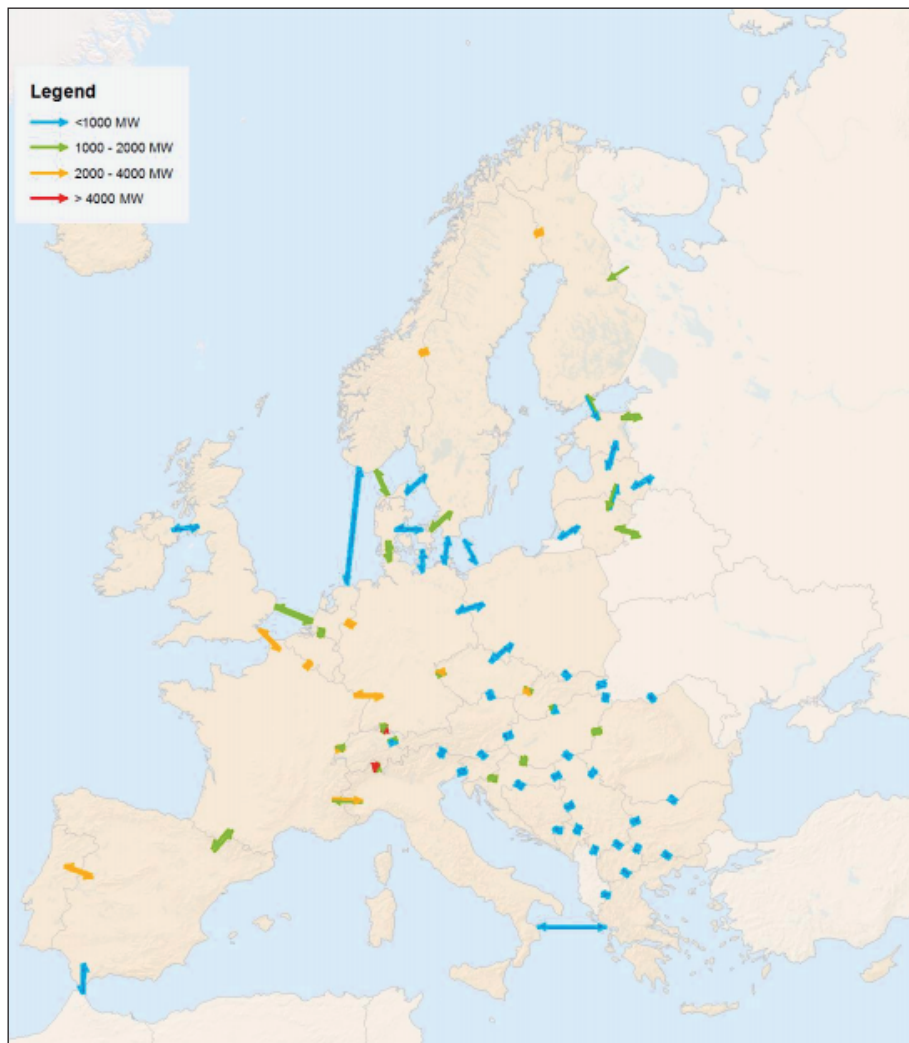
Karten

a. Karte der Vorhaben von gemeinsamem Interesse & TYNDP 2014

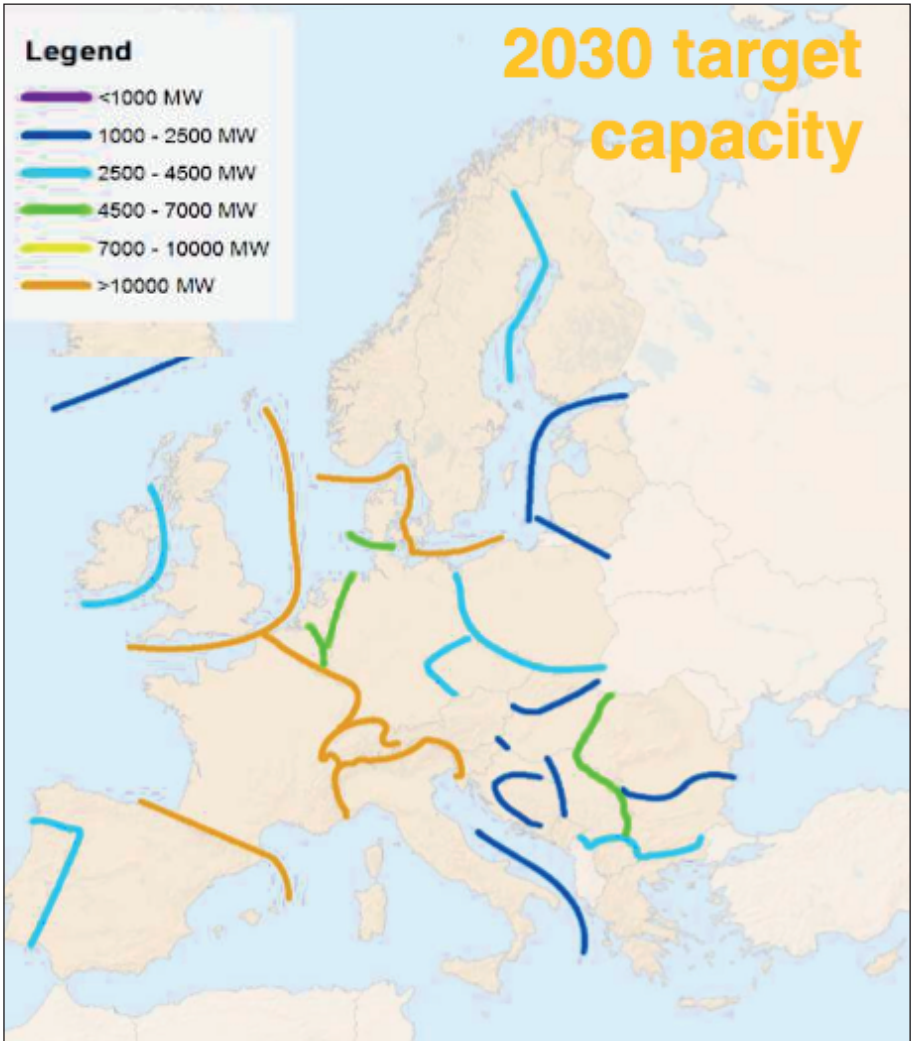


All potential routes should be considered and assessed both from an energy security point of view and from the point of view of their relative economic costs and benefits.

