

Unterrichtung

durch die Europäische Kommission

Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen

Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen:

Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes

europäisches Energienetz

KOM(2010) 677 endg.

Der Bundesrat wird über die Vorlage gemäß § 2 EUZBLG auch durch die Bundesregierung unterrichtet.

Hinweis: vgl. Drucksache 113/10 = AE-Nr. 100144 und
Drucksache 738/10 = AE-Nr. 100907



EUROPÄISCHE KOMMISSION

Brüssel, den 17.11.2010
KOM(2010) 677 endgültig

**MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN
RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND
DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN**

**Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach -
ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz**

{SEK(2010) 1395}
{SEK(2010) 1396}
{SEK(2010) 1398}

**MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN
RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND
DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN**

**Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach -
ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz**

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	4
2.	Herausforderungen im Infrastrukturbereich: dringender Handlungsbedarf.....	6
2.1.	Stromnetze und -speicherung	6
2.2.	Erdgasnetze und -speicherung.....	7
2.3	Fernwärme- und -kältenetze.....	7
2.4.	CO ₂ -Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS).....	8
2.5.	Erdöl- und Alken-Transport- und -Raffinerie-Infrastrukturen.....	8
2.6.	Der Markt wird für die meisten Investitionen sorgen, Hindernisse bestehen jedoch fort.....	8
2.7.	Investitionsbedarf und Finanzierungslücke.....	9
3.	Energieinfrastrukturkonzept: Eine neue Methode der strategischen Planung	10
4.	Europäische Infrastrukturprioritäten bis 2020 und danach	11
4.1.	Vorrangige Korridore für Strom, Gas und Öl.....	11
4.1.1.	Europas Stromnetz für 2020 rüsten.....	11
4.1.2.	Diversifizierte Gaslieferungen an ein lückenloses und flexibles EU- Erdgasverbundnetz.....	12
4.1.3.	Gewährleistung der Erdölversorgungssicherheit	12
4.1.4.	Einführung intelligenter Netze.....	13
4.2.	Vorbereitung der längerfristigen Netze.....	13
4.2.1.	Europäische Stromautobahnen.....	13
4.2.2.	Eine europäische CO ₂ -Transportinfrastruktur	14
4.3.	Von Prioritäten zu Projekten	14
5.	Instrumentarium zur Beschleunigung der Durchführung	15
5.1.	Regionale Cluster	15
5.2.	Schnellere und transparentere Genehmigungsverfahren.....	15

5.3.	Bessere Methoden und Information von Entscheidungsträgern und Bürgern	17
5.4.	Schaffung eines stabilen Finanzierungsrahmens	17
5.4.1.	Mobilisierung privater Finanzmittel durch verbesserte Kostenzuweisung.....	17
5.4.2.	Optimierung der Mobilisierung öffentlicher und privater Finanzierungsquellen und Abmilderung des Investorenrisikos.....	18
6.	Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen	19
ANHANG.....		20
1.	Einleitung	20
2.	Entwicklung von Energieangebot und -Nachfrage	21
3.	Vorrangige Korridore für Strom, Gas und Öl.....	28
3.1.	Europas Elektrizitätsnetz für 2020 rüsten	28
3.1.2.	Verbindungsleitungen in Südwesteuropa.....	32
3.1.3.	Verbindungen in Mittelost- und Südosteuropa	33
3.1.4.	Vollendung des Verbundplans für den Energiemarkt im Ostseeraum (Bereich Strom)	34
3.2.	Diversifizierte Gaslieferungen an ein lückenloses und flexibles EU- Verbunderdgasnetz.....	35
3.2.1.	Südlicher Korridor	35
3.2.2.	Nord-Süd-Erdgasverbindungsleitungen in Osteuropa	37
3.2.3.	Vollendung des Verbundplans für den Energiemarkt im Ostseeraum (Bereich Gas)	38
3.2.4.	Nord-Süd-Korridor in Westeuropa	39
3.3.	Gewährleistung der Erdölversorgungssicherheit	40
3.4.	Einführung intelligenter Netze	41
4.	Vorbereitung der längerfristigen Netze.....	46
4.1.	Europäische Stromautobahnen.....	46
4.2.	Eine europäische CO ₂ -Transportinfrastruktur	48

1. EINLEITUNG

Die europäische Energieinfrastruktur ist bildlich gesprochen das zentrale Nervensystem unserer Wirtschaft. Die Ziele der EU-Energiepolitik und die wirtschaftlichen Ziele von Europa 2020 können ohne eine wesentliche Veränderung beim Ausbau der europäischen Infrastruktur nicht erreicht werden. Der Umbau unseres Energiesystems für eine CO₂-arme Zukunft ist nicht allein Aufgabe der Energieindustrie, sondern erfordert technologische Verbesserungen, mehr Effizienz, Anpassung an den Klimawandel und neue Flexibilität. Diese Aufgabe kann kein Mitgliedstaat allein lösen. Eine europäische Strategie und Finanzierung sind erforderlich.

Durch die vom Europäischen Rat im März 2007 vereinbarte Energiepolitik für Europa¹ werden **die energiepolitischen Kernziele der Union in Bezug auf Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit** festgelegt. Der Energiebinnenmarkt muss in den kommenden Jahren vollendet werden und bis 2020 muss der Anteil erneuerbarer Energiequellen an unserem Endenergieverbrauch bei 20 % liegen, die Treibhausgasemissionen müssen um 20 % sinken² und Energieeffizienzgewinne müssen Einsparungen von 20% beim Energieverbrauch bewirken. Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Wettbewerbs um die Ressourcen der Erde muss die EU für ihre 500 Millionen Bürger Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleisten. Die relative Bedeutung von Energiequellen wird sich ändern. Bei fossilen Brennstoffen, vor allem Erdgas und Erdöl, wird die EU noch abhängiger von Einfuhren werden. Beim Strom wird die Nachfrage erheblich steigen.

In der am 10. November 2010 angenommenen Mitteilung **Energie 2020**³ wird eine entscheidende Veränderung in Bezug auf Planung, Bau und Betrieb unserer Energieinfrastrukturen und -netze gefordert. Die Energieinfrastrukturen stehen in der Leitinitiative „Ressourcenschonendes Europa“⁴ an vorderster Stelle.

Angemessene, integrierte und zuverlässige Energienetze bilden die unabdingbare Voraussetzung nicht nur für das Erreichen der energiepolitischen Ziele der EU, sondern auch für die EU-Wirtschaftsstrategie. Durch den Ausbau unserer Energieinfrastruktur wird die EU nicht nur in die Lage versetzt, einen gut funktionierenden Energiebinnenmarkt zu schaffen, sondern dieser wird auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, zur Einbeziehung erneuerbarer Energien, zur Steigerung der Energieeffizienz sowie dazu beitragen, dass die Verbraucher von neuen Technologien und intelligentem Energieverbrauch profitieren können.

Die EU zahlt einen hohen Preis für ihre veraltete und schlecht vernetzte Energieinfrastruktur. Im Januar 2009 wurden Lösungen für die Erdgasversorgungsstörungen in Osteuropa durch unzureichende Möglichkeiten für den Gastransport entgegen der Hauptflussrichtung sowie inadäquate Gasverbindungsleitungen und Gasspeicher behindert. Der zügige Ausbau der Offshore-Windenergieerzeugung in der Nord- und Ostseeregion wird durch unzureichende Netzanschlüsse sowohl im Meer als auch an Land behindert. Die Weiterentwicklung des riesigen Potenzials erneuerbarer Energieträger

¹ Schlussfolgerungen des Vorsitzes, Europäischer Rat, März 2007.

² 30 % falls die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind.

³ KOM(2010) 639.

⁴ Strategie Europa 2020 - KOM(2010) 2020.

in Südeuropa und Nordafrika wird ohne zusätzliche Verbindungsleitungen innerhalb der EU und zu Nachbarländern unmöglich sein. Die EU muss dringend in intelligente, wirkungsvolle und wettbewerbsfähige Energienetze investieren und ihr Potenzial an Energieeffizienzsteigerungen voll ausschöpfen, wenn Risiko und Kosten von Versorgungsstörungen und Energieverschwendung nicht noch weiter steigen sollen.

Langfristig werden diese Fragen durch das EU-Dekarbonisierungsziel der Verringerung unserer Treibhausgasemissionen um 80-95 % bis 2050 mehr Gewicht erhalten und weitere Entwicklungen erfordern, beispielsweise eine Infrastruktur für die großmaßstäbliche Stromspeicherung, das Aufladen von Elektrofahrzeugen sowie Transport und Speicherung von CO₂ und Wasserstoff. Die im kommenden Jahrzehnt errichteten Infrastrukturen werden überwiegend noch bis etwa 2050 genutzt. Daher muss das **längerfristige Ziel** unbedingt Berücksichtigung finden. Die Kommission beabsichtigt, 2011 einen umfassenden Fahrplan bis 2050 vorzulegen. Der Fahrplan wird Szenarios für den Energiemix enthalten, die aufzeigen, wie Europas langfristiges Dekarbonisierungsziel erreicht werden kann und welche Auswirkungen dies für energiepolitische Entscheidungen hat. In dieser Mitteilung wird der Energieinfrastruktur-Fahrplan bestimmt, der zum Erreichen unserer Energieziele für 2020 erforderlich ist. Die Fahrpläne für CO₂-arme Wirtschaft und Energie bis 2050 enthalten weitere Informationen und dienen durch ihre langfristige Vision als Leitfaden für die Umsetzung der EU-Energieinfrastruktur.

Die heute geplante Energieinfrastruktur muss mit den längerfristigen politischen Entscheidungen vereinbar sein.

Eine neue EU-Energieinfrastrukturpolitik ist notwendig, um den Netzausbau auf kontinentaler Ebene zu koordinieren und zu optimieren. Dies wird es der EU ermöglichen, die Vorteile eines integrierten europäischen Netzes, das mehr ist als die Summe seiner einzelnen Bestandteile, in vollem Umfang zu nutzen. Durch eine europäische Strategie für voll integrierte, auf intelligenten Technologien mit geringen CO₂-Emissionen basierende Energieinfrastrukturen werden die Kosten des Übergangs zu Technologien mit geringen CO₂-Emissionen für die einzelnen Mitgliedstaaten durch Skaleneffekte gesenkt. Ein lückenloser europäischer Verbundmarkt wird auch die Versorgungssicherheit erhöhen und zur Stabilisierung der Verbraucherpreise beitragen, indem gewährleistet ist, dass Strom und Gas dorthin geleitet werden, wo sie benötigt werden. Durch europäische Netze, gegebenenfalls mit Nachbarländern, wird auch der Wettbewerb im Energiebinnenmarkt der EU erleichtert und Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten geschaffen. Vor allem aber wird die integrierte europäische Infrastruktur sicherstellen, dass die europäischen Bürger und Unternehmen Zugang zu erschwinglichen Energiequellen haben. Dadurch kann ferner ein positiver Beitrag geleistet werden im Hinblick auf das Ziel von Europa 2020, eine starke, diversifizierte und wettbewerbsfähige Industrie in Europa beizubehalten.

Besonders zwei Themen müssen behandelt werden: Projektgenehmigung und –finanzierung. Die Erteilung von Genehmigungen und die grenzübergreifende Zusammenarbeit müssen effizienter und transparenter gestaltet werden, um die öffentliche Akzeptanz zu erhöhen und die Durchführung zu beschleunigen. Finanzlösungen müssen gefunden werden, um den auf etwa eine Billion Euro geschätzten Investitionsbedarf (davon allein die Hälfte für die Energienetze) im kommenden Jahrzehnt zu decken. Der Großteil dieser Netzinvestitionen wird über regulierte Tarife und Engpassentgelte finanziert werden. Innerhalb des aktuellen Rechtsrahmens werden jedoch **nicht alle erforderlichen Investitionen getätigt oder nicht so rasch wie notwendig getätigt**, was vor allem auf die nichtkommerziellen positiven externen Effekte bzw. den regionalen oder europäischen Zusatznutzen einiger Projekte

zurückzuführen ist, deren unmittelbarer Nutzen auf nationaler oder lokaler Ebene begrenzt ist. Der Rückgang der Infrastrukturinvestitionen wurde durch die Rezession noch verstärkt.

Initiativen für eine neue Energiestrategie der EU haben die volle Unterstützung der europäischen Staats- und Regierungschefs. Im März 2009 forderte der Europäische Rat⁵ eine gründliche Überprüfung des Rahmens für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E)⁶ und seine Anpassung sowohl an die vorstehend skizzierten Herausforderungen als auch an die der Union durch Artikel 194 des Vertrags von Lissabon übertragenen neuen Aufgaben.

In dieser Mitteilung wird ein Konzept für die EU skizziert, das einen Eindruck davon vermitteln soll, was erforderlich ist, um unsere Netze effizient zu gestalten. Es enthält eine neue Methode der strategischen Planung, die einen Überblick über die erforderlichen Infrastrukturen gibt, auf der Grundlage einer klaren und transparenten Methodik bewertet, welche Infrastrukturen von europäischem Interesse sind und ein Instrumentarium für ihre fristgerechte Umsetzung bietet, einschließlich der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, verbesserter Kostenzuweisung und zielgerichteter Finanzierung zur Stimulierung privater Investitionen.

2. HERAUSFORDERUNGEN IM INFRASTRUKTURBEREICH: DRINGENDER HANDLUNGSBEDARF

Die Herausforderung der Vernetzung unserer Energieinfrastruktur und ihrer Anpassung an den neuen Bedarf ist erheblich, dringlich und betrifft alle Sektoren⁷.

2.1. Stromnetze und -speicherung

Die Stromnetze müssen nachgerüstet und modernisiert werden, damit sie den **steigenden Bedarf** decken können, der durch eine starke Verlagerung innerhalb der gesamten Energiewertschöpfungskette bzw. des Energiemix bedingt ist, aber auch durch die zunehmende Vielfalt elektrizitätsgestützter Anwendungen und Technologien (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Wasserstoff- und Brennstoffzellen⁸, Informations- und Kommunikationsgeräte usw.). Die Netze müssen ferner dringend ausgeweitet und modernisiert werden, um die Marktintegration zu fördern und das bestehende Niveau an Systemsicherheit aufrechtzuerhalten, vor allem aber um den **aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom**, der sich im Zeitraum 2007-2029 mehr als verdoppeln dürfte⁹, zu transportieren und Schwankungen auszugleichen. Ein wesentlicher Anteil der Erzeugungskapazitäten wird sich an Standorten konzentrieren, die weiter von den Hauptverbrauchs- bzw. -speicherzentren entfernt sind. 2020 dürften bis zu 12 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von Offshore-Anlagen, vor allem in den nördlichen Meeren, stammen. Ein wesentlicher Anteil wird zudem aus auf dem Festland errichteten Solar- und Windparks in Südeuropa oder Biomasseanlagen in Mittel- und

⁵ Schlussfolgerungen des Europäischen Rates, 19./20. März 2009, 7880/09.

⁶ Die TEN-E-Leitlinien und die TEN-Finanzierungsverordnung. Siehe Bericht über die Realisierung der transeuropäischen Energienetze im Zeitraum 2007-2009 - KOM(2010)203.

⁷ Eine detaillierte Analyse ist dem Anhang zu dieser Mitteilung und der beigelegten Folgenabschätzung zu entnehmen.

⁸ Für die großmaßstäbliche Einführung ist die Entwicklung einer Wasserstofftransport- und speicherinfrastruktur von erheblichem Umfang erforderlich.

⁹ Auf der Grundlage der nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien, die 23 Mitgliedstaaten der Kommission gemeldet haben.

Osteuropa stammen, während gleichzeitig die dezentrale Stromerzeugung auf dem gesamten Kontinent an Boden gewinnt. Durch ein **dichtes und intelligentes Verbundnetz mit großmaßstäblicher Speicherung** können die Kosten der Nutzung erneuerbarer Energieträger gesenkt werden, da die größte Effizienz auf gesamteuropäischer Ebene erzielt werden kann. Über diese kurzfristigen Anforderungen hinaus müssen die Stromnetze noch grundlegender weiterentwickelt werden, damit bis 2050 der Übergang zu einem Stromsystem mit geringeren CO₂-Emissionen möglich wird, das sich auf neue **Technologien für Hochspannungsübertragungsleitungen über große Distanzen und neue Stromspeichertechnologien** stützt, die den ständig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien aus der EU und aus Drittländern aufnehmen können.

Gleichzeitig müssen die Netze intelligenter werden. Die Ziele der EU für Energieeffizienz und erneuerbare Energien bis 2020 können nur erreicht werden, wenn die Übertragungs- und Verteilungsnetze **innovativer und intelligenter** gestaltet werden, vor allem durch Informations- und Kommunikationstechnologien. Sie werden von grundlegender Bedeutung für die Einführung des Nachfragemanagements und anderer Dienste der **intelligenten Netze** sein. Intelligente Stromnetze werden die Transparenz erleichtern und es den Verbrauchern ermöglichen, Geräte im Haus zu steuern und so Energie zu sparen, die eigene Stromerzeugung zu erleichtern und Kosten zu senken. Solche Technologien werden auch zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit und der weltweiten technologischen Führungsrolle der EU-Industrie einschließlich der KMU beitragen.

2.2. Erdgasnetze und -speicherung

Erdgas wird in den kommenden Jahrzehnten – sofern die Versorgungssicherheit gewährleistet ist – weiterhin eine Schlüsselrolle im Energiemix der EU spielen und als **Reservebrennstoff** zum Ausgleich von Stromerzeugungsschwankungen an Bedeutung gewinnen. Wenngleich langfristig nichtkonventionelles Gas und Biogas dazu beitragen können, die Abhängigkeit der EU von Einfuhren zu verringern, erfordern die zur Neige gehenden internen herkömmlichen Erdgasvorkommen mittelfristig zusätzliche diversifizierte **Einfuhren**. Die Gasnetze müssen innerhalb des Systems noch flexibler werden durch bidirektionale Fernleitungen, größere Speicherkapazitäten und flexible Lieferungen, einschließlich Flüssigerdgas (LNG) und komprimiertem Erdgas (CNG). Gleichzeitig sind die Märkte weiterhin fragmentiert und monopolistisch, mit zahlreichen Hemmnissen für den offenen und fairen Wettbewerb. In Osteuropa herrscht, noch verstärkt durch mangelnde Infrastrukturen, weiterhin **die Abhängigkeit von einer einzigen Energiequelle** vor. Bereits bis 2020 sind ein diversifiziertes Portfolio physischer Erdgasquellen und Lieferwege sowie gegebenenfalls ein lückenloses bidirektionales Erdgasverbundnetz in der EU erforderlich¹⁰. Diese Entwicklung sollte eng mit der EU-Drittländerstrategie verknüpft sein, vor allem in Bezug auf unsere Lieferanten und Transitländer.

2.3 Fernwärme- und -kältenetze

In Wärmekraftwerken entstehen häufig Umwandlungsverluste, während gleichzeitig nicht weit davon entfernt in gesonderten Wärme- oder Kälteerzeugungssystemen natürliche Ressourcen verbraucht werden. Dies ist sowohl ineffizient als auch kostspielig. Ebenso werden natürliche Ressourcen, beispielsweise Meer- oder Grundwasser, trotz der damit verbundenen Kosteneinsparungen selten zur Kühlung benutzt. Daher sollten Entwicklung und

¹⁰ Siehe die Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit, (EG) Nr. 994/2010.

Modernisierung von Fernwärme- und –kältenetzen in allen größeren Gemeinden, deren lokale und regionale Bedingungen in Bezug auf den Wärme- und Kältebedarf, bestehende oder geplante Infrastrukturen und den Energieerzeugungsmix usw. dies rechtfertigen, als prioritär gefördert werden. Dieses Thema wird im Aktionsplan für Energieeffizienz und in der Innovationspartnerschaft „Intelligente Städte“, die Anfang 2011 gestartet werden, behandelt.