b. Karte der aktuellen und der bis 2030 geplanten Verbindungsleitungskapazitäten (gemäß TYNDP)

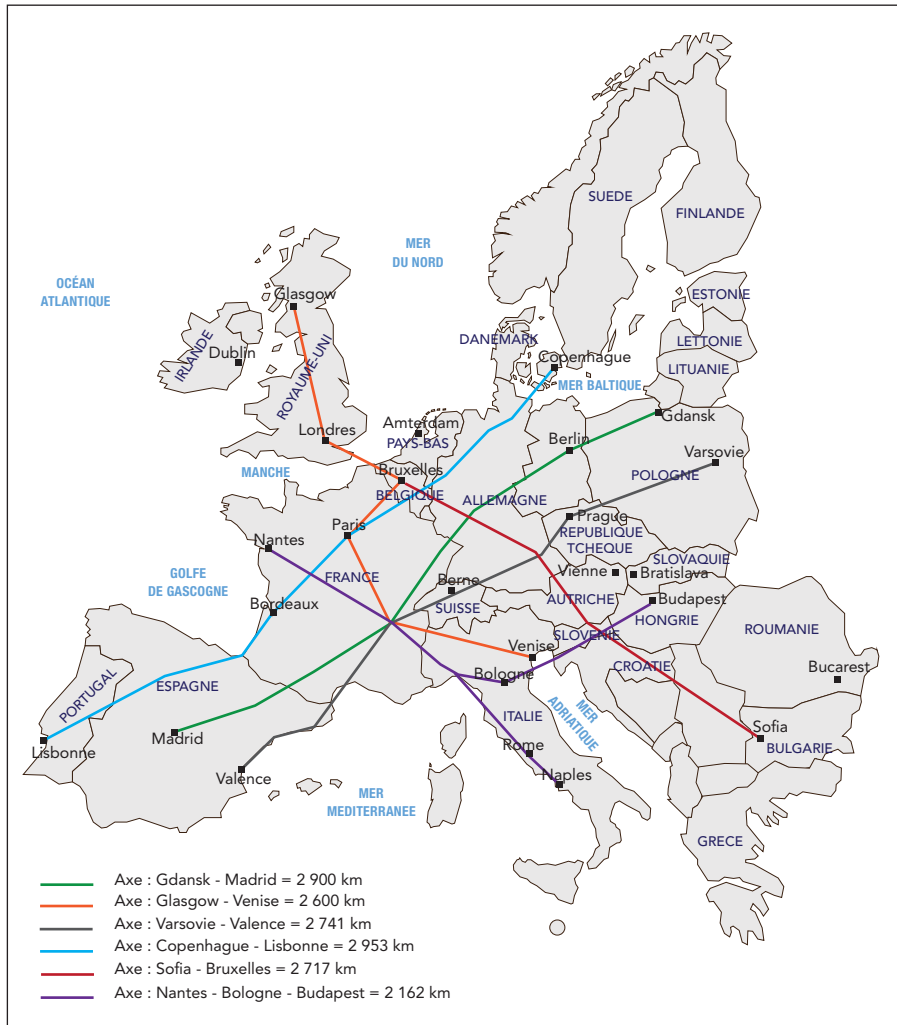


Quelle: ENTSO-E.



Quelle: ENTSO-E.

c. Karten der vorgeschlagenen europäischen Korridore zur Förderung der Öko-Mobilität



© DILA.

Achse: Gdansk-Madrid = 2 900 km



© DILA.

Achse: Kopenhagen - Lissabon = 2953 km



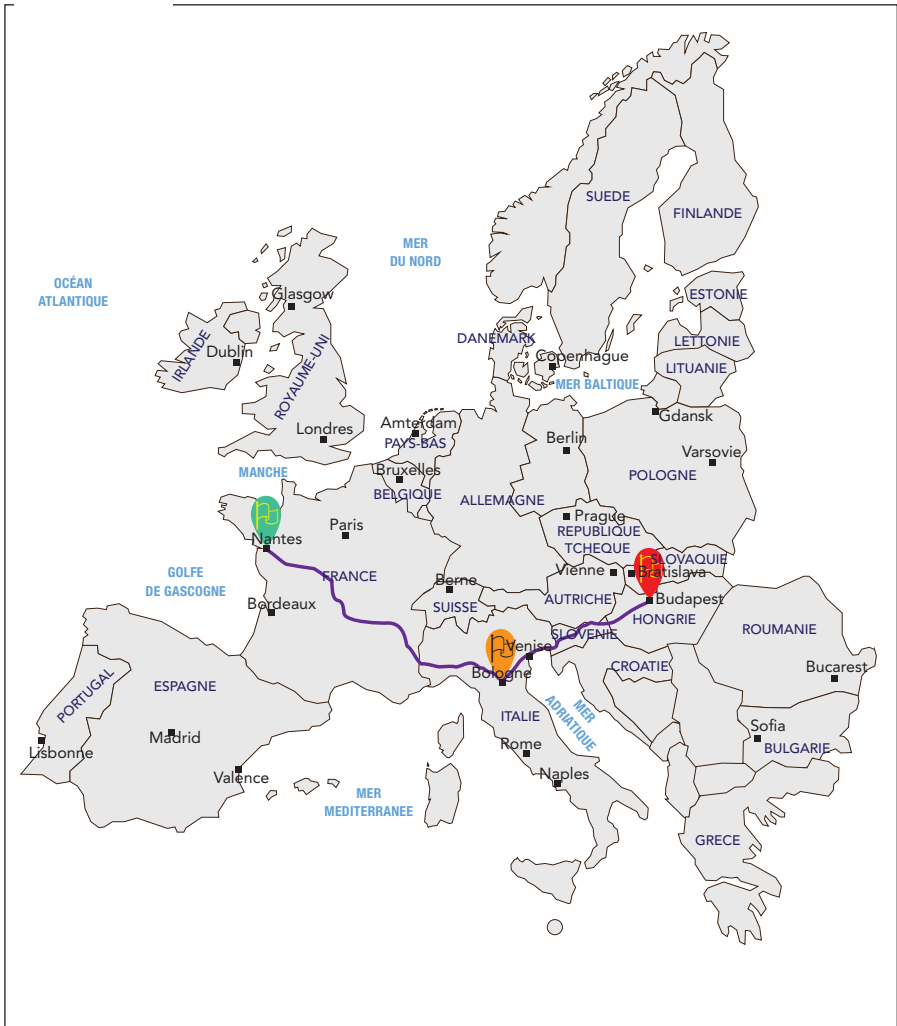
© DILA.

Achse: Sofia - Brüssel = 2717 km



© DILA.

Achse: Nantes - Bologna - Budapest = 2162 km



© DILA.

Achse: Warschau - Valencia = 2 741 km



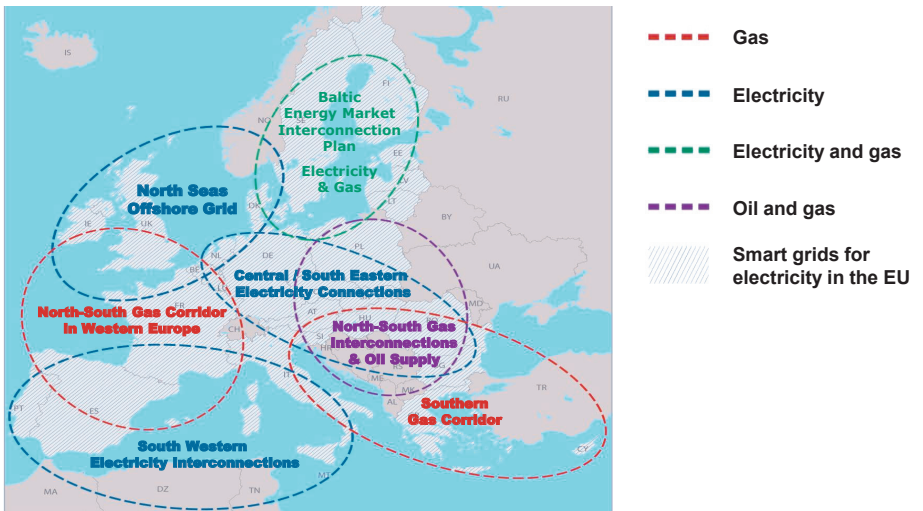
© DILA.

Achse: Glasgow – Venedig = 2 600 km



© DILA.