2.4. CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS)

Durch CCS-Technologien würden CO₂-Emissionen in großem Umfang verringert, wobei gleichzeitig fossile Brennstoffe, die in den kommenden Jahrzehnten weiterhin eine wichtige Quelle der Stromerzeugung sein werden, genutzt werden könnten. Die Technologie, ihre Risiken und ihr Nutzen werden noch in Pilotanlagen geprüft, die 2015 ans Netz gehen werden. Mit der kommerziellen Einführung von CCS in der Stromerzeugung und industriellen Anwendungen dürfte nach 2020 begonnen werden, gefolgt von der weltweiten Einführung ab etwa 2030. Da potenzielle CO₂-Speicherstätten nicht gleichmäßig über Europa verteilt sind und einige Mitgliedstaaten angesichts der erheblichen Menge von CO₂-Emissionen innerhalb ihrer nationalen Grenzen nur über eine begrenzte Speicherkapazität verfügen, könnte der Bau einer europäischen Fernleitungsinfrastruktur über Ländergrenzen hinweg oder im Meer erforderlich werden.

2.5. Erdöl- und Alken-Transport- und -Raffinerie-Infrastrukturen

Bleiben Klima-, Verkehrs- und Energieeffizienzpolitik auf dem heutigen Stand, so wäre davon auszugehen, dass Erdöl 30 % der Primärenergie ausmacht und ein wesentlicher Teil der Kraftstoffe wahrscheinlich bis 2030 auf Erdöl basieren wird. Die Versorgungssicherheit hängt von der Integrität und Flexibilität der gesamten **Versorgungskette** ab, vom Rohöl, das an Raffinerien geliefert wird, bis zum Endprodukt, das an die Verbraucher verteilt wird. Gleichzeitig wird die künftige Ausgestaltung der Transportinfrastruktur für Rohöl und Erdölerzeugnisse auch durch Entwicklungen im europäischen Raffineriesektor mitbestimmt, der derzeit einer Reihe von Herausforderungen gegenübersteht, wie der diesem Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen beigelegten Mitteilung zu entnehmen ist.

2.6. Der Markt wird für die meisten Investitionen sorgen, Hindernisse bestehen jedoch fort

Die seit 2009 von der EU verabschiedeten politischen und legislativen Maßnahmen liefern ein starkes und solides Fundament für die europäische Infrastrukturplanung. Das **dritte Energiebinnenmarkt-Paket**¹¹ bildete die Grundlage für die europäische Netzplanung und die Investitionen, indem vorgeschrieben wurde, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) zusammenarbeiten und im Rahmen des Europäischen Verbunds der Netzbetreiber (ENTSO) regionale bzw. europäische Zehnjahresnetzausbaupläne (TYNDP) für Strom und Gas ausarbeiten müssen, und Regeln für die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden bei grenzübergreifenden Investitionen im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) festgelegt wurden.

Das dritte Paket verpflichtet die Regulierungsbehörden, den Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf den EU-Binnenmarkt als Ganzes Rechnung zu tragen. Das bedeutet, dass

¹¹ Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG, Verordnungen (EG) Nr. 713, (EG) Nr. 714 und (EG) Nr. 715/2009.

sie Investitionen nicht nur nach dem Nutzen für ihren Mitgliedstaat, sondern auf der Grundlage des EU-weiten Nutzens bewerten müssen. Die **Tariffestsetzung** ist weiterhin national ausgerichtet und wichtige Entscheidungen über Projekte zum Infrastrukturverbund werden auf nationaler Ebene getroffen. Die nationalen Regulierungsbehörden waren stets bestrebt, die Tarife zu minimieren und tendieren somit dazu, Projekten mit höherem regionalen Nutzen oder schwieriger grenzübergreifender Kostenallokation, Projekten, bei denen innovative Technologien eingesetzt werden oder Projekten, die lediglich der Versorgungssicherheit dienen, nicht zuzubilligen, dass sie die notwendige Rendite erwirtschaften werden.

Außerdem wird es mit dem gestärkten und ausgeweiteten **Emissionshandelssystem** (EHS) einen einheitlichen europäischen CO₂-Markt geben. Durch die CO₂-Preise des EHS werden der optimale Stromversorgungsmix und die Standortwahl bereits heute beeinflusst und zunehmend in Richtung auf CO₂-arme Versorgungsquellen verlagert.

Durch die **Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit**¹² wird die Reaktionsfähigkeit der EU in Krisensituationen durch erhöhte Netzstabilität und gemeinsame Normen für die Versorgungssicherheit und Zusatzausrüstungen gestärkt. Sie legt außerdem klare Verpflichtungen für die Netzinvestitionen fest.

Lange und unsichere **Genehmigungsverfahren** wurden von der Industrie, den ÜNB/FNB und den Regulierungsbehörden als einer der Hauptgründe für Verzögerungen bei der Durchführung von Infrastrukturprojekten, vor allem im Bereich Elektrizität, bezeichnet¹³. Zwischen Planungsbeginn und endgültiger Inbetriebnahme einer Verbindungsleitung liegen häufig über zehn Jahre¹⁴. Grenzübergreifende Projekte rufen oft zusätzlichen Widerstand hervor, da sie häufig als „reine Transitleitungen“ ohne lokalen Nutzen angesehen werden. Beim Strom wird davon ausgegangen, dass daraus entstehende Verzögerungen die Durchführung von rund 50 % der rentablen Projekte bis 2020 verhindern¹⁵ werden. Dadurch würde die Umgestaltung der EU in eine emissions- und CO₂-arme Wirtschaft behindert und ihre Wettbewerbsfähigkeit bedroht. In Offshore-Gebieten wird durch mangelnde Koordinierung, strategische Planung und Angleichung der nationalen rechtlichen Rahmenbedingungen häufig das Verfahren verlangsamt und das Risiko von Konflikten im Rahmen anderer Meeresnutzungen zu einem späteren Zeitpunkt erhöht.

2.7. Investitionsbedarf und Finanzierungslücke

Rund eine Billion Euro müssen bis 2020 in unser Energiesystem investiert werden¹⁶, um energiepolitische und Klimaziele zu erreichen. Etwa die Hälfte davon wird für Netze einschließlich der Stromübertragung und Gasfernleitung, Strom- und Gasspeicherung und intelligente Netze benötigt.

Von diesen Investitionen werden **rund 200 Mrd. EUR allein für Energietransportnetze benötigt**. Nur etwa 50 % der erforderlichen Investitionen in Energietransportnetze werden bis 2020 vom Markt getragen. Es bleibt eine Lücke von rund 100 Mrd. EUR, die teilweise auf

¹² Verordnung (EG) Nr. 994/2010.

¹³ Anhörung der Öffentlichkeit zum Grünbuch „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz“, KOM(2008) 737/3.

¹⁴ Zehnjahresnetzausbauplan von ENTSO-E, Juni 2010.

¹⁵ Siehe beigefügte Folgenabschätzung.

¹⁶ PRIMES-Modellrechnungen.

Verzögerungen bei der Erteilung der erforderlichen Umwelt- und Baugenehmigungen, aber auch auf die schwierige Finanzierung und einen Mangel an geeigneten Instrumenten für die Risikobegrenzung zurückzuführen ist. Dies gilt vor allem für Projekte mit positiven externen Effekten und umfassenden europäischen Nutzeffekten, die aber nicht in ausreichendem Maße wirtschaftlich gerechtfertigt sind¹⁷. Wir müssen unsere Anstrengungen auch auf die Weiterentwicklung des Energiebinnenmarktes konzentrieren, der von grundlegender Bedeutung ist für einen privaten Investitionsschub in Energieinfrastrukturen, was wiederum zur Verringerung der Investitionslücke in den kommenden Jahren beitragen wird.

Werden diese Investitionen nicht getätigt oder nicht EU-weit koordiniert, so wären die Kosten enorm, wie sich beim Ausbau der Offshore-Windenergie gezeigt hat, wo nationale Lösungen 20 % teurer sein könnten. Die Durchführung aller erforderlichen Investitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsinfrastruktur würde im Zeitraum 2011-2020 775 000 zusätzliche Arbeitsplätze schaffen und unser BIP im Vergleich zum Wachstum beim „Business-as-usual“-Szenario um weitere 19 Mrd. EUR erhöhen¹⁸. Darüber hinaus würde durch diese Investitionen die Verbreitung von EU-Technologien gefördert. Die EU-Industrie einschließlich der KMU zählt zu den wichtigsten Produzenten von Energieinfrastrukturtechnologien. Die Modernisierung der EU-Energieinfrastruktur bietet die Gelegenheit, die Wettbewerbsfähigkeit der EU und ihre weltweite technologische Führungsposition auszubauen.

3. ENERGIEINFRASTRUKTURKONZEPT: EINE NEUE METHODE DER STRATEGISCHEN PLANUNG

Damit in den kommenden zwei Jahrzehnten die Energieinfrastrukturen gebaut werden können, die Europa benötigt, ist eine völlig neue Infrastrukturpolitik auf der Grundlage einer europäischen Vision erforderlich. Das bedeutet auch, dass die derzeitige Praxis der TEN-E mit lange im Vorhinein festgelegten und unflexiblen Projektlisten geändert werden muss. Die Kommission schlägt eine neue Methode vor, die sich wie folgt zusammensetzt:

- Erstellung der Energieinfrastruktur-Karte für ein europäisches intelligentes Supernetz, das Netze auf dem gesamten Kontinent miteinander verbindet.
- Konzentration auf eine begrenzte Zahl **europäischer Prioritäten**, die bis 2020 umgesetzt werden müssen, damit die langfristigen Ziele erreicht werden und bei denen europäische Maßnahmen am besten gerechtfertigt sind.
- Anhand einer gemeinsam vereinbarten Methodik Festlegung **konkreter Projekte**, die für die Umsetzung dieser Prioritäten erforderlich sind (Projekte von europäischem Interesse). Dabei sollte flexibel vorgegangen und auf regionaler Zusammenarbeit aufgebaut werden, damit den wechselnden Marktbedingungen und der Technologieentwicklung Rechnung getragen werden kann.
- Unterstützung der Durchführung von Projekte von europäischem Interesse durch **neue Instrumente** wie verbesserte regionale Zusammenarbeit, Genehmigungsverfahren, bessere Methoden und Information der Entscheidungsträger und Bürger sowie innovative Finanzinstrumente.

¹⁷ Siehe beigefügte Folgenabschätzung.

¹⁸ Siehe beigefügte Folgenabschätzung.

4. EUROPÄISCHE INFRASTRUKTURPRIORITÄTEN BIS 2020 UND DANACH

Die Kommission schlägt folgende kurz- und längerfristige Prioritäten vor, damit unsere Energieinfrastruktur für das 21. Jahrhundert gerüstet ist.

4.1. Vorrangige Korridore für Strom, Gas und Öl

4.1.1. Europas Stromnetz für 2020 rüsten

Der erste Zehnjahresnetzausbauplan (TYNDP)¹⁹ bildet eine solide Grundlage für die Festlegung von Prioritäten im Strominfrastruktursektor. Der Plan berücksichtigt jedoch Infrastrukturinvestitionen, die durch bedeutende neue Offshore-Erzeugungskapazitäten – vor allem die Windenergieerzeugung in der Nordsee²⁰ – ausgelöst wurden, nicht in vollem Umfang und gewährleistet nicht die fristgerechte Durchführung, vor allem bei grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen. Um die fristgerechte Integration **erneuerbarer** Erzeugungskapazitäten in Nord- und Südeuropa und die weitere **Marktintegration** zu gewährleisten, schlägt die Europäische Kommission vor, sich auf folgende vorrangige Korridore zu konzentrieren, damit Europas Stromnetze für 2020 gerüstet sind:

1. **Offshore-Netz in den nördlichen Meeren und Anbindung an Nord- bzw. Mitteleuropa** – zur Integration und Verbindung der Energieerzeugungskapazitäten in den nördlichen Meeren²¹ mit den Verbrauchszentren in Nord- und Mitteleuropa und den Pumpspeicheranlagen in der Alpenregion und den nordischen Ländern.
2. **Verbindungsleitungen in Südwesteuropa** zur Aufnahme von Wind-, Wasser- und Solarenergie, insbesondere zwischen der Iberischen Halbinsel und Frankreich, und weiter nach Mitteleuropa, damit die nordafrikanischen erneuerbaren Energiequellen und die bestehende Infrastruktur zwischen Nordafrika und Europa bestmöglich genutzt werden können.
3. **Verbindungen in Mittelosteuropa und Südosteuropa** – Stärkung des regionalen Netzes in nord-südlicher und ost-westlicher Lastflussrichtung, um die Marktintegration und die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen, einschließlich der Verbindungen zu Speichern und der Integration von „Energieinseln“.
4. **Vollendung des BEMIP** (Verbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum) – Integration der baltischen Staaten in den europäischen Markt durch Stärkung ihrer Binnennetze und Ausbau der Verbindungsleitungen mit Finnland, Schweden und Polen sowie durch Stärkung des innerpolnischen Netzes und der Verbindungsleitungen nach Osten und Westen.

¹⁹ Die von den nationalen Netzbetreibern festgelegten Projekte decken die gesamte EU, Norwegen, die Schweiz und den westlichen Balkan ab. Die Liste enthält nicht die lokalen, regionalen oder nationalen Projekte, die nicht von europäischer Bedeutung sind.

²⁰ In der für 2012 geplanten nächsten Ausgabe des TYNDP wird voraussichtlich ein stärker „top-down“ ausgerichteter Ansatz verfolgt, der von der Erfüllung der bis 2020 bestehenden rechtlichen Verpflichtungen zur Integration erneuerbarer Energiequellen und zur Emissionsminderung mit Blick auf die Zeit nach 2020 ausgeht und auf diese Mängel eingehen wird.

²¹ Dazu zählen die Nordsee und die nordwestlichen Meere.

4.1.2. *Diversifizierte Gaslieferungen an ein lückenloses und flexibles EU-Erdgasverbundnetz*

Ziel dieses vorrangigen Bereichs ist der Bau von Infrastrukturen, die benötigt werden, damit Erdgas jeder Provenienz unabhängig von nationalen Grenzen überall in der EU ge- und verkauft werden kann. Dadurch wären sowohl die Nachfragesicherheit gewährleistet als auch mehr Auswahl geschaffen und den Gaserzeugern ein größerer Markt eröffnet. Eine Reihe positiver Beispiele in den Mitgliedstaaten zeigt, dass die Diversifizierung der Schlüssel für die Schaffung von mehr Wettbewerb und verbesserter **Versorgungssicherheit** ist. Während auf EU-Ebene die Lieferungen über drei Korridore – den Nördlichen Korridor aus Norwegen, den Östlichen Korridor aus Russland und den Mittelmeer-Korridor aus Afrika – und durch LNG diversifiziert ist, sind einige Regionen noch von einer einzigen Erdgasquelle abhängig. Jede europäische Region sollte bis 2020 eine Infrastruktur aufbauen, die physischen Zugang zu **mindestens zwei unterschiedlichen Quellen** bietet. Gleichzeitig werden durch die ausgleichende Rolle von Gas bei Stromerzeugungsschwankungen und die in der Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit eingeführten Infrastrukturnormen zusätzliche Anforderungen in Bezug auf die Flexibilität geschaffen und der Bedarf an bidirektionalen Fernleitungen, größeren Speicherkapazitäten und flexiblen Lieferungen, etwa von LNG/CNG, erhöht. Zur Erreichung dieser Ziele wurden die folgenden vorrangigen Korridore ausgewiesen:

1. **Der Südliche Korridor**, um auf EU-Ebene die Erdgasquellen weiter zu diversifizieren und Erdgas vom Kaspischen Becken, aus Zentralasien und dem Mittleren Osten in die EU zu bringen.
2. Die Verbindung von Ostsee, Schwarzem Meer, Adria und Ägäis durch:
 - die Umsetzung des **BEMIP** und
 - den **Nord-Süd-Korridor** in Mittelosteuropa und Südosteuropa.
3. Der Nord-Süd-Korridor in Westeuropa, um die **internen Engpässe zu beseitigen** und die kurzfristige Lieferfähigkeit zu steigern und so mögliche alternative externe Lieferungen, auch aus Afrika, in vollem Umfang zu nutzen und die bestehende Infrastruktur, vor allem die bestehenden LNG-Anlagen und –Speicher, zu optimieren. .

4.1.3. *Gewährleistung der Erdölversorgungssicherheit*

Ziel dieser Priorität ist die Gewährleistung ununterbrochener Rohöllieferungen an derzeit von begrenzten Versorgungsrouten abhängige EU-Länder (Binnenstaaten) in Mittelosteuropa im Fall anhaltender Versorgungsstörungen auf den herkömmlichen Routen. Die Diversifizierung der Ölbezugsquellen sowie Verbundleitungen könnten auch dazu beitragen, dass die Beförderung von Erdöl mit Tankern nicht weiter zunimmt, wodurch die Gefahr von Umweltkatastrophen, vor allem in der besonders sensiblen und stark befahrenen Ostsee bzw. den türkischen Meerengen verringert wird. Dies kann größtenteils im Rahmen der bestehenden Infrastruktur erreicht werden, indem die Interoperabilität des **mittelosteuropäischen Fernleitungsnetzes** durch den Verbund der einzelnen Systeme und Beseitigung von Kapazitätsengpässen und/oder die Möglichkeit von Reverse-flow-Transporten verstärkt wird.

4.1.4. Einführung intelligenter Netze

Ziel dieser Priorität ist die Schaffung des notwendigen Rahmens und von **Anreizen für rasche Investitionen** in eine neue „intelligente“ Netzinfrastuktur, zur Unterstützung i) eines wettbewerbsfähigen Einzelhandelsmarktes, ii) eines gut funktionierenden Energiedienstleistungsmarktes mit echten Wahlmöglichkeiten für Energieeinsparungen und -effizienz und iii) der Integration erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieerzeugung sowie iv) der Befriedigung neuer Arten der Nachfrage, beispielsweise durch Elektrofahrzeuge.

Die Kommission wird ferner den **Bedarf an weiteren Rechtsvorschriften prüfen**, damit die Einführung intelligenter Netze weiter vorankommt. Vor allem in Bezug auf die Förderung von Investitionen in intelligente Netze und intelligente Zähler muss gründlich geprüft werden, welche Aspekte von intelligenten Netzen und Zählern geregelt oder normiert werden müssen und was dem Markt überlassen werden kann. Die Kommission zieht außerdem weitere Maßnahmen in Betracht, mit denen sichergestellt werden soll, dass intelligente Netze und Zähler den gewünschten Nutzen für Verbraucher, Erzeuger, Betreiber und im Hinblick auf die Energieeffizienz bringen. Die Ergebnisse dieser Prüfung und mögliche weitere Maßnahmen werden im Laufe des Jahres 2011 veröffentlicht.

Zusätzlich wird die Kommission eine **Plattform für Transparenz und Information über intelligente Netze** einrichten, über die die aktuellsten Erfahrungen und vorbildlichen Verfahren der Einführung in Europa verbreitet, Synergien zwischen den unterschiedlichen Konzepten geschaffen und der Aufbau eines geeigneten Regelungsrahmens erleichtert werden können. Die fristgerechte Festlegung technischer Normen und eines angemessenen Datenschutzes sind hierfür entscheidend. Zu diesem Zweck sollte im Rahmen des SET-Plans der Schwerpunkt verstärkt auf intelligente Netztechnologien gelegt werden.

4.2. Vorbereitung der längerfristigen Netze

Im Rahmen der längerfristigen Perspektive, die mit dem Fahrplan bis 2050 vorgelegt werden soll, muss die EU heute mit Konzeption, Planung und Bau der Energienetze der Zukunft beginnen, die erforderlich sind, damit die EU die Treibhausgasemissionen weiter reduzieren kann. Hierfür steht nur ein **begrenzt Zeitfenster** zur Verfügung. Nur durch einen koordinierten Ansatz für eine optimierte europäische Infrastruktur können kostspielige Konzepte auf Ebene der Mitgliedstaaten oder auf Projektebene und suboptimale Lösungen langfristig vermieden werden.

4.2.1. Europäische Stromautobahnen

Die künftigen „**Stromautobahnen**“ müssen in der Lage sein: i) die ständig zunehmende Erzeugung überschüssiger Windenergie in den nördlichen Meeren und in der Ostsee bzw. in den daran angrenzenden Gebieten und die ständig wachsende Erzeugung erneuerbarer Energien in Ost- und Südeuropa sowie Nordafrika aufzunehmen; ii) diese neuen Stromerzeugungshubs mit großen Speichern in den nordischen Ländern und den Alpen sowie mit großen Verbrauchszentren in Mitteleuropa zu verbinden und iii) eine zunehmend flexible und dezentrale Stromnachfrage und -lieferung zu bewältigen²².

²² Da ein solches Netz letztendlich wahrscheinlich auf einer Gleichstrom-Technologie beruhen wird, muss es unter Gewährleistung der Kompatibilität mit dem derzeitigen Wechselstrom-Netz schrittweise aufgebaut werden.

Die Europäische Kommission schlägt daher vor, unverzüglich mit der Arbeit an einem **modularen Entwicklungsplan** zu beginnen, der es ermöglichen würde, erste Stromautobahnen 2020 in Auftrag zu geben. Der Plan würde auch ihre Erweiterung vorsehen mit dem Ziel, den Ausbau großmaßstäblicher erneuerbarer Energieerzeugungskapazitäten auch über die EU-Grenzen hinaus zu erleichtern, sowie mit Blick auf die potenzielle Entwicklung neuer Stromerzeugungstechnologien wie Wellen-, Wind- und Gezeitenenergie.

4.2.2. Eine europäische CO₂-Transportinfrastruktur

Dieser vorrangige Bereich umfasst die Prüfung und Vereinbarung der **technischen und praktischen Modalitäten einer künftigen CO₂-Transportinfrastruktur**. Dank der von der Europäischen Industrie-Initiative für CO₂-Abscheidung und -Speicherung im Rahmen des SET-Plans eingeleiteten weiteren Forschung kann in Einklang mit der vorgesehenen kommerziellen Einführung der Technologie ab 2020 fristgerecht mit Planung und Errichtung der Infrastrukturen auf europäischer Ebene begonnen werden. Auch die **regionale Zusammenarbeit** wird unterstützt, um die Entwicklung von Kontaktstellen für die künftige europäische Infrastruktur anzuregen.

4.3. Von Prioritäten zu Projekten

Die vorstehend genannten Prioritäten müssen in konkrete Projekte umgesetzt werden und zum Aufbau eines **rollierenden Programms** führen. Die ersten Projektlisten sollten im Laufe des Jahres 2012 stehen und anschließend alle zwei Jahre aktualisiert werden, um Input für die regelmäßige Aktualisierung der TYNDP zu liefern.

Die Projekte sollten nach **vereinbarten und transparenten Kriterien** festgelegt und eingestuft werden, die zu einer begrenzten Zahl von Projekten führen. Die Kommission schlägt vor, die Arbeit solle auf folgenden Kriterien basieren, die zusammen mit allen einschlägigen Akteuren, vor allem der ACER, verfeinert und vereinbart werden:

- *Strom*: Beitrag zur Stromversorgungssicherheit; Kapazität zur Anbindung der erneuerbaren Energieerzeugung und zum Transport der Energie zu den großen Verbrauchs-/Speicherzentren; Steigerung von Marktintegration und Wettbewerb; Beitrag zu Energieeffizienz und intelligenter Stromnutzung.
- *Gas*: Diversifizierung, wobei die Diversifizierung der Energiequellen, die Diversifizierung der Lieferpartner und die Diversifizierung der Routen Vorrang hat; Steigerung des Wettbewerbs durch Erhöhung des Verbundgrads; Steigerung der Marktintegration und Verringerung der Marktkonzentration.

Die festgelegten Projekte würden auf EU-Ebene geprüft um die **Kohärenz in Bezug auf Prioritäten und Regionen** sicherzustellen, und entsprechend ihrer Dringlichkeit hinsichtlich ihres Beitrags zur Verwirklichung der Prioritäten und der Ziele des Vertrags eingestuft. Projekte, die die Kriterien erfüllen, würden als „**Projekte von europäischem Interesse**“ bezeichnet. Auf dieser Grundlage würde dann die weitere Bewertung²³ und Einschätzung im Rahmen der im folgenden Kapitel beschriebenen Maßnahmen erfolgen. Durch die Bezeichnung „Projekt von europäischem Interesse“ würde den betreffenden Projekten politischer Vorrang eingeräumt.

²³ Die ökonomischen, sozialen und ökologischen Folgen der Projekte werden nach der im folgenden Kapitel genannten gemeinsamen Methode bewertet.

5. INSTRUMENTARIUM ZUR BESCHLEUNIGUNG DER DURCHFÜHRUNG

5.1. Regionale Cluster

Die im Rahmen des Verbundplans für den Energiemarkt im Ostseeraum (BEMIP) oder der Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer (NSCOGI) entwickelte regionale Zusammenarbeit hat entscheidend zur Einigung über regionale Prioritäten und ihre Umsetzung beigetragen. Die im Rahmen des Energiebinnenmarktes verbindlich vorgeschriebene regionale Zusammenarbeit wird zur Beschleunigung der Marktintegration beitragen, während der regionale Ansatz von Vorteil für den ersten TYNDP war.

Nach Ansicht der Kommission wären solche **zielgerichteten regionalen Plattformen für** Planung, Durchführung und Überwachung der festgelegten Prioritäten sowie die Erstellung von Investitionsplänen und konkreten Projekten von Nutzen. Die im Rahmen des Energiebinnenmarktes festgelegte Rolle der bereits existierenden **Regionalen Initiativen** sollte in Bezug auf Aufgaben in Zusammenhang mit der Infrastrukturplanung gegebenenfalls gestärkt werden; wo es erforderlich ist, könnten auch regionale Strukturen auf Ad-hoc-Basis vorgeschlagen werden. In diesem Zusammenhang können die EU-Strategien für sogenannte Makroregionen (wie die Ostsee und der Donaauraum) als Kooperationsplattformen für die Vereinbarung transnationaler sektorübergreifender Projekte herangezogen werden.

Als Auftakt für die neue regionale Planungsmethode plant die Kommission in diesem Zusammenhang außerdem die Einsetzung einer **hochrangigen Gruppe**, basierend auf der Zusammenarbeit der mittelosteuropäischen Länder, z. B. der Visegrad-Gruppe²⁴, deren Mandat die Ausarbeitung eines Aktionsplans für Nord-Süd- und Ost-Westverbindungsleitungen für Gas, Öl und Strom im Laufe des Jahres 2011 sein wird.

5.2. Schnellere und transparentere Genehmigungsverfahren

Im März 2007 forderte der Europäische Rat als Reaktion auf den wiederholten Ruf der Industrie nach EU-Maßnahmen zur Erleichterung der Genehmigungsverfahren die Kommission auf, „Vorschläge zur Straffung der Genehmigungsverfahren vorzulegen“.

Die Kommission wird daraufhin in Einklang mit dem Subsidiaritätsprinzip die Einführung von Genehmigungsmaßnahmen für Projekte von „europäischem Interesse“ vorschlagen, um das derzeitige Verfahren **zu straffen, besser zu koordinieren und zu verbessern**, unter gleichzeitiger Beachtung der Sicherheitsnormen und unter uneingeschränkter Einhaltung der der EU-Umweltvorschriften²⁵. Die gestrafften und verbesserten Verfahren dürften die fristgerechte Durchführung der festgelegten Infrastrukturprojekte gewährleisten, ohne die die EU ihre Energie- und Klimaziele nicht erreichen würde. Darüber hinaus sollten sie durch Gewährleistung offener und transparenter Debatten auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene, durch die das Vertrauen der Öffentlichkeit und die Akzeptanz der Anlagen erhöht werden, Transparenz für alle Beteiligten herstellen und die **Beteiligung der Öffentlichkeit** am Entscheidungsprozess erleichtern.

Eine verbesserte Entscheidungsfindung könnte erfolgen durch:

²⁴ Siehe: Erklärung des Budapester Energiegipfels der V4+ vom 24. Februar 2010.

²⁵ Siehe beigefügte Folgenabschätzung.

1. Die Einrichtung einer Kontaktbehörde („**einzigste Kontaktstelle**“) für jedes Projekt von europäischem Interesse, die als einzige Schnittstelle zwischen Projektentwicklern und den auf nationaler, regionaler und/oder lokaler Ebene beteiligten Behörden, unbeschadet deren Zuständigkeit, fungiert. Diese Behörde wäre für die Koordinierung des gesamten Genehmigungsverfahrens für ein bestimmtes Projekt und die Übermittlung der notwendigen Informationen über Verwaltungsverfahren und den Entscheidungsprozess an die Beteiligten zuständig. Innerhalb dieses Rahmens wären die Mitgliedstaaten uneingeschränkt für die Zuweisung der Entscheidungsbefugnis an die einzelnen Teile der Verwaltung bzw. die Regierungsebene zuständig. Für grenzübergreifende Projekte sollte die Möglichkeit koordinierter oder gemeinsamer Verfahren²⁶ untersucht werden, um die Projektkonzeption zu verbessern und die endgültige Genehmigung zu beschleunigen.
2. Die Einführung einer **Frist** für die endgültige positive oder negative Entscheidung der zuständigen Behörde wird geprüft. Da Verzögerungen oft auf mangelhafte Verwaltungspraxis zurückzuführen sind, sollte sichergestellt werden, dass jeder im Rahmen des Verfahrens erforderliche Schritt innerhalb einer bestimmten Frist unter strikter Beachtung der Rechtsordnungen der Mitgliedstaaten und des EU-Rechts abgeschlossen wird. Der vorgeschlagene Zeitplan sollte eine **frühzeitige und effektive Einbeziehung der Öffentlichkeit** in den Entscheidungsprozess vorsehen und das Widerspruchsrecht der Bürger gegen die behördliche Entscheidung sollte präzisiert und gestärkt sowie klar in den gesamten zeitlichen Rahmen eingegliedert werden. Des Weiteren wird geprüft, ob einer von den betreffenden Mitgliedstaaten benannten Behörde für den Fall, dass bis zum Ablauf der Frist noch keine Entscheidung getroffen wurde, spezielle Befugnisse für eine endgültige positive oder negative Entscheidung innerhalb einer bestimmten Frist übertragen werden könnten.
3. Die Ausarbeitung von **Leitlinien zur Steigerung der Transparenz und Vorhersehbarkeit** des Prozesses für alle Beteiligten (Ministerien, lokale und regionale Behörden, Projektentwickler und betroffene Bevölkerung). Sie sollten auf die Verbesserung der Kommunikation mit den Bürgern abzielen, um sicherzustellen, dass die ökologischen, versorgungssicherheitsbezogenen, sozialen und ökonomischen Kosten bzw. der entsprechende Nutzen eines Projekts genau verstanden werden und um alle Beteiligten frühzeitig in eine transparente und offene Debatte einzubeziehen. Mindestanforderungen hinsichtlich der **Entschädigung der betroffenen Bevölkerung** könnten einbezogen werden. So sollte für grenzübergreifende Offshore-Energieanlagen die maritime Raumplanung Anwendung finden, um einen direkten, einheitlichen, aber auch sachkundigeren Planungsprozess zu gewährleisten.
4. Um die Bedingungen für den fristgerechten Bau der erforderlichen Infrastruktur zu verbessern sollte die Möglichkeit geprüft werden, Belohnungen oder Anreize, auch finanzieller Art, für Regionen oder Mitgliedstaaten einzusetzen, die die fristgerechte Genehmigung der Projekte von europäischem Interesse erleichtern. Auch andere Mechanismen für die gemeinsame Teilhabe am Nutzen, die sich an vorbildlichen Verfahren in Bereich der erneuerbaren Energien orientieren, könnten in Betracht gezogen werden²⁷.

²⁶ Einschließlich der einschlägigen EU-Umweltvorschriften.

²⁷ Siehe z. B. www.reshare.eu

5.3. Bessere Methoden und Information von Entscheidungsträgern und Bürgern

Um Regionen und Beteiligte bei der Bestimmung und Durchführung von Projekten von europäischem Interesse zu unterstützen, wird die Kommission ein **Instrument für die zielgerichtete Unterstützung von Politik und Projekten** entwickeln, das die Infrastrukturplanung und Projektentwicklung auf EU-Ebene oder auf regionaler Ebene begleiten soll. Ein solches Instrument würde u. a. Modelle und Prognosen ausarbeiten für das gesamte Energiesystem bzw. duale Modelle und Prognosen für Strom/Gas sowie eine gemeinsame Methode für die Projektbewertung²⁸, die die kurz- und langfristigen Herausforderungen widerspiegeln kann und sich vor allem auf die Klimasicherung erstreckt, um die Festlegung vorrangiger Projekte zu erleichtern. Die Kommission wird ferner die Mitgliedstaaten ermutigen, die bestehenden EU-Verfahren für die Umweltverträglichkeitsprüfung schon frühzeitig besser zu koordinieren. Darüber hinaus werden Instrumente entwickelt, mit deren Hilfe der Nutzen eines bestimmten Projekts der breiten Öffentlichkeit besser vermittelt und sie in das Verfahren einbezogen werden kann. Diese Instrumente sollten dadurch ergänzt werden, dass der Nutzen des Infrastrukturausbaus und der intelligenten Netze für Verbraucher und Bürger in Bezug auf Versorgungssicherheit, einen CO₂-armen Energiesektor und Energieeffizienz kommuniziert wird.

5.4. Schaffung eines stabilen Finanzierungsrahmens

Selbst wenn alle Genehmigungsfragen gelöst sind, dürfte bis 2020 eine auf **60 Mrd. EUR** geschätzte **Investitionslücke** bleiben, was hauptsächlich auf die nichtkommerziellen positiven externen Effekte von Projekten von regionalem oder europäischem Interesse und die inhärenten Risiken neuer Technologien zurückzuführen ist. Die Schließung dieser Investitionslücke stellt eine erhebliche Herausforderung dar, ist jedoch eine Voraussetzung für die fristgerechte Fertigstellung der vorrangigen Infrastrukturen. Daher sind eine weitere Integration des Energiebinnenmarktes zur Ankurbelung des Infrastrukturausbaus sowie ein koordiniertes Vorgehen der EU erforderlich, um die Investitionsengpässe und die Projektrisiken abzumildern.

Die Kommission schlägt vor, an zwei Fronten tätig zu werden: weitere Verbesserung der Regeln für die Kostenzuweisung und Optimierung der Mobilisierung öffentlicher und privater Finanzmittel durch die Europäische Union.

5.4.1. Mobilisierung privater Finanzmittel durch verbesserte Kostenzuweisung

Die Strom- und Gasinfrastrukturen in Europa sind regulierte Sektoren, deren Geschäftsmodell auf regulierten Tarifen für die Verbraucher basiert, durch die Investitionen wieder hereingeholt werden können (**Nutzerprinzip**, „**der Nutzer zahlt**“). Dieser Grundsatz sollte auch in Zukunft überwiegend gelten.

Im dritten Energiebinnenmarktpaket werden die Regulierungsbehörden aufgefordert, für Netzbetreiber sowohl kurz- als auch langfristig geeignete Tarifierreize zu schaffen, die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern sowie die entsprechenden Forschungstätigkeiten zu unterstützen²⁹. Diese neue Regelung würde zwar einige innovative Aspekte der neuen Infrastrukturprojekte abdecken, sie ist jedoch dafür

²⁸ Siehe z. B. „Guide to cost-benefit analysis of investment projects“, Juli 2008: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf

²⁹ Vgl. Artikel 37 der Richtlinie 2009/72/EG und Artikel 41 der Richtlinie 2009/73/EG.

gedacht, wichtige technologische Veränderungen, vor allem im Stromsektor, bei den Offshore-Netzen oder den intelligenten Netzen anzugehen.

Die Tariffestsetzung bleibt darüber hinaus in nationaler Hand und dient daher nicht immer der Förderung europäischer Prioritäten. Bei der Regulierung sollte berücksichtigt werden, dass der wirksamste Ansatz zur Deckung des Kundenbedarfs für einen Übertragungsnetz- oder Fernleitungsnetzbetreiber manchmal darin besteht, in ein Netz außerhalb seines Gebiets zu investieren. Die Festlegung von Grundsätzen für die grenzübergreifende Kostenzuweisung ist der Schlüssel für die vollständige Integration der europäischen Energienetze.

Mangels auf europäischer Ebene vereinbarter Grundsätze ist dies aber schwierig, zumal eine langfristige Kohärenz erforderlich ist. Die Kommission plant, 2011 **Leitlinien oder einen Legislativvorschlag zur Kostenzuweisung** bei großen technisch komplexen oder grenzübergreifenden Projekten durch Tarif- und Investitionsregeln vorzulegen.

Die Regulierungsbehörden müssen sich auf gemeinsame Grundsätze für die Kostenzuweisung von Verbundinvestitionen und die entsprechenden Tarife einigen. Beim Strom sollte der Bedarf am Aufbau langfristiger Terminmärkte für grenzübergreifende Übertragungskapazitäten untersucht werden, während im Gassektor die Investitionskosten den Übertragungsnetzbetreibern in Nachbarländern zugewiesen werden könnten, und zwar sowohl für normale (auf der Marktnachfrage basierende) Investitionen als auch für Investitionen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderlich sind.

5.4.2. *Optimierung der Mobilisierung öffentlicher und privater Finanzierungsquellen und Abmilderung des Investorenrisikos*

In der Überprüfung des Haushalts bekräftigte die Kommission die Notwendigkeit, die Wirkung der europäischen finanziellen Intervention dadurch zu maximieren, dass ihr eine Katalysatorrolle bei der Mobilisierung und Bündelung öffentlicher und privater Finanzmittel für Infrastrukturen von europäischem Interesse zugewiesen wird. Dafür muss der für die Gesellschaft größtmögliche Nutzen in Bezug auf knappe Ressourcen, die Abmilderung der angespannten Finanzlage der Investoren und der Projektrisiken, die Verringerung der Finanzierungskosten und den verstärkten Zugang zu Kapital erzielt werden. Es wird ein „zwei Fronten“-Ansatz vorgeschlagen:

Erstens wird die Kommission weiterhin die EU-Partnerschaften mit internationalen Finanzinstitutionen stärken und dabei **auf bestehenden gemeinsamen Initiativen für finanzielle und technische Unterstützung aufbauen**³⁰. Besondere Aufmerksamkeit wird die Kommission der Schaffung von Synergien mit diesen Instrumenten widmen und für einige von ihnen die Möglichkeit der Anpassung ihrer Konzepte an den Energieinfrastruktursektor prüfen.

Zweitens beabsichtigt die Kommission unbeschadet ihres für Juni 2011 geplanten Vorschlags für den nächsten mehrjährigen Finanzrahmen nach 2013 und unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Überprüfung des Haushalts³¹ hinsichtlich der Einbeziehung der energiepolitischen Prioritäten in verschiedene Programme eine Reihe neuer Finanzinstrumente vorzuschlagen. Diese neuen Instrumente sollten vorhandene und

³⁰ Vor allem Marguerite, Kreditgarantieinstrument für TEN-Verkehrsprojekte, Finanzierungsfazilität für Risikoteilung, Jessica, Jaspers.

³¹ EU-Haushaltsüberprüfung, angenommen am 19. Oktober 2010.

innovative Finanzmechanismen kombinieren, die **unterschiedlich, flexibel und maßgeschneidert sind für die besonderen finanziellen Risiken und den besonderen Finanzbedarf der Projekte in ihren verschiedenen Entwicklungsphasen.** Über die herkömmlichen Formen der Unterstützung hinaus (Zuschüsse, Zinsvergünstigungen) können innovative marktwirtschaftliche Lösungen zur Bewältigung von Eigenkapitalmangel und Fremdfinanzierung vorgeschlagen werden. Dabei werden vor allem folgende Optionen geprüft: Kapitalbeteiligung und Unterstützung von Infrastrukturfonds, zielgerichtete Fazilitäten für projektbezogene Anleihen, Prüfoption für einen fortschrittlichen Zahlungsmechanismus für die netzbezogene Kapazität, Risikoteilungsfazilitäten (vor allem für neue technologische Risiken) und Kreditgarantien durch öffentlich-private Partnerschaften. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Förderung von Investitionen in Projekte, die zum Erreichen der Ziele bis 2020 beitragen, oder in grenzübergreifende Projekte in der EU, in Projekte, die die Einführung neuer Technologien wie der intelligenten Netze ermöglichen, sowie in andere Projekte, bei denen ein EU-weiter Nutzen nicht vom Markt allein erzielt werden kann.