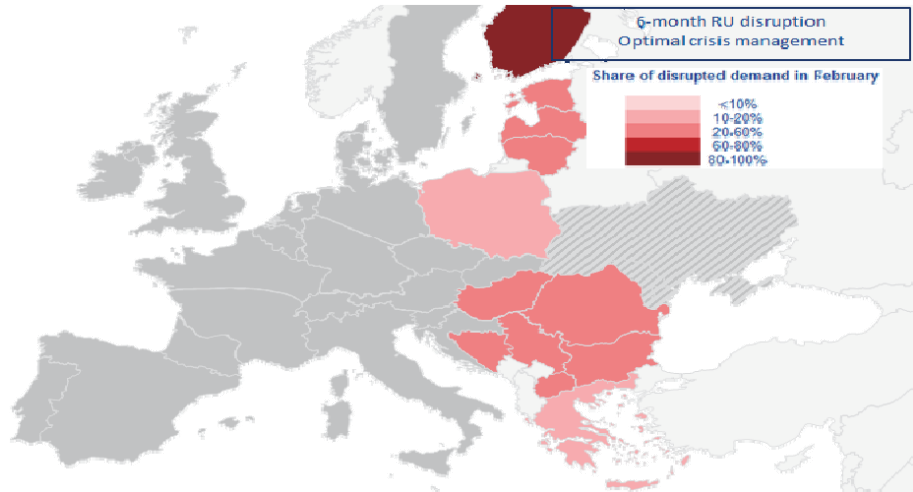
d. Große europäische Projektzonen



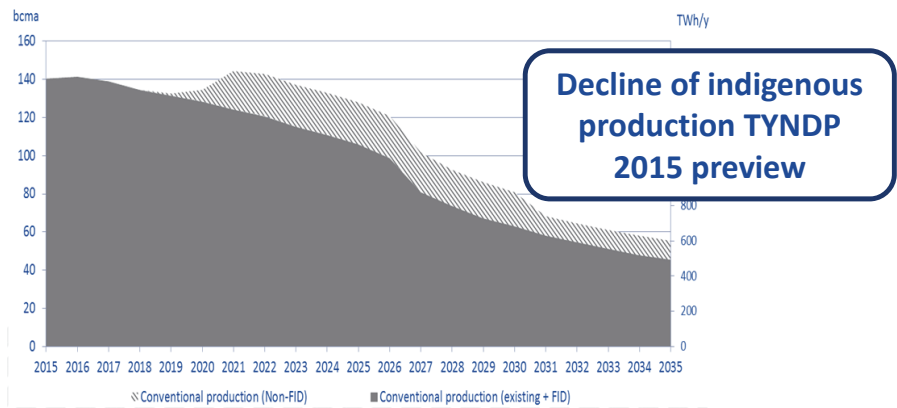
Presentation of J.M. Barroso to the European Council, 22 May 2013

Quelle: European Commission

e. Die Gasversorgungssicherheit: das Risiko für die osteuropäischen Länder einer Unterbrechung der russischen Lieferungen



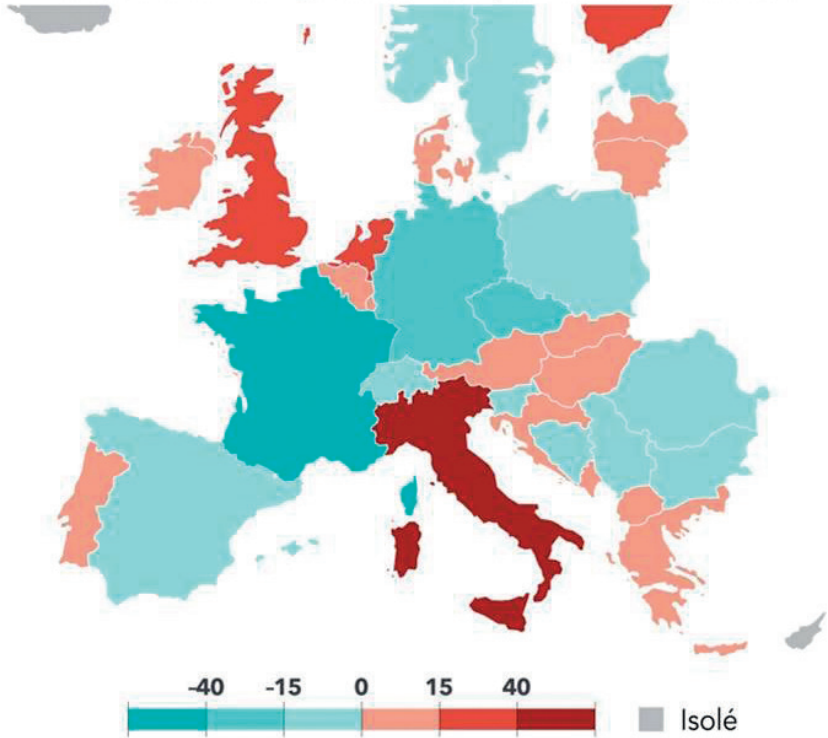
Die Reduzierung der europäischen Gasproduktion



Quelle: European cooperation in energy networks, Olivier Lebois, Präsentation vor dem europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss am 26. Januar 2015.

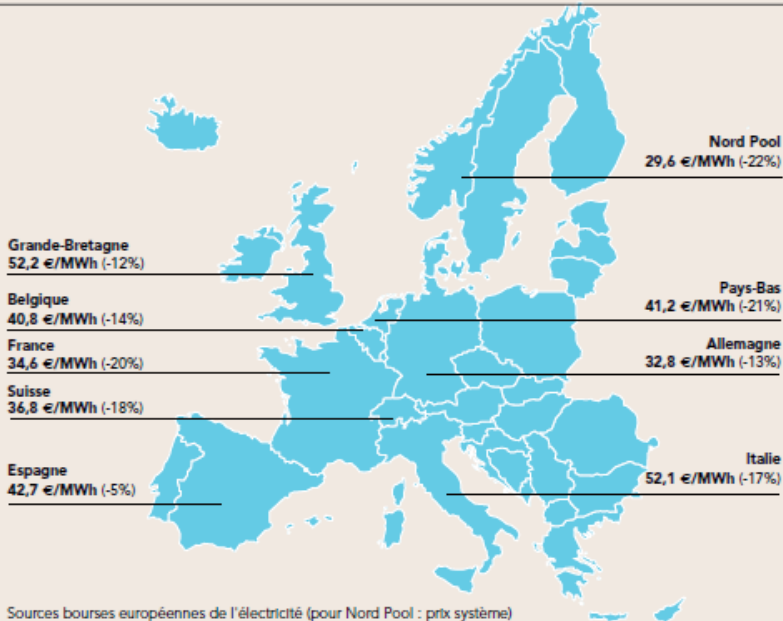
f. Saldo des Elektrizitätsaustauschs in Europa (TWh)