6. SCHLUSSEFOLGERUNGEN UND WEITERES VORGEHEN

Die angespannte Lage bei den öffentlichen und privaten Finanzierungsmöglichkeiten in den kommenden Jahren sollte nicht als Ausrede dafür dienen, dass die festgelegten Infrastrukturen nicht gebaut und die entsprechenden Investitionen nicht getätigt werden. Die Investitionen von heute bilden eine Grundvoraussetzung für künftige Einsparungen und damit für die Senkung der Gesamtkosten für das Erreichen unserer politischen Ziele.

Die Kommission möchte 2011 auf der Grundlage der von den Institutionen und den Beteiligten zu diesem Konzept abgegebenen Stellungnahmen als Teil ihrer Vorschläge für den nächsten mehrjährigen Finanzrahmen geeignete Initiative ausarbeiten. Diese Vorschläge werden die in der Mitteilung ermittelten rechtlichen und finanziellen Aspekte betreffen, vor allem ein Instrument für Energieversorgungssicherheit und –infrastruktur und die Straffung der energiepolitischen Prioritäten in verschiedenen Programmen. .

ANHANG

Vorschläge für Energieinfrastrukturprioritäten für 2020 und danach

1. EINLEITUNG

Dieser Anhang enthält technische Informationen über die in Kapitel 4 der Mitteilung vorgestellten europäischen Infrastrukturprioritäten, die Fortschritte bei ihrer Umsetzung und die erforderlichen nächsten Schritte. Grundlage für die Prioritätensetzung sind die großen Veränderungen und Herausforderungen, vor denen der Energiesektor Europas in den kommenden Jahrzehnten stehen wird, unabhängig von den Unwägbarkeiten bezüglich Angebot und Nachfrage bei bestimmten Energiequellen.

In Abschnitt 2 werden die voraussichtlichen Angebots- und Nachfrageentwicklungen für die einzelnen Energiesektoren, die in dieser Mitteilung behandelt werden, dargestellt. Die Szenarios beruhen auf den „Energy Trends for 2030 – update 2009“³² (Energietrends bis 2030 – Aktualisierung 2009), denen das PRIMES-Modellierungssystem zugrunde liegt, berücksichtigen aber auch Szenario-Modelle anderer Akteure. Während das PRIMES-Referenzszenario für 2020 auf bestimmten vereinbarten EU-Politikkonzepten beruht, insbesondere auf zwei rechtsverbindlichen Zielvorgaben (20 %-Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtendenergieverbrauch und Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990), stützt sich das PRIMES-Baseline-Szenario nur auf die Fortführung bereits umgesetzter Konzepte, wobei diese Ziele nicht erreicht werden. Für den Zeitraum zwischen 2020 und 2030 geht PRIMES davon aus, dass keine neuen politischen Maßnahmen getroffen werden. Anhand dieser Entwicklungen können wichtige Trends aufgezeigt werden, die die Infrastrukturentwicklung in den kommenden Jahrzehnten antreiben werden³³.

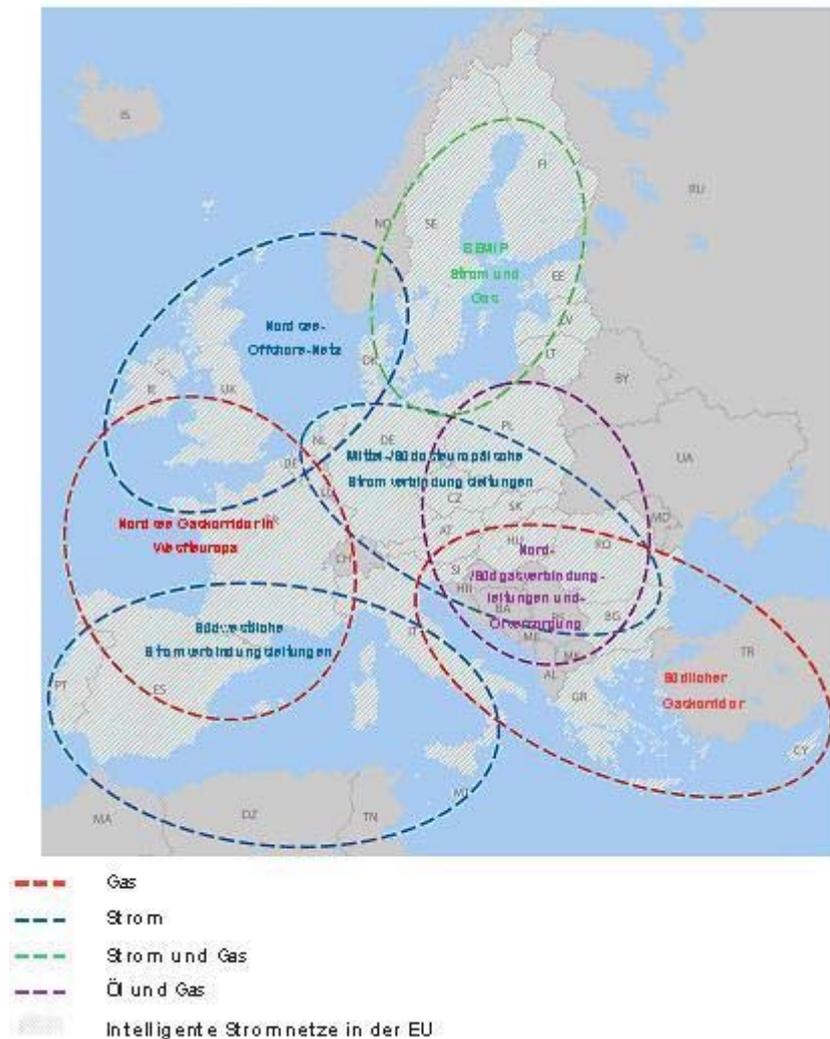
In den Abschnitten 3 und 4 werden die in der Mitteilung aufgezeigten Infrastrukturprioritäten (Karte 1) dargestellt, wobei die Situation und die Herausforderungen in jedem Einzelfall betrachtet und, sofern relevant, technische Erläuterungen zu den Empfehlungen dieser Mitteilung gegeben werden. Es versteht sich, dass es Unterschiede bei der Präsentation der Prioritäten hinsichtlich folgender Aspekte gibt:

- Art und Ausgereiftheit: Bestimmte Prioritäten betreffen ganz spezielle Infrastrukturprojekte, deren Vorbereitung und Entwicklung in einigen Fällen sehr weit fortgeschritten sein können. Andere betreffen breiter gefasste und häufig auch neuere Konzepte, die einen erheblichen zusätzlichen Arbeitsaufwand erfordern, bevor sie in konkrete Projekte übersetzt werden können.
- Geltungsbereich: Die meisten Prioritäten sind auf eine bestimmte geografische Region konzentriert, wobei sich Stromautobahnen wie auch CO₂-Netze auf potenziell viele, wenn nicht gar auf alle EU-Mitgliedstaaten erstrecken. Intelligente Netze sind jedoch eine thematische Priorität.
- in den Empfehlungen vorgeschlagener Grad des Engagements: Je nach Art und Ausgereiftheit der Prioritäten liegt der Schwerpunkt der Empfehlungen auf konkreten

³² http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

³³ Ohne weitere politische Maßnahmen und ausgehend von bestimmten Annahmen.

Entwicklungen oder wird eine größere Bandbreite von Fragen angesprochen, darunter Aspekte der regionalen Zusammenarbeit, Planung und Regulierung, Normung und Marktorganisation oder Forschung und Entwicklung.



Karte 1: Vorrangige Korridore für Strom, Gas und Öl

2. ENTWICKLUNG VON ENERGIEANGEBOT UND -NACHFRAGE

Die letzte Aktualisierung der „Energy Trends for 2030 – update 2009“³⁴ auf der Grundlage des PRIMES-Modellierungssystems prognostiziert gemäß dem so genannten Baseline-Szenario (Abbildung 1) ein leichtes Wachstum des Primärenergieverbrauchs zwischen jetzt und 2030, während das Wachstum gemäß dem Referenzszenario³⁵ (Abbildung 2) voraussichtlich weitgehend stabil bleibt. Es sei darauf hingewiesen, dass Energieeffizienz-Konzepte, die ab 2010 umzusetzen sind, eine mögliche Verschärfung des

³⁴ http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

³⁵ Bei diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die beiden verbindlichen Ziele für erneuerbare Energien und für die Emissionssenkungen erreicht werden. Bei dem PRIMES-Baseline-Szenario, das sich lediglich auf die Fortführung bereits umgesetzter Konzepte stützt, werden diese Ziele nicht erreicht.

Emissionssenkungsziels auf -30 % bis 2020³⁶ oder zusätzliche Verkehrskonzepte, die über Rechtsvorschriften im Bereich der CO₂-Emissionen und Emissionen von Fahrzeugen hinausgehen, in diesen Prognosen nicht enthalten sind. Sie sollten daher eher als Obergrenzen der erwarteten Energienachfrage betrachtet werden.

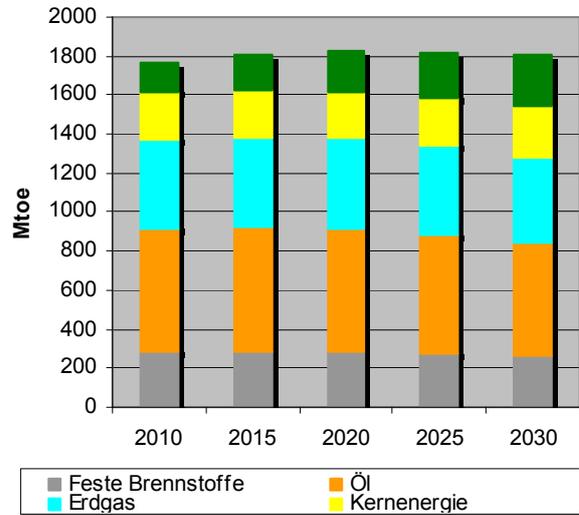
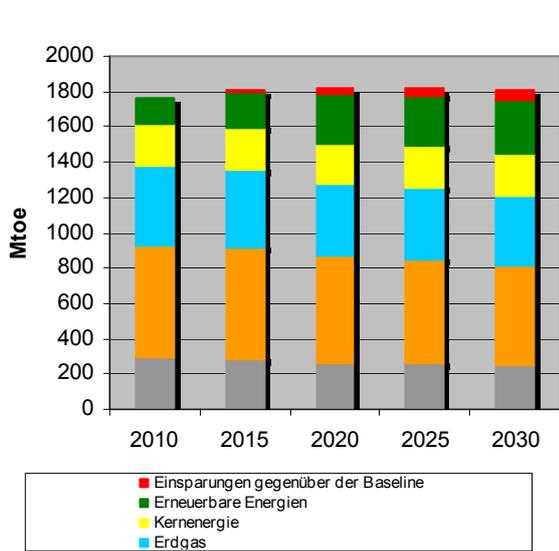


Abb. 1: Primärer Energieverbrauch nach Brennstoff (Mio. t RÖE), PRIMES-Baseline

Abb. 2: Primärer Energieverbrauch nach Brennstoff (Mio. t RÖE), PRIMES-Referenzszenario

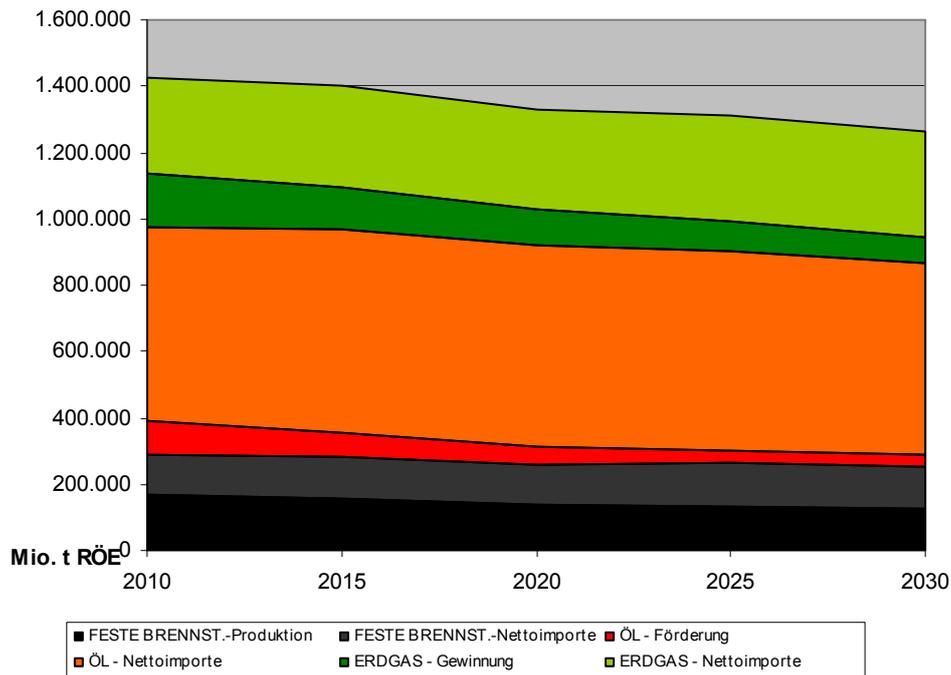


Abb. 3: Verbrauch fossiler Brennstoffe in der EU-27 nach Herkunft in Mio. t RÖE (einschließlich Bunkerkraftstoffe), PRIMES-Referenzszenario

³⁶ Eine ausführliche Analyse ihrer Folgen ist dem Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen zur Mitteilung der Kommission „Analyse der Optionen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen um mehr als 20 % und Bewertung des Risikos der Verlagerung von CO₂-Emissionen“ (KOM(2010) 265 zu entnehmen. Hintergrundinformationen und Analyse Teil II – SEK (2010) 650.

In diesen Szenarios nimmt der Anteil von Kohle und Öl am Gesamtenergiemix zwischen jetzt und 2030 ab, während die Gasnachfrage bis 2030 relativ stabil bleibt. Der Anteil der erneuerbaren Energien sowohl am Primär- als auch am Endenergieverbrauch wird voraussichtlich signifikant steigen, während der Anteil der Kernenergie mit ca. 14 % des Primärenergieverbrauchs wahrscheinlich stabil bleiben wird. Die EU-Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen wird bei Öl und Kohle nach wie vor groß sein und bei Gas zunehmen, wie Abb. 3 zeigt.

Was **Gas** betrifft, so ist die Importabhängigkeit bereits hoch und wird noch weiter zunehmen: bis 2020 auf ca. 73-79 % des Verbrauchs und bis 2030 auf 81-89 %³⁷. Hauptursache dafür ist das Zurneigegehen der einheimischen Ressourcen. Ausgehend von den verschiedenen Szenarios besteht (gegenüber 2005) ein zusätzlicher Importbedarf von 44 bis 148 Mio. t RÖE bis 2020 und von 61 bis 221 Mio. t RÖE bis 2030.

Wegen der zunehmenden Bedeutung von Gas zur primären Unterstützung der variablen Stromerzeugung wird eine größere Flexibilität erforderlich sein. Dies bedeutet, dass die Fernleitungssysteme flexibler genutzt werden müssen und dass zusätzliche Speicherkapazitäten sowohl hinsichtlich des Arbeitsgasvolumens als auch der Ein- und Ausspeicherkapazitäten sowie flexible Lieferungen, z. B. LNG/CNG, erforderlich sind.

Die vor kurzem verabschiedete Verordnung zur Versorgungssicherheit erfordert Infrastrukturinvestitionen, um die Widerstandsfähigkeit und Robustheit des Gassystems im Falle einer Versorgungsunterbrechung zu verbessern. Die Mitgliedstaaten sollten zwei Infrastrukturstandards erfüllen: N-1 und Gastransport im Reverse-flow-Modus (d. h. entgegen der Hauptgasflussrichtung). Die N-1-Formel beschreibt die Fähigkeit der technischen Kapazität der Gasinfrastruktur, die Gesamtgasnachfrage bei einem Ausfall der größten Gasversorgungsinfrastruktur an einem Tag außerordentlich hoher Gasnachfrage zu befriedigen, wie sie statistisch einmal in 20 Jahren auftritt. Das N-1-Kriterium kann auf nationaler oder regionaler Ebene erfüllt werden, und ein Mitgliedstaat kann auch auf produktions- und nachfrageseitige Maßnahmen zurückgreifen. In der Verordnung ist ferner vorgeschrieben, dass auf allen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zwischen Mitgliedstaaten (mit Ausnahme von Verbindungen zu LNG, zur Gewinnung oder Verteilung) ständig bidirektionale Lastflüsse möglich sein müssen.

Unter Berücksichtigung der Projekte im Rahmen des europäischen Energieprogramms zur Konjunkturbelebung und unter Ausschluss nachfrageseitige Maßnahmen erfüllen derzeit fünf Länder das N-1-Kriterium nicht (Bulgarien, Slowenien, Litauen, Irland und Finnland)³⁸. Was Investitionen für den Gastransport im Reverse-flow-Modus betrifft, so wurden nach der Studie von „Gas Transmission Europe“ zum Transport im Reserve-flow-Modus (Juli 2009) 45 Projekte in Europa benannt, die entscheidend dafür sind, dass die Reverse-flow-Transporte innerhalb der und zwischen den Mitgliedstaaten ausgebaut werden und eine größere Flexibilität geschaffen wird, um Gas dorthin zu transportieren, wo es benötigt wird. Das Hauptproblem ist die Finanzierung von Projekten, um den Infrastrukturverpflichtungen nachzukommen, insbesondere dann, wenn die Infrastrukturen vom Markt nicht benötigt werden.

³⁷ Die niedrigeren Werte beziehen sich auf das PRIMES-Referenzszenario, während die höheren Werte von dem im Mai 2010 veröffentlichten Eurogas Environmental Scenario abgeleitet sind, das auf einer „Bottom-up“-Zusammenstellung der Schätzungen der Eurogas-Mitglieder beruht.

³⁸ Siehe Folgenabschätzung unter http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new_proposals_en.htm

Bei der Nachfrage nach **Öl** werden zwei unterschiedliche, jedoch parallel stattfindende Entwicklungen erwartet: ein Rückgang in den EU-15-Ländern und ein stetiger Anstieg in den neuen Mitgliedstaaten, wo die Nachfrage zwischen 2010 und 2020 voraussichtlich um 7,8 % steigen wird.

Die wichtigsten Herausforderungen für die **Strom**infrastruktur sind die wachsende Nachfrage, die Zunahme des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms sowie die Notwendigkeit einer stärkeren Marktintegration und einer besseren Versorgungssicherheit. Die Bruttostromerzeugung in der EU-27 soll nach dem PRIMES-Referenzszenario von ca. 3,362 TWh in 2007 um mindestens 20 % auf 4,073 TWh im Jahr 2030 und nach dem PRIMES-Baseline-Szenario auf 4,192 TWh steigen, wobei die möglichen Folgen einer starken Entwicklung der Elektromobilität noch nicht berücksichtigt sind. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung wird nach dem Referenzszenario im Jahr 2020 bei ungefähr 33 % liegen, von denen ca. 16 %³⁹ auf die variablen Energiequellen (Wind- und Sonnenenergie) entfallen könnten.