Calculé sur 12 mois glissants, entre juillet 2013 et juin 2014

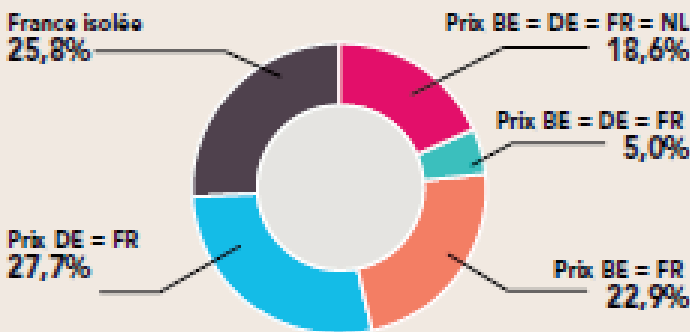


Jährliche Elektrizitätsbilanz – 2014, RTE.

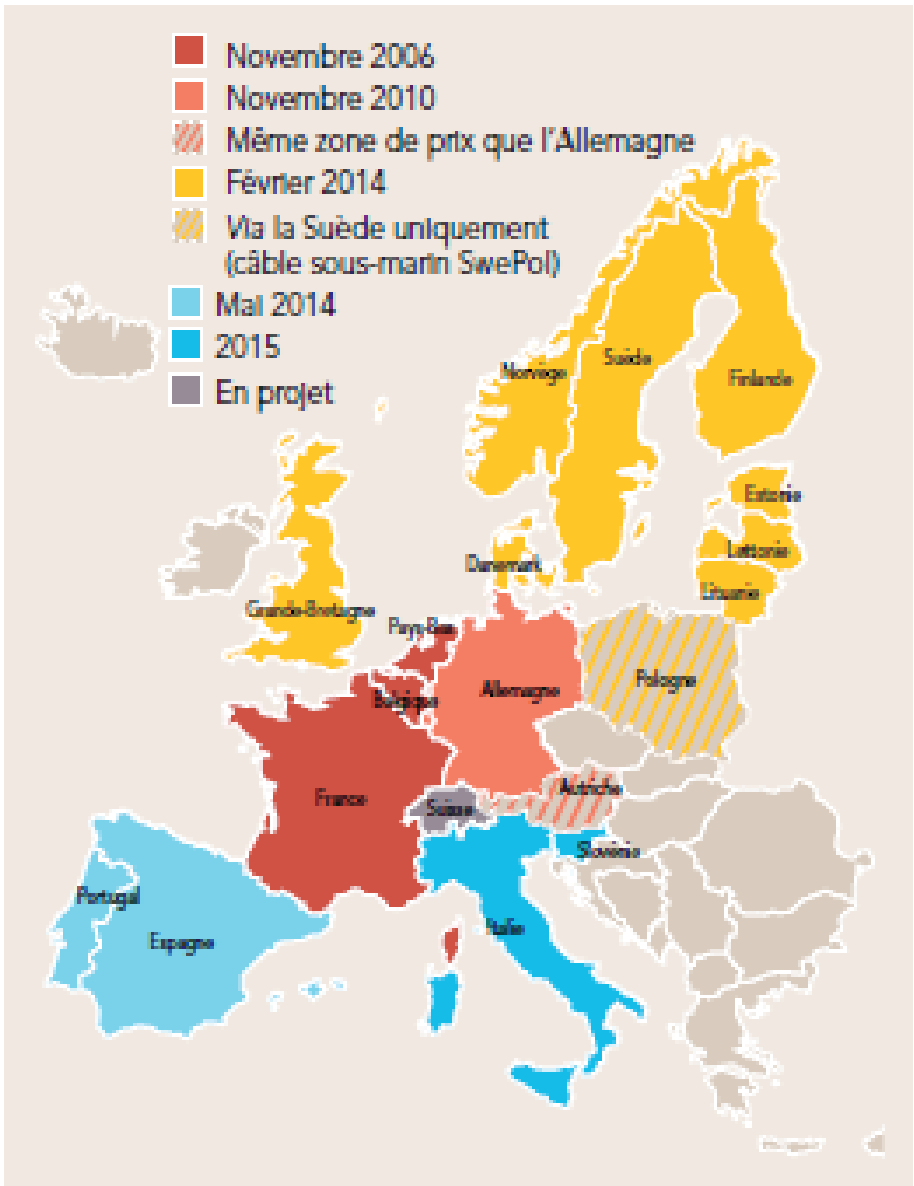
Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité en 2014 et évolution par rapport à 2013



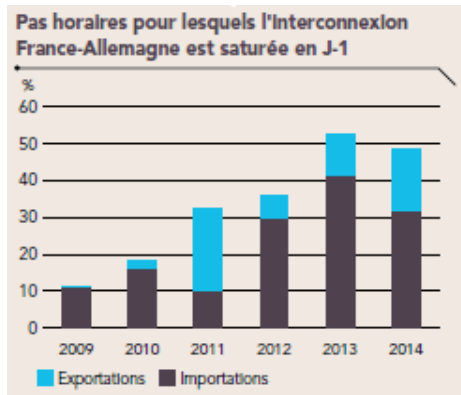
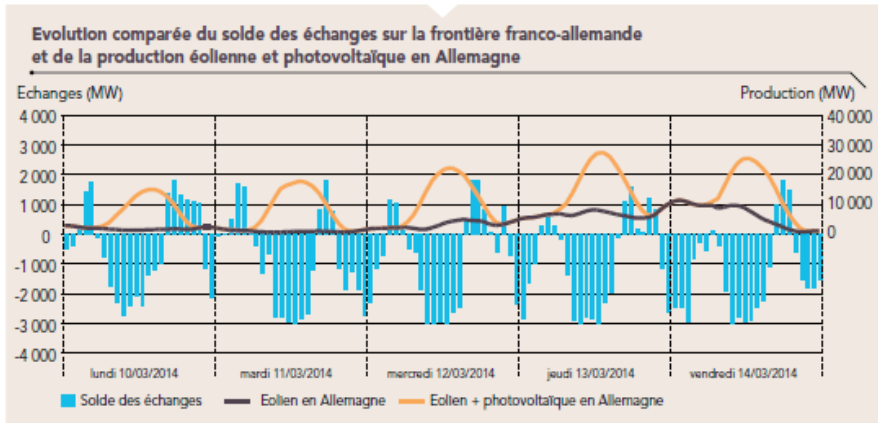
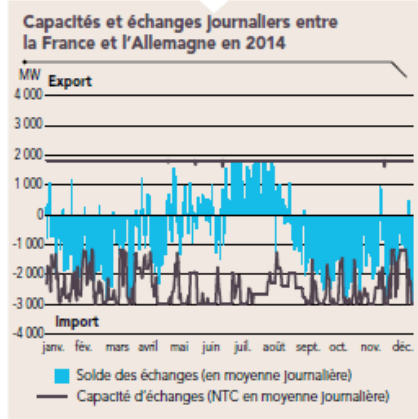
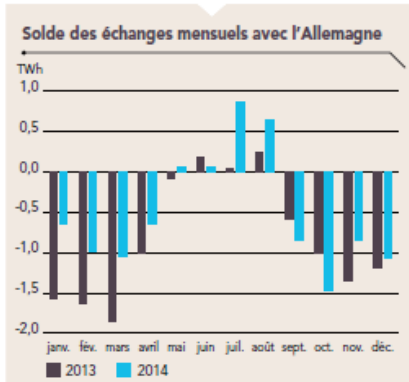
Convergence des prix de la zone CWE*



*Central West Europe, région comprenant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas



Deutschland Allemagne



Anhang 4

Liste der Mitglieder von ENTSO-E und ENTSO-G

ENTSO-E

Länder	Gesellschaft
AT Austria	Austrian Power Grid AG Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
BA Bosnia and Herzegovina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
BE Belgium	Elia System Operator SA
BG Bulgaria	Electroenergien Sistemen Operator EAD
CH Switzerland	Swissgrid AG
CY Cyprus	Cyprus Transmission System Operator
CZ Czech Republic	ČEPS a. s.
DE Germany	TransnetBW GmbH TenneT TSO GmbH Amprion GmbH 50Hertz Transmission GmbH
DK Denmark	Energinet.dk
EE Estonia	Elering AS
ES Spain	Red Eléctrica de España S. A.
FI Finland	Fingrid Oyj
FR France	Réseau de transport d'électricité
GB United Kingdom	National Grid Electricity Transmission plc System Operator for Northern Ireland Ltd Scottish Hydro Electric Transmission plc Scottish Power Transmission plc
GR Greece	Independent Power Transmission Operator SA
HR Croatia	HOPS d. o. o.
HU Hungary	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság

Länder	Gesellschaft
IE Ireland	EirGrid plc
IS Iceland	Landsnet hf
IT Italy	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA
LT Lithuania	Litgrid AB
LU Luxembourg	Creos Luxembourg S. A.
LV Latvia	AS Augstsprieguma tīkls
ME Montenegro	Crnogorski elektroprenosni sistem AD
MK FYR of Macedonia	Macedonian Transmission System Operator AD
NL Netherlands	TenneT TSO B.V.
NO Norway	Statnett SF
PL Poland	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PT Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S. A.
RO Romania	C.N. Transelectrica S.A.
RS Serbia	JP Elektromreža Srbije
SE Sweden	Svenska Kraftnät
SI Slovenia	ELES, d. o. o.
SK Slovak Republic	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a. s.

ENTSO-G

Länder	Gesellschaft
Austria	Baumgarten-Oberkappel Gas Leitungsgesellschaft Gas Connect Austria Trans Austria Gasleitungsgesellschaft
Belgium	Fluxys Belgium
Bulgaria	Bulgartransgaz
Croatia	Plinacro
Czech Republic	NET4GAS
Denmark	Energinet.dk
Finland	Gasum Oy