In der Abbildung 4 wird die Entwicklung der Bruttostromerzeugung pro Energiequelle nach dem PRIMES-Referenzszenario für den Zeitraum 2010-2030 dargestellt:

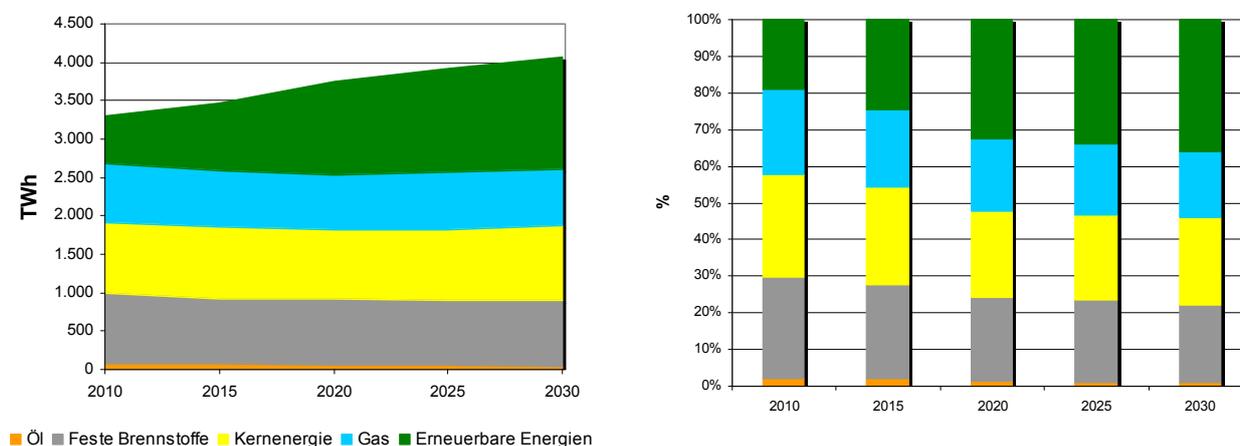


Abb. 4: Bruttostromerzeugungsmix 2000-2030 pro Energiequelle in TWh (links) und entsprechende Anteile der Energiequellen in % (rechts), PRIMES-Referenzszenario

Ausführlichere Informationen für den Zeithorizont bis 2020 enthalten die nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energien, die die Mitgliedstaaten der Kommission gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2009/28/EG mitteilen müssen. Auf der Grundlage der ersten 23 nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie und weitgehend im Einklang mit den Ergebnissen des PRIMES-Referenzszenarios für 2020 wird es in dem Jahr in den 23 betroffenen Mitgliedstaaten⁴⁰ für regenerativ erzeugten Strom eine installierte Kapazität von

³⁹ Die Zahlen für 2030 betragen 36 % und 20 %. Es sei darauf hingewiesen, dass potenzielle künftige Konzepte im Bereich der erneuerbaren Energien in der EU oder in einzelnen Mitgliedstaaten nach 2020 im 2030-Referenzszenario nicht berücksichtigt sind.

⁴⁰ Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Portugal, Rumänien, Schweden, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Vereinigtes Königreich, Zypern.

ca. 460 GW gegenüber derzeit nur annähernd 244 GW geben⁴¹. Ungefähr 63 % davon würden die variablen Energiequellen Windkraft (200 GW bzw. 43 %) und Sonnenenergie (90 GW bzw. 43 %, davon ca. 7 GW konzentrierte Solarenergie bzw. 20 %) betreffen (Tabelle 1).

erneuerbare Energie	installierte Leistung 2010 (GW)	installierte Leistung 2020 (GW)	Anteil 2020 (%)	Änderung 2010-2020 (%)
Wasserkraft	116,9	134,2	29%	15%
Windkraft	82,6	201	43%	143%
Solarenergie	25,8	90	19%	249%
Biomasse	21,2	37,7	8%	78%
Sonstige	1	3,6	1%	260%
INSGESAMT	247,5	466,5	100%	88%

Tabelle 1: Prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung für regenerativ erzeugten Strom in GW, 2010-2020

In den 23 Mitgliedstaaten werden voraussichtlich mehr als 1150 TWh der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien entfallen, von denen ca. 50 % aus variablen Quellen stammen (Tabelle 2).

erneuerbare Energie	Erzeugung 2010 (TWh)	Erzeugung 2020 (TWh)	Anteil 2020 (%)	Änderung 2010-2020 (%)
Wasserkraft	342,1	364,7	32%	7%
Windkraft	160,2	465,8	40%	191%
Biomasse	103,1	203	18%	97%
Solarenergie	21	102	9%	386%
Sonstige	6,5	16,4	1%	152%
INSGESAMT	632,9	1151,9	100%	82%

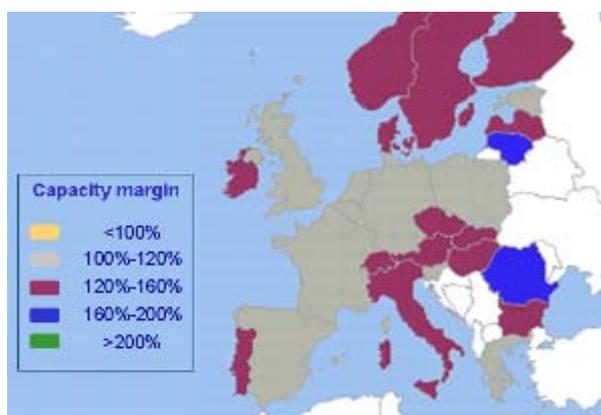
Tabelle 2: Prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in GW, 2010-2020

Der Großteil des Zuwachses bei den Windkraftkapazitäten und der Windkraftherzeugung wird auf Deutschland, das Vereinigte Königreich, Spanien, Frankreich, Italien und die Niederlande entfallen, während die Solarenergiekapazitäten und die Solarstromerzeugung sogar noch stärker auf Deutschland und Spanien und in geringerem Umfang auf Italien und Frankreich konzentriert sein werden.

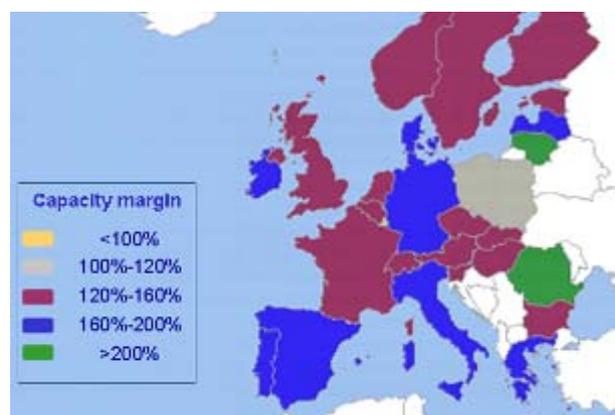
⁴¹ „Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States“, Aktualisierung für 19 Länder, L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg Energy Research Centre der Niederlande, Europäische Umweltagentur, vom 10. September 2010. Abrufbar unter: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

Neben den erneuerbaren Energien werden fossile Brennstoffe im Stromsektor nach wie vor eine Rolle spielen. Die Gewährleistung der Vereinbarkeit mit der klimaschutzbedingt notwendigen Reduzierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe in der Elektrizitätswirtschaft und in der Industrie kann daher eine umfassende und transeuropäische **CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)** erfordern. In den PRIMES-Szenarios wird davon ausgegangen, dass auf der Grundlage der aktuellen politischen Konzepte bis 2020 ungefähr 36 Mio. t CO₂ und mit der größeren Verbreitung der CCS-Technologie bis 2030 50-272 Mio. t CO₂⁴² transportiert werden.

Nach der von KEMA und dem Imperial College London auf der Basis des PRIMES-Referenzszenarios durchgeführten Analyse sollte die Stromerzeugung im Jahr 2020 ausreichen, um die Spitzennachfrage in praktisch allen Mitgliedstaaten trotz des Ausbaus der variablen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu decken (Karte 2 und Karte 3⁴³). Während die Mitgliedstaaten daher für ihre Versorgungssicherheit voraussichtlich nicht auf Importe zurückgreifen müssen, könnte eine stärkere Integration der 27 europäischen Stromsysteme zu einer erheblichen Preisreduzierung und zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz durch die Senkung der Kosten für den ständigen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage führen.



Karte 2: Verbindliche Kapazität gegenüber der Spitzennachfrage 2020, PRIMES-Referenzszenario



Karte 3: Gesamtkapazität gegenüber der Spitzennachfrage 2020, PRIMES-Referenzszenario

Die Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist auf den Karten 4 und 5 dargestellt⁴⁴. Nach dem PRIMES-Referenzszenario wird das aktuelle allgemeine Muster der Stromexporte und -importe bis 2020 in den meisten Mitgliedstaaten voraussichtlich unverändert sein.

⁴² 50 Mio. t gemäß dem PRIMES-Referenzszenario und 272 Mio. t nach dem PRIMES-Baseline-Szenario wegen des höheren CO₂-Preises.

⁴³ Die Karten zeigen die Kapazitätsmargen, d. h. das Verhältnis der verbindlichen Kapazität (ohne variable erneuerbare Energien) zu der Gesamtkapazität (inklusive der variablen erneuerbaren Energien) im Vergleich zur Spitzenstromnachfrage gemäß der Modellierung von KEMA und dem Imperial College London für alle EU-Mitgliedstaaten sowie Norwegen und die Schweiz im Jahr 2020 ausgehend vom PRIMES-Referenzszenario (Quelle: KEMA und Imperial College London).

⁴⁴ Quelle: KEMA und Imperial College London.



Karte 4: Nettoimport-/exportsituation im Winter (Oktober bis März) 2020, PRIMES-Referenzszenario



Karte 5: Nettoimport-/exportsituation im Sommer (April bis September) 2020, PRIMES-Referenzszenario

Dies hätte die nachstehend dargestellten Anforderungen an die Verbindungskapazität zwischen den Mitgliedstaaten zur Folge, deren Grundlage die Optimierung des bestehenden europäischen Stromnetzes ist, die im Pilot-Zehnjahres-Netzausbauplan⁴⁵ von ENTSO-E beschrieben wird (Karte 6). Allerdings sei darauf hingewiesen, dass diese Anforderungen auf der Basis vereinfachender Annahmen⁴⁶ berechnet wurden und lediglich als Anhaltspunkt dienen. Die Ergebnisse könnten auch ganz anders ausfallen, würde das europäische Energiesystem auf der Grundlage eines neu konzipierten, vollständig integrierten europäischen Netzes statt auf der Basis vorhandener, national ausgerichteter Stromnetze optimiert werden.<0}

⁴⁵ <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>

⁴⁶ Die Netzmodellierung vom Imperial College London und von KEMA verwendet einen „Schwerpunkt“-Ansatz, nach dem das Stromnetz eines jeden Mitgliedstaats durch einen einzigen Knoten dargestellt wird, wobei die Übertragungskapazität für die Übertragung zu diesem Knoten hin und von diesem weg berechnet wird. Das dazugehörige Investitionsmodell vergleicht die Kosten des Netzausbaus zwischen den Mitgliedstaaten mit den Kosten der Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten ausgehend von bestimmten Input-Kostenannahmen und bewertet auf dieser Basis den kostenoptimalen Umfang der Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten.



Karte 6: Notwendige Verbindungskapazitäten 2020 in MW⁴⁷, PRIMES-Referenzszenario
(Quelle: KEMA und Imperial College London)

3. VORRANGIGE KORRIDORE FÜR STROM, GAS UND ÖL

3.1. Europas Elektrizitätsnetz für 2020 rüsten

3.1.1. Offshore-Netz in den nördlichen Meeren

Im Rahmen der zweiten Überprüfung der Energiestrategie im Jahr 2008 wurde festgestellt, dass eine koordinierte Strategie für die Entwicklung des Offshore-Netzes erforderlich ist: „(...) es sollte ein Plan für ein Nordsee-Offshore-Netz zum Verbund der nationalen Elektrizitätsnetze in Nordwesteuropa und zur Anbindung der zahlreichen geplanten Offshore-Windkraftprojekte entwickelt werden“⁴⁸. Im Dezember 2009 haben neun EU-Mitgliedstaaten und Norwegen⁴⁹ eine politische Erklärung zur Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer (NSCOGI) unterzeichnet, um die Entwicklung der Offshore-Windkraft und der Infrastruktur in den nördlichen Meeren zu koordinieren. Die neun EU-Mitglieder werden ca. 90 % der

⁴⁷ Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind auf der Karte die folgenden Verbindungskapazitäten nicht dargestellt: Österreich-Schweiz (470 MW), Belgien-Luxemburg (1000 MW), Deutschland-Luxemburg (980 MW), Norwegen-Deutschland (1400 MW), Schweiz-Österreich (1200 MW).

⁴⁸ KOM(2008) 781. In der Mitteilung wurde auch hervorgehoben, dass „[das Nordsee-Netz] (...) einer der Grundsteine eines künftigen europäischen Supernetzes werden sollte. In dem Plan sollten die zu unternehmenden Schritte, etwaige zu vereinbarende spezifische Maßnahmen sowie ein entsprechender Zeitplan festgelegt werden. Er sollte von den Mitgliedstaaten und betroffenen Akteuren auf regionaler Ebene erstellt und erforderlichenfalls durch Maßnahmen auf Gemeinschaftsebene unterstützt werden.“ In den Schlussfolgerungen des Rates „Energie“ vom 19. Februar 2009 wurde präzisiert, dass der Plan die Nordsee (einschließlich der Region Ärmelkanal) und die Irische See betreffen sollte.

⁴⁹ An der Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer beteiligt sind Belgien, die Niederlande, Luxemburg, Deutschland, Frankreich, Dänemark, Schweden, das Vereinigte Königreich, Irland und Norwegen.

gesamten Entwicklung der Offshore-Windenergie in der EU auf sich vereinen. Nach den Angaben in ihren nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energie soll 2020 die installierte Kapazität 38,2 GW (andere marine regenerative Energien 1,7 GW) und die Erzeugung 132 TWh betragen⁵⁰. In diesen neun Ländern könnten 18 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Offshore-Windenergie entfallen.

Die angewandte Forschung hat gezeigt, dass die Planung und Entwicklung der Offshore-Netzinfrastruktur in den nördlichen Meeren nur durch einen starken regionalen Ansatz optimiert werden können. Die Bündelung von Windparks zu Hubs könnte im Vergleich zu einzelnen radial geführten Leitungen eine attraktive Lösung sein, wenn die Entfernung größer ist und Anlagen im gleichen Gebiet konzentriert sind⁵¹. In Ländern, in denen diese Bedingungen erfüllt werden, z. B. in Deutschland, könnten die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windparks dadurch um bis zu 30 % gesenkt werden. Im gesamten Nordseegebiet könnten bis 2030 die Kosten um bis zu 20 % reduziert werden⁵². Um solche Kostensenkungen realisieren zu können, ist eine stärker abgestimmte, geplante und geografisch konzentriertere Entwicklung der Offshore-Windenergie mit grenzüberschreitender Koordinierung unerlässlich. Dadurch könnten auch die kombinierten Vorteile der Windpark-Anbindung und der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen⁵³ genutzt werden, wenn die Verbindungskapazität gut dimensioniert und daher das Ergebnis unter dem Strich positiv ist. Die Offshore-Entwicklung wird die Notwendigkeit, die Netze an Land – insbesondere in Mitteleuropa - zu verstärken und auszubauen, stark beeinflussen, wie in der Priorität 3 hervorgehoben wird. Die Karte 3 veranschaulicht ein mögliches Offshore-Netzkonzept, wie es im Rahmen der OffshoreGrid-Studie entwickelt wurde⁵⁴.

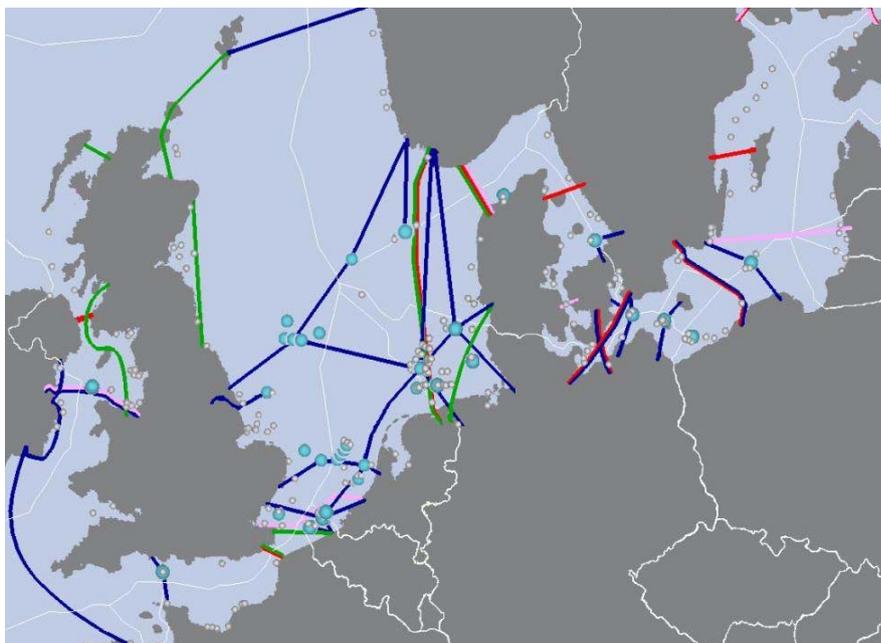
⁵⁰ Irland hat ebenfalls eine Baseline und ein ehrgeizigeres Export-Szenario ausgearbeitet. Letzterem zufolge wären die jeweiligen Zahlen wie folgt: mehr als 40 GW Offshore-Windenergie, 2,1 GW sonstige marine regenerative Energien, die 2020 139 TWh erzeugen. Für die EU insgesamt (unter Berücksichtigung der Baseline für Irland) wird die installierte Offshore-Windenergiekapazität für 2020 auf mehr als 42 GW mit einer möglichen jährlichen Stromerzeugung von mehr als 137 TWh geschätzt.

⁵¹ Ausgehend von einer Kosten-Nutzen-Analyse kommt die OffshoreGrid-Studie, die von 3E und Partnern durchgeführt und vom Programm „Intelligente Energie – Europa“ finanziert wurde, zu dem Ergebnis, dass radiale Netzanbindungen bis zu einer Entfernung von 50 km von ihren Anschlusspunkten an der Küste Sinn machen. Bei größeren Entfernungen (Größenordnung 50 bis 150 km) vom Onshore-Anschlusspunkt ist die Konzentration der Windparks ein ausschlaggebender Faktor für die Vorteile der Cluster-Bildung. Falls sich die installierte Kapazität in einem Radius von 20 km (in bestimmten Fällen 40 km) um den Hub befindet und wenn sie ungefähr der größten verfügbaren Dimensionierung von Hochspannungsgleichstromleitungen entspricht, wäre ein Cluster in Form einer Hub-Verbindung vorteilhaft. Bei einer Entfernung von mehr als 150 km gelten Offshore-Netz hubs als typische Lösung. Weitere Informationen unter: www.offshoregrid.eu. Diese Ergebnisse scheinen auf der Ebene der Mitgliedstaaten bestätigt zu werden: Die Vorteile der Clusterbildung oder eines stärker modularen Konzepts wurden in den Niederlanden im Hinblick auf die zweite Phase der Entwicklung der Offshore-Windenergie untersucht. Wegen der geringen Größe der Windparks und ihrer kurzen Entfernung von der Küste hat die Bewertung jedoch ergeben, dass in dieser Phase die Clusterbildung nicht der kostengünstigste Ansatz ist.

⁵² Der OffshoreGrid-Studie zufolge würde eine ausgeprägte Entwicklung der Offshore-Netzinfrastruktur mit radialen Anbindungen bis 2020 32 Milliarden Euro und bis 2030 bis zu 90 Milliarden Euro kosten. Bei einer Clusterbildung könnten die Infrastrukturkosten bis 2030 auf 75 Milliarden Euro gesenkt werden.

⁵³ Die integrierte Entwicklung könnte zwei Haupttreibern folgen. Falls eine Verbindungsleitung zuerst entwickelt wird, könnten Windparks später angebunden werden. Falls Leitungen für Windparks zuerst entwickelt werden, könnten später Verbindungsleitungen zwischen Hubs entwickelt werden, statt neue Verbindungsleitungen von Küste zu Küste zu bauen.

⁵⁴ Arbeitspaket D4.2 „Four Offshore Grid scenarios for the North and Baltic Sea“ (OffshoreGrid-Studie, Juli 2010). Mehr Informationen dazu unter: http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4%2020100728_final_secured.pdf.



Karte 7: Darstellung eines möglichen Offshore-Netzkonzepts für die nördlichen Meere und die Ostsee (Szenario mit einem „gemischten Ansatz“, das die vorhandenen (rot), geplanten (grün) und in Auftrag gegebenen (rosa) Übertragungsleitungen sowie die nach den OffshoreGrid-Berechnungen notwendigen zusätzlichen Leitungen (blau) zeigt)

Die in bestimmten Mitgliedstaaten vorhandenen Offshore-Entwicklungspläne zeigen, dass in den nördlichen Meeren eine erhebliche Entwicklung an den Grenzen oder sogar über die Grenzen der Hoheitsgewässer mehrerer Mitgliedstaaten stattfinden wird, die planerische und rechtliche Fragen von europäischer Dimension aufwerfen wird⁵⁵. Das europäische Landnetz muss verstärkt werden, um den Strom weiter landeinwärts zu den großen Verbrauchszentren transportieren zu können. Allerdings enthält der Zehnjahresnetzausbauplan (Pilotplan) von ENTSO-E keine geeignete Bewertung der für die Anbindung der neu entstehenden Offshore-Windkapazitäten erforderlichen Infrastruktur. ENTSO-E hat sich dazu verpflichtet, in der zweiten Ausgabe des Zehnjahresplans, der 2012 veröffentlicht werden soll, ausführlicher auf dieses dringende Thema einzugehen.

Die Mitgliedstaaten haben hinsichtlich der Offshore-Netzentwicklung verschiedene Konzepte verabschiedet bzw. geplant. Die meisten Mitgliedstaaten (Deutschland, Dänemark, Frankreich, Schweden, Irland) haben den Offshore-Ausbau ihres Landnetzes den nationalen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) übertragen. Das UK hat sich bislang dafür entschieden, die Anbindung jedes neuen Offshore-Windparks separat auszuschreiben⁵⁶. In Belgien und den Niederlanden sind derzeit die Windpark-Entwickler für die Netzentwicklung zuständig. Außerdem fördern die aktuellen nationalen rechtlichen Rahmenbedingungen ausschließlich Punkt-zu-Punkt-Lösungen, bei denen die Windparks mit einem Anschlusspunkt an Land verbunden werden, um die Anbindungskosten des jeweiligen Projekts möglichst niedrig zu halten. Die Anbindung von Windpark-Clustern über einen Hub mit der damit einhergehenden höheren Kapazitätsbereitstellung und dem damit verbundenen technologischen Risiko wird

⁵⁵ Es müssen integrierte Lösungen, die Leitungen von Offshore-Windenergieanlagen und Handelsverbindungsleitungen zu einem anderen Land kombinieren, oder grenzüberschreitende Verbindungsleitungen einer Windkraftanlage (die sich in den Hoheitsgewässern eines Landes befindet, jedoch an das Netz eines anderen Landes angeschlossen ist) entwickelt werden.

⁵⁶ Jedes Unternehmen kann sich an diesen Ausschreibungen beteiligen, was ein Wettbewerbsumfeld für die Entwicklung und den Betrieb des neuen Netzes schafft.

von den derzeitigen nationalen Rechtsvorschriften nicht gedeckt. Schließlich findet keine Optimierung über die Grenzen hinweg statt, um den Stromhandel zwischen zwei oder mehr Mitgliedstaaten zu erleichtern.

Als Folge davon werden die Chancen, die ein regionaler Ansatz für eine integrierte Entwicklung der Offshore- und Onshore—Infrastruktur bietet, sowie die Synergien hinsichtlich des internationalen Stromhandels nicht genutzt. Dies könnte längerfristig zu suboptimalen und teureren Lösungen führen.

Weitere Herausforderungen bei der Entwicklung eines Offshore-Netzes betreffen die Genehmigungen und Marktorganisation. Wie bei anderen Infrastrukturprojekten auch sind die Genehmigungsverfahren selbst in ein und demselben Land häufig fragmentiert. Quert ein Projekt das Territorium mehrerer Mitgliedstaaten, kann der Gesamtprozess dadurch erheblich komplizierter werden, was sehr lange Vorlaufzeiten zur Folge hat. Darüber hinaus kann die Entwicklung von Offshore-Projekten und eines wirklich europäischen Offshore-Netzes dadurch behindert werden, dass die Strommärkte unzureichend integriert sind, die Anbindungsregelungen und nationalen Fördersysteme unzureichend an die Offshore-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angepasst sind und Marktregeln fehlen, die auf Stromsysteme abstellen, die auf stärker variablen erneuerbaren Energiequellen beruhen.

Die Planung der Offshore-Windkraftentwicklung und der notwendigen Offshore- und Onshore-Netzinfrastuktur setzt eine Koordinierung zwischen den Mitgliedstaaten, nationalen Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreibern und der Europäischen Kommission voraus. Die maritime Raumplanung und die Ausweisung von Entwicklungszonen für die Offshore-Windenergie und Meeresenergie können die Entwicklung verbessern und Investitionsentscheidungen in diesem Sektor erleichtern.

Empfehlungen

Im Rahmen der Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer⁵⁷ haben die Mitgliedstaaten eine strukturierte regionale Zusammenarbeit eingeleitet. Während die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, das Netz in koordinierter Weise zu entwickeln, sehr wichtig ist, sollte sie jetzt in konkrete Maßnahmen umgesetzt werden, damit sie zur Hauptantriebskraft für die Entwicklung eines Offshore-Netzes für die nördlichen Meere wird. Die Initiative sollte im Einklang mit der in der Mitteilung vorgestellten Strategie eine Arbeitsstruktur mit einer angemessenen Beteiligung der Akteure sowie einen Arbeitsplan mit einem konkreten Zeitrahmen und Zielen für die Netzkonfiguration und –integration, Markt- und Regulierungsfragen sowie Planungs- und Genehmigungsverfahren festlegen.

Unter der Leitung der Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer sollten die nationalen ÜNB und ENTSO-E in seinem nächsten Zehnjahresnetzausbauplan verschiedene Optionen für die Netzkonfiguration ausarbeiten. Die Entwurfsoptionen sollten planerische, bauliche und betriebliche Aspekte, die mit der Infrastruktur verbundenen Kosten sowie die Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen berücksichtigen. Die ÜNB sollten insbesondere die Windpark-Entwicklung überprüfen, um mögliche Hub-Verbindungen und Verbindungsleitungen für den Stromhandel zu ermitteln, wobei auch die potenzielle künftige

⁵⁷ Die Offshore-Netz-Initiative der Nordseeländer verfolgt einen regionalen Ansatz, wird von den an ihr teilnehmenden Mitgliedstaaten vorangetrieben und baut auf vorhandenen Arbeiten und anderen Initiativen auf. Ihre Mitglieder wollen durch eine Ende 2010 zu unterzeichnende Absichtserklärung einen strategischen Arbeitsplan vereinbaren.

Entwicklung der Windenergie zu berücksichtigen ist. Die Regulierungsbehörden sollten bei der Genehmigung neuer Offshore-Übertragungsleitungen übergreifende Entwicklungsstrategien sowie regionale und längerfristige Vorteile in Betracht ziehen. Optionen für eine Überarbeitung und entsprechende Anpassung des Regulierungsrahmens sollten geprüft werden, wobei u. a. der Betrieb der Offshore-Übertragungsanlagen, der Zugang zur Übertragung und die Übertragungsentgelte, Ausgleichsregeln und Hilfsdienste behandelt werden sollten.

3.1.2. Verbindungsleitungen in Südwesteuropa

In Frankreich, Italien, Portugal und Spanien werden im nächsten Jahrzehnt die Kapazitäten für die Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien in erheblichem Maße ausgebaut werden. Gleichzeitig ist die iberische Halbinsel stromtechnisch betrachtet fast eine Insel. Auf den Verbindungsleitungen zwischen Frankreich und Spanien reicht die Kapazität bereits jetzt nicht aus: Zwischen beiden Ländern gibt es nur vier Verbindungsleitungen (zwei 220 kV-Leitungen und zwei 400 kV-Leitungen), wobei die letzte 1982 gebaut wurde. Alle sind ständig überlastet⁵⁸. Bis 2014 soll eine neue 400 kV-Leitung in den östlichen Pyrenäen fertig gestellt sein, wodurch die aktuelle Verbindungskapazität von 1 400 MW auf ca. 2 800 MW steigen soll, wengleich selbst danach gewisse Engpässe fortbestehen könnten⁵⁹.

Außerdem spielen diese Länder eine Schlüsselrolle bei der Anbindung Nordafrikas, das wegen seines gewaltigen Solarenergiepotenzials immer wichtiger werden könnte.

Bis 2020 könnten in den Ländern östlich und südlich des Mittelmeers neue Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in einer Größenordnung von ca. 10 GW gebaut werden, von denen ungefähr 60 % auf die Solarenergie und 40 % auf die Windenergie entfallen⁶⁰. Zurzeit gibt es jedoch nur eine Verbindungsleitung zwischen dem afrikanischen und dem europäischen Kontinent (Marokko-Spanien) mit einer Kapazität von ca. 1 400 MW, die in den nächsten Jahren auf 2 100 MW ausgebaut werden könnte. Ein 1 000 MW-Gleichstrom-Seekabel zwischen Tunesien und Italien, das bis 2017 in Betrieb gehen soll, ist in Planung. Die Nutzung dieser vorhandenen sowie der neuen Verbindungsleitungen wird mittelfristig (nach 2020) neue Herausforderungen sowohl hinsichtlich ihrer Kapazität als auch hinsichtlich des entsprechenden rechtlichen Rahmens mit sich bringen. Für jede weitere Verbindungsleitung muss es Sicherungsmaßnahmen geben, um zu verhindern, dass die Gefahr einer Verlagerung von CO₂-Emissionen durch steigende Stromimporte zunimmt.

Empfehlungen

Um eine adäquate Integration neuer Kapazitäten, hauptsächlich aus erneuerbaren Energien, in Südwesteuropa und ihre Übertragung in andere Teile des Kontinents zu gewährleisten, sind die folgenden zentralen Maßnahmen für den Zeitraum bis 2020 erforderlich:

⁵⁸ Pilot-Zehnjahresnetzausbauplan von ENTSO-E.

⁵⁹ Im Zuge des Fusionsverfahrens für den Erwerb von Hidrocantábrico im Jahr 2002 hatten EDF-RTE und EDF angeboten, die kommerzielle Verbindungskapazität von damals 1 100 MW um mindestens 2 700 MW zu erhöhen (Fall Nr. COMP/M.2684 - EnBW / EDP / CAJASTUR / HIDROCANTÁBRICO – Entscheidung vom 19. März 2002).

⁶⁰ „Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region“, Entwurf des Abschlussberichts von MWH, August 2010. Die Studie umfasst die Länder Algerien, Ägypten, Israel, Jordanien, Libanon, Marokko, Syrien, Tunesien, Westjordanland/Gazastreifen.

- Adäquate Entwicklung der Verbindungsleitungen in der Region und Anpassung der vorhandenen nationalen Netze an diese neuen Projekte. Zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich ist bis 2020 eine Verbindungskapazität von mindestens 4 000 MW erforderlich. Die entsprechenden Projekte müssen unter größter Beachtung der öffentlichen Akzeptanz und mit der Konsultation aller relevanten Akteure entwickelt werden.
- Für die Verbindungen zu Drittländern: Entwicklung der Verbindungsleitungen Italiens zu Ländern der Energiegemeinschaft (vor allem Montenegro, aber auch Albanien und Kroatien), Realisierung der Verbindungsleitung Tunesien-Italien, Ausbau der Verbindungsleitung Spanien-Marokko, Verstärkung der Süd-Süd-Verbindungsleitungen in nordafrikanischen Nachbarländern, wo dies erforderlich ist (einschließlich des effizienten Managements dieser Infrastrukturen) und vorbereitende Studien für zusätzliche, nach 2020 zu entwickelnde Nord-Süd-Verbindungsleitungen.

3.1.3. Verbindungen in Mittelost- und Südosteuropa

Die Anbindung neuer Erzeugungskapazitäten ist in Mittel- und Osteuropa eine große Herausforderung. So sind z. B. allein in Polen bis 2015 ca. 3,5 GW und bis 2020 bis zu 8 GW vorgesehen⁶¹.

Gleichzeitig haben sich die Lastflussmuster in jüngster Zeit in Deutschland erheblich geändert. Die Onshore-Windkraftkapazitäten, die Ende 2009 ca. 25 GW betragen, und die Offshore-Entwicklung zusammen mit neuen konventionellen Kraftwerken sind im Norden und Nordosten des Landes konzentriert, während die Nachfrage vor allem im Süden steigt, wodurch die Entfernungen zwischen den Erzeugungs- und den Lastzentren und den Ausgleichsanlagen (z. B. Pumpspeicher) zunehmen. Daher sind gewaltige Nord-Süd-Transitkapazitäten erforderlich, die der Netzentwicklung in den nördlichen Meeren und an ihren Rändern im Rahmen der Priorität 3.1.1 vollständig Rechnung tragen. Angesichts der Auswirkungen der aktuellen Defizite bei den Verbindungsleitungen auf benachbarte Netze, vor allem in Osteuropa, ist ein koordinierter regionaler Ansatz für die Lösung dieses Problems unerlässlich.

In Südosteuropa ist das Übertragungsnetz im Vergleich zum Netz des restlichen Kontinents relativ dünnmaschig. Gleichzeitig verfügt die gesamte Region (einschließlich der Länder der Energiegemeinschaft) über ein großes Potenzial im Hinblick auf den Ausbau der Wasserkraft. Zur Steigerung der Lastflüsse zwischen den südosteuropäischen Ländern und Mitteleuropa sind zusätzliche Kapazitäten für die Anbindung der Erzeugung und zusätzliche Verbindungskapazitäten erforderlich. Die Erweiterung der Synchronzone von Griechenland (und später Bulgarien) auf die Türkei wird in diesen Ländern zu einem zusätzlichen Netzverstärkungsbedarf führen. Da die Ukraine und die Republik Moldau ihr Interesse an der Beteiligung an den kontinentaleuropäischen Stromverbundnetzen bekundet haben, werden längerfristig zusätzliche Erweiterungen geprüft werden müssen.

Empfehlungen

Um eine adäquate Anbindung und Übertragung des erzeugten Stroms, insbesondere in Norddeutschland, und eine bessere Integration der südosteuropäischen Stromnetze zu gewährleisten, sind bis 2020 die folgenden zentralen Maßnahmen erforderlich, die vor allem

⁶¹ Pilot-Zehnjahresnetzausbauplan von ENTSO-E.

von den Ländern Mittelosteuropas durch die Ausdehnung der bereits im Gassektor vorhandenen Zusammenarbeit unterstützt werden sollten:

- Entwicklung adäquater Verbindungsleitungen, insbesondere innerhalb Deutschlands und Polens, um neue Erzeugungskapazitäten (einschließlich erneuerbarer Energien) in der Nordsee oder in Nordseennähe an die Verbrauchszentren in Süddeutschland und an noch zu entwickelnde Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und der Schweiz anzubinden und gleichzeitig neue Erzeugungskapazitäten in den östlichen Ländern aufzunehmen. Neue Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und Polen werden wichtig werden, sobald neue Verbindungsleitungen mit den baltischen Staaten entwickelt werden (insbesondere die Verbindungsleitung Polen-Litauen, siehe unten). Wegen paralleler Nord-Süd-Lastflüsse muss die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen der Slowakei, Ungarn und Österreich mittelfristig (nach 2020) ausgebaut werden. Um die grenzüberschreitende Übertragungskapazität in Mitteleuropa erhöhen zu können, müssen die Engpässe intern durch Investitionen gemildert werden.
- Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den südosteuropäischen Ländern, einschließlich der Länder des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft, um im Hinblick auf deren weitere Integration in die mitteleuropäischen Strommärkte neue Erzeugungskapazitäten aufzunehmen und die Marktintegration zu unterstützen.

Diese Zusammenarbeit sollte im Rahmen der bereits im Gassektor bestehenden Zusammenarbeit in Mittelosteuropa erfolgen.

3.1.4. Vollendung des Verbundplans für den Energiemarkt im Ostseeraum (Bereich Strom)

Im Oktober 2008 wurde nach der Vereinbarung der Mitgliedstaaten der Ostseeregion eine hochrangige Gruppe für Verbindungsleitungen im Ostseeraum unter dem Vorsitz der Kommission eingesetzt. Beteiligt sind Dänemark, Estland, Finnland, Deutschland, Lettland, Litauen, Polen, Schweden und (als Beobachter) Norwegen. Die hochrangige Gruppe hat im Juni 2009 den Verbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum (Baltic Energy Market Interconnection Plan, BEMIP) ausgearbeitet, d. h. einen umfassenden Aktionsplan für Energie-Verbindungsleitungen und Marktverbesserungen in der Ostseeregion sowohl für Strom als auch für Gas. Hauptziel ist es, die relative Isolierung der baltischen Staaten im Energiebereich zu beenden und sie in den umfassenderen EU-Energiemarkt zu integrieren. Dieser Verbundplan ist ein wichtiges Beispiel für die erfolgreiche regionale Zusammenarbeit. Die aus dieser Initiative gewonnenen Erkenntnisse werden bei anderen Strukturen der regionalen Zusammenarbeit berücksichtigt werden.

Um Investitionen wirtschaftlich und attraktiv zu machen, mussten interne Marktbarrieren beseitigt werden. Dies beinhaltete die Angleichung der rechtlichen Rahmenbedingungen, um die Grundlagen für die Berechnung einer fairen Allokation von Kosten und Nutzen zu schaffen, womit ein Schritt hin zum Grundsatz „der Nutzer zahlt“ getan wird. Das europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung hat die zeitnahe Umsetzung von Infrastrukturprojekten eindeutig vorangetrieben. Es bot einen Anreiz dafür, bei noch offenen Fragen eine rasche Einigung herbeizuführen. Die EU-Strategie für den Ostseeraum hat auch einen größeren Rahmen für die Energieinfrastruktur-Priorität vorgegeben. In ihr wurde bereits ein Rahmen vorgeschlagen, um die vorhandene Finanzierung aus Strukturfonds und anderen Fonds auf die Gebiete zu konzentrieren, die in der Strategie als vorrangige Gebiete ausgewiesen wurden.

Mehrere Faktoren haben dazu geführt, dass diese Initiative von den Akteuren des Ostseeraums als Erfolg betrachtet wird: 1.) die politische Unterstützung der Initiative, ihrer Projekte und Maßnahmen; 2.) die hochrangige Beteiligung der Kommission als Vermittler und sogar als treibende Kraft; 3.) die Beteiligung aller relevanten Akteure in der Region an der Umsetzung der festgelegten Infrastrukturprioritäten von Anfang an bis zur Realisierung (Ministerien, Regulierungsbehörden und ÜNB).

Trotz der bislang erzielten Fortschritte sind für die vollständige Umsetzung des BEMIP noch weitere Anstrengungen erforderlich: Die Umsetzung des Plans muss durch die Kommission und die hochrangige Gruppe fortlaufend beobachtet werden, um die vereinbarten Maßnahmen und den festgelegten Zeitplan einzuhalten.

Insbesondere müssen zentrale Projekte unterstützt werden, aber auch komplexere grenzüberschreitende Projekte, nämlich das Projekt der Stromverbindung LitPolLink zwischen Polen und Litauen, die für die Integration des Markts der Ostseeregion in die EU von entscheidender Bedeutung ist und für die ein EU-Koordinator benannt wurde.