Länder	Gesellschaft
France	GRTgaz TIGF
Germany	Bayernets Fluxys TENP GASCADE Gastransport Gastransport Nord Gasunie Deutschland Transport Services Gasunie Ostseeanbindungsleitung GRTgaz Deutschland Transport Services Jordgas Transport NEL Gastransport Nowega Ontras Gastransport Open Grid Europe terranel bw Thyssengas
Greece	DESFA
Hungary	FGSZ Natural Gas Transmission
Ireland	Gaslink Independent System Operator
Italy	Infrastrutture Trasporto Gas Snam Rete Gas
Luxembourg	Creos Luxembourg
Netherlands	Gasunie Transport Services
Poland	Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM
Portugal	REN-Gasodutos
Romania	Transgaz
Slovak Republic	eustream
Slovenia	PLINOVODI
Spain	Enagás
Sweden	Swedegas
United Kingdom ASSOCIATED PARTNERS (3) Estonia – EG Vörguteenus Latvia – Latvijas Gāze Lithuania – Amber Grid OBSERVERS (4) F.Y.R.O.M. – GA-MA AD Skopje Norway – Gassco Switzerland – Swissgas Ukraine – UKRTRANSGAZ	BGE UK Interconnector (UK) National Grid Gas Premier Transmission

Anhang 5

Referenzen - neuere Werke des Autors

„ *Comprendre le nouveau monde de l'énergie - Économie d'énergie et efficacité énergétique: le monde de l'énergie 2.0* ” co-écrit avec Myriam Maestroni et Jean-Marie Chevalier, Editions Maxima, 2013.

„ *Les nouvelles régulations électriques – 2 tomes* ”, Lavoisier, septembre 2012.

„ *Le Traité de Lisbonne: De nouvelles compétences pour l'Union européenne ?* ”, Droit, Société et Risque, L'Harmattan, 20 avril 2012.

„ *L'Avenir énergétique: cartes sur table* ”, ouvrage co-écrit avec Jean-Marie Chevalier et Patrice Geoffron, Editions Gallimard, 23 février 2012 (prix 2012 du meilleur livre d'économie de l'Association des Economistes de l'énergie).

„ *L'Europe en panne d'énergie* ”, Editions Descartes & Cie, mai 2009.

„ *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle* ”, ouvrage écrit en collaboration avec Christophe Bouneau et Jacques Percebois, Timée-Editions, mai 2007.

„ *Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ?* ”, rapport écrit en collaboration avec Jean-Paul Tran Thiet et Vincent Jaunet, Institut Montaigne, mars 2007.

Anhang 6

Referenzen - Liste der wichtigsten zitierten Werke und Dokumente

- ACER, Energy regulation: a bridge to 2025, 19. September 2014.
- ADEME, Les systèmes de stockage d'énergie – feuille de route stratégique, April 2011.
- ADEME, Systèmes électriques intelligents – feuille de route stratégique, Dezember 2013.
- ALBERICI & Alii., Subsidies and costs of EU energy – Final report, Europäische Kommission, 2013.
- ANDERSEN, Allan Dahl, „No transition without transmission: HVDC electricity infrastructure as an enabler for renewable energy ?“, in Elsevier, 15. September 2014.
- BMWl, Moderne Verteilernetze für Deutschland, Forschungsprojekt n° 44/12, 12. September 2014.
- BMWl, Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, März 2014.
- BOOZ&CO, Benefits of an integrated European energy Market, 20. Juli 2013.
- BUREAU, D., FONTAGNE, L., MARTIN, P., „Energie et compétitivité“, in Les notes du conseil d'analyse économique, n°6, Mai 2013.
- CDC CLIMAT, Panorama des financements climatiques en France en 2011, Oktober 2014.
- CGSP, La crise du système électrique européen, (D. Auverlot & alii), Januar 2014.
- CIREN, Smart grids on the distribution level – Hype or Vision? CIREN's point of view, 23 Mai 2013.
- COLE, S. MARTINOT, P., RAPOPORT, S., PAPAETHYMIU, G., GORI, V., Study of the benefits of a meshed offshore grid in northern seas region, Europäische Kommission, Juli 2014.
- EUROPÄISCHER WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS, Stellungnahme zur Bekanntmachung der Kommission für das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen „Technologies et innovation énergétiques“ - COM(2013) 253 final, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Brüssel, 16. Oktober 2013.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, Décryptages – La lettre de la commission de régulation de l'énergie, n°40, März/April 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, Délibération de la CRE portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, 24. Juni 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky, Juni 2011.

EUROPÄISCHE KOMMISSION, Analyse comparative du déploiement de compteurs intelligents dans l'UE-27 visant plus particulièrement le marché de l'électricité, Bruxelles, 17. Juni 2014.

EUROPÄISCHE KOMMISSION, *Connecting Europe facility 2014-2020*, September 2012.

EUROPÄISCHE KOMMISSION, European energy security strategy, COM (2014) 330 final, 28 Mai 2014.

EUROPÄISCHE KOMMISSION, Smart grid projects outlook 2014, JRC Science and policy reports, 2014.

CONSEIL FRANCAIS DE L'ÉNERGIE, Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne, September 2014.

CRUCIANI, Michel, Le coût des énergies renouvelables, IFRI, September 2014.

DESAMA, Claude, Le secteur de l'énergie à la croisée des chemins, Cercle de Wallonie, 15. Februar 2012.

DNV GL, Integration of renewable energy in Europe – Final report, Europäische Kommission, 12. Juni 2014.

E-CUBE, Énergie et digitalisation – Analyse des enjeux stratégiques, Juli 2014.

ECF, From roadmaps to reality – A Framework for power sector decarbonisation in Europe, 2014.

ENERGY REGULATORY OFFICE OF POLAND, National report of the President, Juli 2014.

ENTSO-E , Annual report 2013 – TSO cooperation and the internal energy marketing, 2014.

ENTSO-E , ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, Juni 2014.

ENTSO-E , Research & Development roadmap – 2013-2022, Dezember 2012.

ENTSO-G, Ten-Tear Network Development Plan 2013-2022 – Main Report, 2013.

ESNAULT, Benoît, „Gouvernance énergétique européenne, les enseignements du troisième paquet législatif“, in Économies et Sociétés, série Économie de l'Énergie, EN n° 12, März 2013.

ESNAULT, Benoît, „Transition énergétique, les enjeux économiques et institutionnels de l’intégration dans les réseaux“, publié dans les actes du colloque „Les transitions énergétiques dans l’Union européenne“, September 2014.

EURELECTRIC, Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need ?, Mai 2014.

EURELECTRIC, La distribution d’électricité en Europe, 2013.

EVOLVDSO, Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks, 10. Juli 2014.

FINON, Dominique, The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, Climate Policy, Vol. 13, n°S01.

GAVENTA, Jonathan, Energy security and the *connecting Europe facility*, E3G, September 2014.

GIMELEC, Livre blanc – Réseaux électriques intelligents, November 2010.

GLOBAL CHANCE, „L’énergie en Allemagne et en France – une comparaison instructive“, in Les cahiers de Global Chance, n° 30, September 2011.

HARNSER GROUP, The financial aspects of the security of assets and infrastructure in the energy sector, 2012.

IEA, Energy supply security – emergency response of IEA countries, IEA/OECD, 2014.

IEA, Renewable energy – Medium-term market report, 2014.

IEA, The power of transformation – Wind, sun and the economics of flexible power systems, OCED/IEA, 2014.

IEA-RETD, Residential prosumers – Drivers and policy options, September 2014.

ISGAN, Smart grid drivers and technologies by country, economies, and continent, 29. September 2014.

JANIN, Lionel, DOUILLARD, Pierre, „Trois secteurs cibles pour une stratégie européenne d’investissement“, in La note d’analyse, n° 18, France Stratégie, November 2014.

JOHANNESSON LINDEN, A., KALANTZIS, F., MAINCENT, E., PIENKOWSKI, J., Electricity tariff deficit: temporary or permanent problem in the EU ?, Economic papers 534, Europäische Kommission, Oktober 2014.

KEPPLER, J.-H., PHAN, S., LE PEN, Y., BOUREAU, C., The impact of intermittent renewable production and market coupling on the convergence of French and German electricity prices, Chaire European electricity markets, Juli 2014.

MAISONNEUVE, Cécile, L'Europe de l'énergie: un contrat à refonder d'urgence, IFRI, April 2014.

MOSCOVOCI, Pierre, Pour une Europe de l'investissement – Rapport au Premier ministre, 29. Oktober 2014.

OBSERVATOIRE DU LONG TERME, Pour une coopération énergétique franco-allemande, 2014.

OFAER, Énergie citoyenne – Les différents modèles participatifs en Allemagne, Oktober 2014.

OFAER, Étude sur la rentabilité des installations solaires en autoconsommation pour le commerce et l'industrie en Allemagne, März 2014.

OFAER – EPEX SPOT, Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité, Januar 2015.

OFFENBERG, Philippe, „ Taking stock of German energy policy in a european contexte ”, in Policy paper, n° 116, Jacques Delors Institut, 29. August 2014.

PERCEBOIS, Jacques, „Le gaz naturel: des perspectives contrastées selon les zones géographiques”, in La revue de l'Énergie n° 616, November-Dezember 2013.

PEREZ-ARRIAGA, I., et alii, From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of european electricity DSOs, European university institute, Juni 2013.

ROLAND BERGER, Study regarding grid infrastructure development: European strategy for raising public acceptance, ENER/B1/2013/371, 23. Juni 2014.

RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en France, 2014.

SENCAR, Marko, POZEB, Viljem, KROPE, Tina, „Development of EU energy market agenda and security of supply”, in Elsevier, 11. Mai 2014.

SIDO, Bruno & LE DEAUT, Jean-Yves, Rapport sur la transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 11. September 2013.

SMARTGRID GB, Smart Grid: a race worth winning?, April 2012.

TERRA NOVA, Nouveaux enjeux pour les marchés de gros de l'électricité, note 1/18, 9. Oktober 2014.

TERRA NOVA, Une relance européenne par l'investissement: investir dans la transition énergétique, 20. Oktober 2014.

THINK, Some thinking on european energy policy, Mai 2013.

Anhang 7

Liste der Abkürzungen

ACER: Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden im Energiebereich

ADEME: Agentur für Umwelt und Kontrolle des Energieverbrauchs

AEUV: Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union

BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA: Bundesnetzagentur

CEF: Connecting Europe Facility

CNG: komprimiertes Erdgas

CRE: Energieregulierungsausschuss - Commission de régulation de l'énergie

CSPE: Beitrag für den öffentlichen Dienst für Elektrizität - Contribution au Service Public de l'Électricité

CTA: Netzentgelt-Beitrag - Contribution Tarifaire d'Acheminement

DENA: Deutsche Energie Agentur

EE: Erneuerbare Energien

EEGI: European Electricity Grid Initiative

EIFER: European Institute for Energy Research

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSO-G: European Network of Transmission System Operators for Gas

EU-ETS: Europäischer Emissionshandel

ITO: Independent Transport Operator

LNG: flüssiges Erdgas

SET-Plan: Europäischer Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan)

TCFE: Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité - Steuern auf den Elektrizitäts-Endverbrauch

ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

VNB: Verteilnetzbetreiber