3.2. Diversifizierte Gaslieferungen an ein lückenloses und flexibles EU-Verbunderdgasnetz

3.2.1. Südlicher Korridor

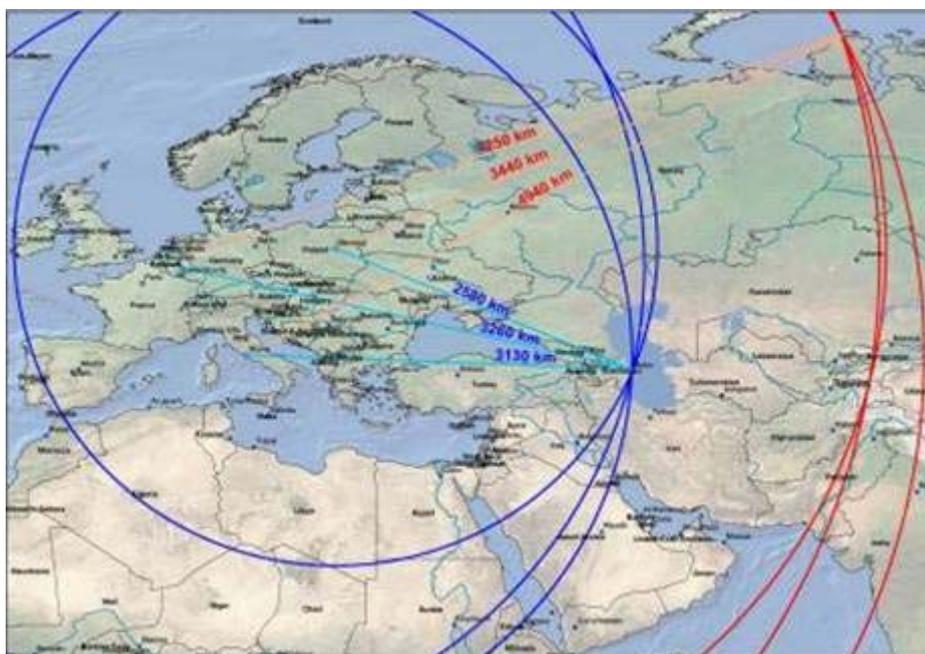
Im Erdgassektor ist Europas wachsende Abhängigkeit von Brennstoffimporten offensichtlich. Der Südliche Korridor wäre – nach dem Nördlichen Korridor von Norwegen, dem Östlichen Korridor von Russland, dem Mittelmeerkorridor von Afrika und neben LNG – die vierte große Achse für die Diversifizierung von Gaslieferungen in Europa. Die Diversifizierung von Quellen verbessert im Allgemeinen den Wettbewerb und trägt zur Marktentwicklung bei. Gleichzeitig erhöht sie die Versorgungssicherheit: Von der Gaskrise im Januar 2009 wurden die Länder am schwersten getroffen, die von einer einzigen Einfuhrquelle abhingen. Allerdings behindert häufig die defensive Haltung von Gasproduzenten und etablierten Marktteilnehmern auf monopolistischen Märkten die Diversifizierung. Die Verwirklichung des Südlichen Korridors verlangt eine enge Zusammenarbeit mehrerer Mitgliedstaaten und auf europäischer Ebene, da kein Land alleine die hinzukommenden Gasmengen (neues Gas) benötigt, die ausreichend wären, um die Investitionen in die Rohrleitungsinfrastruktur aufzufangen. Daher muss die Europäische Union tätig werden, um die Diversifizierung voranzutreiben und Versorgungssicherheit zum Wohl der Öffentlichkeit zu gewährleisten, indem sie die Mitgliedstaaten und die Unternehmen so zusammenführt, dass eine kritische Masse entsteht. Dies ist der Grundsatz, der der Strategie der EU für den Südlichen Gaskorridor zugrunde liegt. Dessen Bedeutung wurde in der Zweiten Überprüfung der Energiestrategie der Kommission vom November 2008, die der Europäische Rat im März 2009 billigte, herausgehoben.

Ziel des Südlichen Korridors ist es, den EU-Gasmarkt an das größte Erdgasvorkommen der Welt (das Kaspische Becken/Becken des mittleren Ostens), das auf 90,6 Billionen Kubikmeter geschätzt wird (zum Vergleich: die russischen nachgewiesenen Reserven betragen 44,2 Billionen m³⁶²), direkt anzuschließen. Darüber hinaus sind die Gasfelder geografisch sogar noch näher gelegen als die wichtigsten russischen Gasvorkommen (Karte 8).

⁶² BP Statistical Review of World Energy vom Juni 2009.

Die wichtigsten potenziellen individuellen Lieferstaaten sind Aserbaidschan, Turkmenistan und Irak; doch wenn es die politischen Bedingungen erlauben, könnten auch Lieferungen aus anderen Ländern in der Region eine weitere bedeutsame Versorgungsquelle für die EU darstellen. Wichtigstes Transitland ist die Türkei, andere Transitstrecken verlaufen durch das Schwarze Meer und das östliche Mittelmeer. Das strategische Ziel des Korridors liegt darin, bis 2020 eine Versorgungsstrecke zur EU für ungefähr 10 - 20 % der EU-Gasnachfrage zu erreichen, was grob 45-90 Mrd. m³ Gas pro Jahr entspricht.

Das operationelle Ziel der Strategie für die Entwicklung des südlichen Korridors liegt darin, dass die Kommission und die Mitgliedstaaten mit den Gas produzierenden Länder sowie mit den Ländern, die für den Transport von Kohlenwasserstoffen in die EU entscheidend sind, zusammenarbeiten und dabei das gemeinsame Ziel verfolgen, rasch feste Zusagen für die Lieferung von Gas und den Bau von Gastransportinfrastrukturen (Fernleitungen, Beförderung von Flüssiggas/komprimiertem Gas) zu erhalten, die in allen Phasen der Entwicklung notwendig sind.



Karte 8: Vergleich der Entfernungen der wichtigsten Erdgaslieferungen aus dem Osten zu den wichtigsten Verbrauchszentren in der EU

Die wichtigste Herausforderung für den Erfolg des Südlichen Korridors liegt daran, zu gewährleisten, dass alle Elemente des Korridors (Gasressourcen, Infrastruktur für den Transport und flankierende Vereinbarungen) rechtzeitig und in signifikantem Umfang verfügbar sind. Mittlerweile sind entscheidende Fortschritte in diese Richtung gemacht worden. Dank der finanziellen Unterstützung der Kommission (EEPR und/oder TEN-E-Programme) und erheblicher Anstrengungen der Fernleitungsunternehmen befinden sich konkrete Beförderungsprojekte, und zwar Nabucco, ITGI, TAP und White Stream, bereits in der Entwicklungsphase und werden weitere Optionen untersucht. Nabucco wie auch Poseidon, die Unterwasser-Verbindungsleitung zwischen Italien und Griechenland, die Teil von ITGI ist, haben in Teilen eine Ausnahme vom regulierten Netzzugang Dritter erhalten (sogenannte „Artikel-22-Ausnahme“). Darüber hinaus hat das im Juli 2009 unterzeichnete Regierungsübereinkommen zur Nabucco-Pipeline dem Projekt Rechtssicherheit verliehen und die Bedingungen für den Transport von Erdgas durch die Türkei festgelegt. Zudem gilt es als Vorreiter für den weiteren Ausbau der Beförderungsregelungen.

Zentrale Aufgabe für die Zukunft ist es, nunmehr dafür zu sorgen, dass die Gas produzierenden Länder bereit sind, Gas direkt nach Europa zu exportieren, was für sie aufgrund ihrer geopolitischen Situation häufig mit einem hohen politischen Risiko verbunden sein kann. Die Kommission muss in Zusammenarbeit mit den am Südlichen Korridor beteiligten Mitgliedstaaten ihr dahingehendes Engagement erneut bekräftigen, langfristige Beziehungen mit den Gas produzierenden Ländern in dieser Region aufzubauen und sie stärker an die EU anzubinden.

Unterstützung erhalten die Fernleitungskomponenten des Südlichen Gaskorridors auch durch die Ausarbeitung von Optionen für die Lieferung erheblicher zusätzlicher Mengen an Flüssiggas (LNG) nach Europa, insbesondere aus dem Mittleren Osten (Persischer Golf und Ägypten). In der ersten Phase umfasst dies die Entwicklung von Flüssiggasannahmestellen in Europa (und deren Anschluss an das weitere Netz). Außerdem soll schrittweise eine Zusammenarbeit mit den Erzeugerländern bei der Entwicklung von energiepolitischen Strategien und langfristigen Investitionsplänen, die für Flüssiggas förderlich sind, aufgebaut werden.

3.2.2. *Nord-Süd-Erdgasverbindungsleitungen in Osteuropa*

Das strategische Konzept des Nord-Süd-Erdgasverbunds liegt darin, den Ostseeraum (einschließlich Polen) an die Adria und die Ägäis und weiter an das Schwarze Meer anzuschließen, wobei die EU-Mitgliedstaaten Polen, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Rumänien und eventuell Österreich sowie Kroatien einbezogen werden. Dies würde eine generelle Flexibilität für die gesamte mittelosteuropäische (MOE-)Region ermöglichen, so dass ein solider, gut funktionierender Binnenmarkt entstehen und der Wettbewerb gefördert werden könnten. Längerfristig muss dieser Integrationsprozess auf die Nicht-EU-Mitgliedstaaten ausgeweitet werden, die Vertragsparteien der Energiegemeinschaft sind. Ein integrierter Markt würde die notwendige Nachfragesicherheit⁶³ schaffen und den Anreiz für Lieferanten bieten, bestehende und neue Importinfrastrukturen, wie neue Flüssiggasvergasungsanlagen und Projekte des Südlichen Korridors, optimal zu nutzen. Ein Versorgungsausfall auf der Strecke Russland/Ukraine/Belarus würde die MOE-Region damit weniger hart treffen.

In der MOE-Region gibt es einen einzigen Hauptlieferanten; die derzeitigen linear verlaufenden (von Ost nach West) und isolierten Netze sind das Erbe der Vergangenheit. Während der Anteil des aus Russland importierten Erdgases 18 % des Verbrauchs der EU-15 ausmacht, beträgt dieser Wert für die neuen Mitgliedstaaten 60 % (2008). Gazprom-Lieferungen stellen den Löwenanteil der Gasimporte in der Region (Polen: 70 %, Slowakei: 100 %, Ungarn: 80 %, bestimmte Länder des westlichen Balkans: 100 %).

Unter anderem wegen monopolistischer, isolierter und kleiner Märkte, langfristiger Lieferverträge und aufgrund von Regulierungslücken ist die Region für Investoren bzw. Produzenten nicht attraktiv. Da es bei der Regulierung an Koordination mangelt und es kein gemeinsames Konzept für fehlende Verbindungsleitungen gibt, sind neue Investitionen gefährdet und wird verhindert, dass neue Wettbewerber auf den Markt kommen. Außerdem ist die Versorgungssicherheit problematisch und die Investitionen, die benötigt werden, um den Infrastrukturstandards Genüge zu tun, die die Verordnung über die Sicherheit der

⁶³ Die Nettoimportnachfrage des größten Marktes (Ungarn) unter den acht Ländern betrug 2007 8,56 Mio. t RÖE (Eurostat), während die Nachfrage auf allen sieben Märkten zusammen 41 Mio. t RÖE ausmachte; im Vergleich dazu: die deutschen Importe beliefen sich auf etwa 62 Mio. t RÖE.

Gasversorgung auferlegt hat, müssten vornehmlich in dieser Region getätigt werden. Schließlich wendet ein beträchtlicher Teil der Bevölkerung einen relativ hohen Anteil seines Einkommens für Energie auf, was zu Energiearmut führt.

Die Erklärung der erweiterten Visegrad-Gruppe⁶⁴ zeugt bereits von einem klaren Engagement in der Region zur Bewältigung dieser Herausforderungen. Ausgehend von der Erfahrung mit BEMIP und den von den *Unterzeichnern der Erklärung* bereits durchgeführten Arbeiten sollte die in der Mitteilung vorgeschlagene Hochrangige Gruppe (HLG) einen umfassenden Aktionsplan für den Bau von Verbindungsleitungen und die Vollendung der Marktintegration vorlegen. Die HLG sollte von Arbeitsgruppen unterstützt werden, die sich schwerpunktmäßig mit konkreten Projekten, dem Netzzugang und Tarifen befassen sollten. In die Arbeiten sollten die Erfahrungen mit der Initiative für ein neues europäisches Übertragungssystem (NETS)⁶⁵ einfließen.

3.2.3. *Vollendung des Verbundplans für den Energiemarkt im Ostseeraum (Bereich Gas)*

Während die Verwirklichung von Stromprojekten innerhalb des BEMIP gut vorankommt, wurden im Gasbereich seit der Billigung des Aktionsplans durch die Staatschefs der acht EU-Mitgliedstaaten und Präsident Barroso im Juni 2009 nur wenige Fortschritte erzielt. Der HLG gelang es nur, eine lange Liste von Projekten festzulegen, deren Gesamtinvestitionskosten im Vergleich zum Umfang der Gasmärkte in der Region zu hoch sind. Maßnahmen in Bezug auf den Binnenmarkt wurden überhaupt nicht vereinbart. Nunmehr steht der Gassektor an zwei Fronten im Mittelpunkt der BEMIP-Arbeiten: östlicher und westlicher baltischer Raum.

Die östliche Ostseeregion (Litauen, Lettland, Estland und Finnland) erfordert dringendes Handeln, damit die Versorgungssicherheit durch den Anschluss an den Rest der EU gewährleistet ist. Gleichzeitig bestehen für Finnland, Estland und Lettland Ausnahmeregelungen von der Marktöffnung im Rahmen des dritten Binnenmarktpaketes, solange ihre Märkte isoliert sind. Die Ausnahmeregelung endet, sobald ihre Infrastruktur mit dem Rest der EU verbunden ist, zum Beispiel durch den Gasverbund Litauen-Polen. Obschon der jährliche Gasverbrauch der drei baltischen Staaten und von Finnland zusammen nur rund 10 Mrd. m³ beträgt, kommt das gesamte Gas, das sie verbrauchen, aus Russland. In Bezug auf den Anteil an der Primärenergieversorgung insgesamt entfällt auf russisches Gas für Finnland 13 %, für Estland 15 % und für Lettland und Litauen rund 30 %, während der EU-Durchschnitt bei etwa 6,5 % liegt. Der Hauptlieferant hat auch entscheidende Anteile an den ÜNB aller vier Länder. Darüber hinaus ist auch Polen sehr von russischem Gas abhängig. Deshalb gibt es wenig Marktinteresse, in neue Infrastruktur zu investieren. Das Mindestmaß an notwendiger Infrastruktur wurde inzwischen vereinbart, und ein wichtiger Durchbruch in diesem Bereich ist der nunmehr angelaufene – politisch von beiden Seiten unterstützte – Dialog zwischen den Unternehmen über die polnisch-litauische Gasverbindungsleitung. Außerdem laufen Gespräche über ein regionales LNG-Terminal in einer Task Force „LNG“.

⁶⁴ Siehe: Erklärung des Budapester Energiegipfels der V4+ vom 24. Februar 2010 (<http://www.visegradgroup.eu/>). Die V4+-Länder im Sinne der Erklärung sind: die Tschechische Republik, die Republik Ungarn, die Slowakische Republik und Polen (als Mitgliedstaaten der Visegrad-Gruppe), die Republik Österreich, Bosnien und Herzegowina, die Republik Bulgarien, die Republik Kroatien, die Republik Serbien, die Republik Slowenien und Rumänien.

⁶⁵ Mit der Initiative für ein neues europäisches Übertragungssystem (NETS) soll der Aufbau eines wettbewerbsfähigen, effizienten und liquiden regionalen Gasmarktes erleichtert werden, der auch die Versorgungssicherheit stärkt, indem eine einheitliche Infrastrukturplattform zur Erhöhung der Zusammenarbeit/Integration zwischen den regionalen Übertragungsnetzbetreibern geschaffen wird.

Im westlichen Ostseeraum besteht das Ziel der Task Force darin, Wege zu finden, um die Lieferungen von (voraussichtlich ab 2015) zur Neige gehenden dänischen Gasfelder zu ersetzen sowie die Versorgungssicherheit in Dänemark, Schweden und Polen zu erhöhen. Ende 2010 wird ein Aktionsplan vorgelegt werden. Schwerpunkte beider Task Forces sind außerdem Hindernisse im Regulierungsbereich und die Ermittlung gemeinsamer Grundsätze, dank deren regionale Investitionen ermöglicht würden.

Wichtig ist darüber hinaus, dass die regionale Zusammenarbeit weiter intensiv verfolgt wird, damit die folgenden Projekte verwirklicht werden können: PL-LT, regionales LNG-Terminal und eine Pipeline zur Verbindung Norwegens und Dänemarks und eventuell Schwedens und Polens. Die angestrebte Marktöffnung und das Ziel der verbesserten Gasversorgungssicherheit kann auf regionaler Ebene kosteneffizienter erreicht werden als auf nationaler. Die Mitgliedstaaten ersuchen ferner regelmäßig die Unterstützung der Kommission bei der Lenkung des BEMIP-Prozesses. Schließlich müssen Lösungen gefunden werden, um den Teufelskreis zu durchbrechen, der sich folgendermaßen auf den Punkt bringen lässt: „Wenn es keinen Markt gibt, gibt es keinen Anreiz dafür, in die Infrastruktur zu investieren; und ohne Infrastruktur wird sich kein Markt entwickeln“.

3.2.4. Nord-Süd-Korridor in Westeuropa

Das strategische Konzept der Nord-Süd-Erdgasverbindungsleitungen in Westeuropa, das heißt von der iberischen Halbinsel und Italien nach Nordwest-Europa, liegt in dem verbesserten Verbund des Mittelmeerraums und damit der Lieferungen aus Afrika und dem nördlichen Versorgungskorridor mit den Lieferungen aus Norwegen und Russland. Immer noch gibt es Infrastrukturengpässe im Binnenmarkt, die ungehinderte Gasströme in dieser Region verhindern, wie zum Beispiel das geringe Anbindungsniveau an die iberische Halbinsel, was der optimalen Nutzung der gut ausgebauten iberischen Gasimportinfrastruktur entgegensteht. Seit mehr als einem Jahrzehnt ist die Achse Spanien-Frankreich ein vorrangiges Vorhaben, das aber immer noch nicht fertig gestellt ist. Allerdings wurden in den letzten Jahren Fortschritte gemacht dank der besseren Koordinierung der nationalen rechtlichen Rahmenbedingungen - was auch als Priorität der regionalen Süd-West-Initiative für Erdgas aufgegriffen wurde - und der aktiven Mitwirkung der Europäischen Kommission. Ein weiteres Anzeichen für einen nicht fehlerfrei funktionierenden Markt und den Mangel an Verbindungsleitungen sind die systematisch höheren Preise auf dem italienischen Großhandelsmarkt im Vergleich zu Märkten in Nachbarländern.

Da der Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus unterschiedlichen Quellen in diesem Korridor besonders ausgeprägt sein dürfte, muss gleichzeitig die generelle kurzfristige Verfügbarkeit des Gassystems verbessert werden, um den zusätzlichen Flexibilitätsanforderungen hinsichtlich des Ausgleichs bei der Elektrizitätsversorgung gerecht zu werden.

Es gilt, die wichtigsten Infrastrukturengpässe in diesem Korridor zu ermitteln, die dem reibungslosen Funktionieren des Binnenmarkts und dem Wettbewerb entgegenstehen; ferner müssen die Beteiligten, d.h. die Mitgliedstaaten, die nationalen Regulierungsbehörden und die Übertragungsnetzbetreiber, zusammenarbeiten, um die Ziele Binnenmarkt und Wettbewerb zu verwirklichen. Zudem sollte eine integrierte Analyse zwischen dem Strom- und dem Gassystem - unter Berücksichtigung sowohl der Erzeugungs- als auch der Übertragungsaspekte - zu einer Beurteilung der Anforderungen an die Gasflexibilität und zur Ermittlung von Projekten führen, mit denen eine variable Stromerzeugung unterstützt werden könnte.

3.3. Gewährleistung der Erdölversorgungssicherheit

Im Gegensatz zu Gas und Strom ist der Erdöltransport nicht reguliert. Dies bedeutet, dass es für neue Infrastrukturinvestitionen keine Vorschriften, z. B. über Rentabilität oder den Zugang Dritter, gibt. Vorrangig verantwortlich für die Gewährleistung einer kontinuierlichen Versorgung sind die Erdölunternehmen. Bestimmte Aspekte, welche vor allem den freien Zugang zu Pipelines betreffen, mit denen die EU versorgt wird, die aber in Ländern außerhalb der EU liegen (insbesondere in Belarus, Kroatien und der Ukraine), können jedoch nicht alleine durch Handelsvereinbarungen geregelt werden und verlangen daher politische Aufmerksamkeit.

Das osteuropäische Rohöfelnleitungsnetz (eine Verlängerung der Druzhba-Pipeline) wurde während des kalten Krieges konzipiert und gebaut und hatte zur damaligen Zeit keine Pipelineverbindung mit dem westlichen Netz. Daher sind die Verbindungen zwischen dem westeuropäischen Fernleitungsnetz und der östlichen Infrastruktur unzureichend. Somit sind alternative Pipelineliefermöglichkeiten für Rohöl oder Erdölzeugnisse aus westlichen Mitgliedstaaten an die MOE-Länder begrenzt. Im Falle einer anhaltenden Versorgungsunterbrechung im Druzhba-System (derzeitige genutzte Kapazität: 64 Mio. Tonnen/Jahr) würden solche Beschränkungen zu einer erheblichen Zunahme des Tankerverkehrs in dem ökologisch besonders anfälligen Ostseeraum⁶⁶, dem Schwarzen Meer und den stark befahrenen türkischen Meerengen⁶⁷ führen, wodurch die Gefahr von Unfällen und auslaufendem Öl erhöht würde. Im Falle der litauischen Raffinerie Mažeikiai⁶⁸ verlangt die alternative Versorgung den Transport von ungefähr 5,5 bis 9,5 Mio. Tonnen/Jahr durch die Ostsee zum litauischen Erdölterminal von Butinge.

Einer vor kurzem vorgelegten Studie⁶⁹ zufolge kann folgendermaßen auf Versorgungsunterbrechungen reagiert werden: (1) Schaffung der Pipeline Schwechat-Bratislava zwischen Österreich und der Slowakei; (2) Nachrüstung der Adria-Pipeline (die das Erdölterminal Omisalj an der kroatischen Adriaküste an Ungarn und die Slowakei anschließt); und (3) Nachrüstung der Pipeline Odessa-Brody in der Ukraine (die das Erdölterminal im Schwarzen Meer an den südlichen Zweig von Druzhba bei Brody anschließt) und ihre geplante Verlängerung bis Polen (Brody-Adamowo). Diese Strecken bieten eine alternative Versorgungskapazität von mindestens 3,5, 13,5 bzw. 33 Mio. Tonnen/Jahr. Eine zusätzliche Verbesserung wäre die Schaffung der paneuropäischen Erdölpipeline zur Verbindung der Versorgung vom Schwarzen Meer mit der Transalpinen Pipeline, wobei von einer Kapazität zwischen 1,2 Mio. und 1,8 Mio. Barrel pro Tag ausgegangen wird.

⁶⁶ Die Ostsee ist eines der am stärksten befahrenen Meere in der Welt; auf sie entfällt mehr als 15 % des Frachtverkehrs der Welt (3 500-5 000 Schiffe im Monat). Etwa 17-25 % dieser Schiffe sind Tanker, die ungefähr 170 Mio. Tonnen Öl pro Jahr transportieren.

⁶⁷ Zu den türkischen Meerengen gehören der Bosphorus und die Dardanellen; sie verbinden das Schwarze Meer über das Marmarameer mit der Ägäis. Mit einer Breite von weniger als einem Kilometer an der engsten Stelle gehören sie wegen der starken Windungen und des hohen Verkehrsaufkommens (50 000 Schiffe, darunter 5 000 Öltanker pro Jahr) zu den für die Schifffahrt schwierigsten und gefährlichsten Wasserstraßen der Erde.

⁶⁸ 2006 stoppte der russische Pipelinebetreiber Transneft nach Feststellung einiger Lecks an der Druzhba-Pipeline die Lieferung von Rohöl an die litauische Raffinerie Mažeikiai, die einzige Erdölraffinerie in den baltischen Staaten. Seit diesem Zeitpunkt ist dieser spezielle Pipelineabschnitt geschlossen.

⁶⁹ Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines coming into the EU from Third Countries, Studie von ILF und Purvin & Gertz für die Europäische Kommission, 2010.

Aus den oben genannten Gründen stellt die politische Unterstützung für die Mobilisierung privater Investitionen in mögliche alternative Infrastrukturen eine Priorität dar, damit die Sicherheit der Erdölversorgung von EU-Binnenstaaten gewährleistet ist, aber auch damit die Seetransporte von Erdöl abnehmen und somit die Gefahren für die Umwelt verringert werden. Dies verlangt nicht unbedingt den Bau neuer Pipeline-Infrastrukturen. Vielmehr können auch die Beseitigung von Kapazitätsengpässen und die Ermöglichung von Reverse-flow-Transporten zur Versorgungssicherheit beitragen.

3.4. Einführung intelligenter Netze

Intelligente Netze⁷⁰ sind Energienetze, die das Verhalten und die Tätigkeiten sämtlicher an die Netze angeschlossener Nutzer kosteneffizient integrieren können. Sie verändern die Weise, wie das Stromnetz in Bezug auf Übertragung und Verteilung betrieben wird, und führen zu einer Umgestaltung der gegenwärtigen Erzeugungs- und Verbrauchsmuster. Durch die Integration digitaler Technologie und ein Zwei-Wege-Kommunikationssystem stellen intelligente Netze eine direkte Interaktion zwischen den Verbrauchern, anderen Netznutzern und den Energielieferanten her. Sie versetzen die Verbraucher in die Lage, ihre individuellen Verbrauchsmuster unmittelbar zu kontrollieren und zu verwalten, vor allem wenn sie mit zeitlich differenzierten Tarifen kombiniert sind, und geben wiederum entscheidende Anreize für eine effiziente Energienutzung. Unternehmen ermöglichen sie es, die Verwaltung ihres Netzes zu verbessern und es gezielt einzusetzen, wobei gleichzeitig die Sicherheit erhöht und die Kosten verringert werden. Intelligente Netztechnologien werden benötigt, um kostenwirksam auf ein Stromsystem mit geringen CO₂-Emissionen hinzuwirken, das den Umgang mit einer großen Menge von erneuerbarer Onshore- und Offshore-Energie ermöglicht und gleichzeitig die Verfügbarkeit konventioneller Stromerzeugung und die Adäquatheit des Stromsystems wahrt. Schließlich verbessern intelligente Netztechnologien, einschließlich intelligenter Zähler, das Funktionieren von Einzelhandelsmärkten, was den Verbrauchern eine echte Wahlmöglichkeit gibt, da Energieversorgungsunternehmen wie auch Unternehmen der Informations- und Kommunikationstechnologiebranche neue, innovative Energiedienstleistungen entwickeln können.

Viele Länder haben Projekte im Bereich der intelligenten Netze entwickelt, darunter die Einführung intelligenter Zähler, und zwar Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Italien, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien und das VK⁷¹. In Italien und Schweden haben bereits fast alle Abnehmer intelligente Zähler.

Die Studie „Bio Intelligence 2008“⁷² kommt zu dem Schluss, dass intelligente Netze in der EU den jährlichen Primärenergieverbrauch des Energiesektors im Jahr 2020 um fast 9 %

⁷⁰ ERGEG und die Europäische Task Force für intelligente Netze definieren intelligente Netze als Elektrizitätsnetze, die das Verhalten und die Tätigkeiten sämtlicher an das jeweilige Netz angeschlossener Nutzer – Erzeuger, Verbraucher und solcher, die beides sind - kosteneffizient integrieren können, damit ökonomisch effiziente, nachhaltige Stromsysteme mit geringen Verlusten und einem hohen Maß an Qualität sowie Versorgungssicherheit und technischer Sicherheit zur Verfügung stehen. Nähere Informationen siehe http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm.

⁷¹ Ein ERGEG-Bericht, der auf dem jährlichen Energieforum der Bürger im September 2009 in London vorgelegt und verteilt wurde, bietet den aktuellsten und vollständigsten Überblick über den Stand der Einführung intelligenter Zähler in Europa. Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm

⁷² Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency, Bio Intelligence Service Final Report, September 2008. Unterstützt von der GD INFSO der Europäischen Kommission.

reduzieren könnten, was 148 TWh Elektrizität oder Einsparungen von nahezu 7,5 Mrd. Euro/Jahr (auf der Grundlage von Durchschnittspreisen von 2010) entspricht. Schätzungen der Industrie für den individuellen Verbrauch gehen davon aus, dass ein durchschnittlicher Haushalt 9 % seines Strom- und 14 % seines Gasverbrauchs einsparen könnte, was Einsparungen von ca. 200 EUR/Jahr entspräche⁷³.

Die Kommission fördert die Entwicklung und Einführung intelligenter Netze durch finanzielle Unterstützung von Forschung und Entwicklung (FuE). Die im Juni 2010 ins Leben gerufene Europäische Stromnetzinitiative (EEGI) im Rahmen des SET-Plans wurde von einem Team von Netzbetreibern im Bereich der Stromverteilung und -übertragung mit Unterstützung der Kommission entwickelt. Ihr Ziel ist die Weiterentwicklung der technologischen Aspekte intelligenter Netze. Mit ihr sollen die bisherigen Experimente mit intelligenten Netzen durch großmaßstäbliche Demonstrationsprojekte untermauert sowie FuE und Innovation auf dem Gebiet der intelligenten Netztechnologien gefördert werden. Die Initiative wird auch Anreize für einen noch weiter reichenden Einsatz dieser Technologien geben, indem sie Fragestellungen im Zusammenhang mit der Technologieintegration auf Systemebene, der Nutzerakzeptanz, den wirtschaftlichen Zwängen und der Regulierung angeht.

Neben diesem Technologieschub („technology push“) wurde mit der Annahme des dritten Energiebinnenmarktpakets 2009, in dem die Verpflichtung für die Mitgliedstaaten vorgesehen ist, bis 2020 eine weitreichende Ausstattung mit intelligenten Messsystemen zu gewährleisten⁷⁴, die Marktzugkraft („market pull“) für die europaweite Verwirklichung intelligenter Netze geschaffen. Ferner hat die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen⁷⁵ intelligente Zähler als einen der wichtigsten Faktoren ermittelt, mit denen sich die Energieeffizienz verbessern lässt. Die Richtlinie über erneuerbare Energie⁷⁶ schließlich sieht intelligente Netze als Möglichkeit, um die Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Netz zu erhöhen, und verpflichtet die Mitgliedstaaten, die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur im Hinblick auf dieses Ziel auszubauen. Zusammen bilden diese Richtlinien den entscheidenden politischen und rechtlichen Rahmen, auf dem weitere Maßnahmen zur Förderung der Entwicklung und der Einführung intelligenter Netze beruhen werden.

Um sicherzustellen, dass intelligente Netze und intelligente Zähler so entwickelt werden, dass dadurch der Wettbewerb im Einzelhandel, die Integration der großmaßstäblichen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die Energieeffizienz durch die Schaffung eines offenen Marktes für Energiedienstleistungen erhöht werden, hat die Kommission im November 2009 eine Task Force für intelligente Netze gegründet. Sie besteht aus 25 europäischen Verbänden, die sämtliche einschlägigen Beteiligten vertritt. Ihr Mandat besteht darin, die Kommission zu den politischen und rechtlichen Maßnahmen auf EU-Ebene zu beraten und die ersten Schritte in Richtung auf die Einführung intelligenter Netze gemäß den Bestimmungen des dritten

⁷³ <http://www.nuon.com/press/press-releases/20090713/index.jsp>

⁷⁴ Anhang I der Richtlinie 2009/72/EC und Anhang 1 der Richtlinie 2009/73/EG verlangen von den Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Diese Verpflichtung kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, die bis 3. September 2012 von den Mitgliedstaaten anzustellen ist. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so müssen gemäß der Elektrizitätsrichtlinie mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein.

⁷⁵ Richtlinie 2006/32/EG, Anhang 3.

⁷⁶ Artikel 16 der Richtlinie 2009/28/EG.

Paktes zu koordinieren. Die ersten Arbeiten der Task Force wurden von drei Expertengruppen⁷⁷ mit folgenden Schwerpunktthemen geleitet: (1) Funktionalitäten intelligenter Netze und intelligenter Zähler, (2) Regulierungsempfehlungen für die Datensicherheit, den Umgang mit Daten und den Datenschutz, und (3) Aufgaben und Zuständigkeiten der an der Einführung intelligenter Netze Beteiligten.

Trotz der erwarteten Vorteile intelligenter Netze und der oben genannten politischen Maßnahmen vollzieht sich der Übergang zu den intelligenten Netzen und Zählern nicht so zügig, wie dies zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU erforderlich wäre.

Der Erfolg intelligenter Netze wird nicht allein von neuer Technologie und der Bereitschaft der Netzbetreiber, sie einzuführen, abhängen, sondern auch von rechtlichen Rahmenbedingungen, die auf bewährte Verfahren zurückgreifen und mit denen die Einführung unterstützt wird; dabei muss auf marktbezogene Aspekte, einschließlich Folgen für den Wettbewerb, sowie auf Änderungen bei der Industrie (d.h. Änderungen an Industrienormen oder bei der Regulierung) und auf die Art und Weise, in der Verbraucher Energie verwenden, eingegangen werden. Somit stellt die Schaffung des richtigen rechtlichen Rahmens für einen gut funktionierenden Markt für Energiedienstleistungen die wichtigste Herausforderung dar. Sie verlangt die Zusammenarbeit einer Vielzahl unterschiedlicher Marktakteure (Erzeuger, Netzbetreiber, Energieeinzelhändler, Energiedienstleistungsunternehmen, Unternehmen der Informations- und Kommunikationstechnologiebranche, Verbraucher, Gerätehersteller). Dieser rechtliche Rahmen muss auch für den geeigneten offenen Zugriff auf und den Austausch von Betriebsinformationen zwischen den Akteuren sorgen. Zudem müsste er eventuell Fragen der Tariffestsetzung behandeln, damit echte Anreize für die Netzbetreiber entstehen, in intelligente Technologien zu investieren. Die nationalen Regulierungsbehörden spielen auch deshalb eine sehr wichtige Rolle, weil sie Tarife genehmigen, die die Grundlage für Investitionen in intelligente Netze und eventuell Zähler bilden. Solange kein faires Kostenteilungsmodell entwickelt wird und das richtige Gleichgewicht zwischen kurzfristigen Investitionskosten und längerfristigen Gewinnen nicht gefunden ist, wird die Bereitschaft der Netzbetreiber, künftig substantielle Investitionen zu tätigen, begrenzt sein.

Klare (offene) Standards für intelligente Netze und Zähler werden benötigt, damit Interoperabilität gewährleistet ist. Hierfür müssen die wichtigen technologischen Fragen gelöst und die erfolgreiche Integration sämtlicher Netznutzer ermöglicht werden. Gleichzeitig gilt es, ein hohes Maß an Systemverlässlichkeit und Qualität der Stromversorgung zu sichern. Angesichts der konkurrierenden Anstrengungen zur Entwicklung von Standards könnte die Entscheidung, jetzt auf eine einzige spezielle (europäische) technische Lösung zu setzen und in diese zu investieren, demnächst dazu führen, dass die Investitionen verloren wären. Aus diesem Grund hat die Kommission 2009 einschlägigen europäischen Normungsgremien ein Mandat zur Normung intelligenter Zähler gegeben. Anfang 2011 wird die Kommission denselben Normungsgremien ein neues Mandat zur Überprüfung einschlägiger Normen und Entwicklung neuer Normen vergeben. Die internationale Zusammenarbeit ist daher zur Sicherung der Kompatibilität von Lösungen von grundlegender Bedeutung.

Die Verbraucher von den Vorzügen intelligenter Netze zu überzeugen und ihr Vertrauen zu gewinnen stellt eine weitere Herausforderung dar. Solange die Elastizität der Strompreise niedrig bleibt, die generellen Vorteile intelligenter Netze nicht nachgeprüft werden und die

⁷⁷ Task Force Smart Grids – vision and work programme:
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf

Gefahr des Datenmissbrauchs nicht behandelt wird⁷⁸, kann es angesichts der Zeit und der Verhaltensänderungen, die notwendig sind, um von den Vorteilen intelligenter Technologien zu profitieren, schwierig sein, die Zurückhaltung der Verbraucher zu überwinden.

Nicht zuletzt stellt der mögliche Mangel an ausgebildeten Arbeitskräften, die in der Lage wären, das komplexe System intelligenter Netze zu betreiben, eine weitere, nicht zu vernachlässigende Herausforderung dar.

Der Übergang zu intelligenten Netzen ist eine komplexe Angelegenheit; ein abrupter Wechsel vom bestehenden Netz zu intelligenten Netzen ist alles andere als realistisch. Ein erfolgreicher Übergang erfordert eine gut abgestimmte Zusammenarbeit zwischen allen Beteiligten, damit die richtigen kostenwirksamen Lösungen gefunden, Doppelarbeit vermieden und vorhandene Synergien genutzt werden. Um die Allgemeinheit zu sensibilisieren und ihre Akzeptanz zu fördern sowie die Unterstützung der Kunden zu gewinnen, müssen Nutzen und Kosten der Einführung intelligenter Netze objektiv erörtert und eingehend erläutert werden; dabei ist die aktive Mitwirkung von Verbrauchern, kleinen und mittleren Unternehmen und staatlichen Stellen vonnöten.

Empfehlungen

Um ein solches Konzept zu verwirklichen und die beschriebenen Herausforderungen zu bewältigen, werden die folgenden zentralen Maßnahmen empfohlen:

- **Spezifische Rechtsvorschriften:** Wie in der Mitteilung dargelegt, wird die Kommission prüfen, ob im Rahmen der Regeln des dritten Energiebinnenmarktpakets weitere Gesetzgebungsinitiativen für die Einführung intelligenter Netze erforderlich sind. Die Prüfung wird vor dem Hintergrund folgender Zielsetzungen erfolgen: i) Gewährleistung des geeigneten offenen Zugriffs auf und des Austauschs von Betriebsinformationen zwischen den Akteuren und deren physischen Schnittstellen, ii) Schaffung eines gut funktionierenden Markts für Energiedienstleistungen und iii) Schaffung echter Anreize für die Netzbetreiber, in intelligente Netztechnologien zu investieren. Ausgehend von dieser Analyse wird die endgültige Entscheidung über spezifische Rechtsvorschriften für intelligente Netze in der ersten Jahreshälfte von 2011 getroffen.
- **Normung und Interoperabilität:** Die Task Force hat sechs voraussichtliche Dienstleistungen und etwa 30 Funktionalitäten von intelligenten Netzen ermittelt. Die Task Force und die Gemeinsame CEN/CENELEC/ETSI-Arbeitsgruppe über Normen für intelligente Netze wird Ende 2010 eine gemeinsame Analyse über den Stand der europäischen Normung für intelligente Netztechnologien vorlegen und angeben, welche weiteren Arbeiten auf diesem Gebiet notwendig sind. Anfang 2011 wird die Kommission ein Normungsmandat für die entsprechenden europäischen Normungsgremien abfassen im Hinblick auf die Entwicklung von Normen für intelligente Netze und die Gewährleistung von Interoperabilität und Vereinbarkeit mit weltweit entwickelten Normen.
- **Datenschutz:** Auf der Grundlage der Arbeiten der Task Force wird die Kommission in enger Zusammenarbeit mit dem Europäischen Datenschutzbeauftragten den Bedarf an zusätzlichen Datenschutzmaßnahmen prüfen, die Rolle und Zuständigkeiten einzelner Akteure hinsichtlich Zugriff auf, Besitz von und Umgang mit Daten (Eigentum, Besitz

⁷⁸ Das niederländische Parlament lehnte 2009 aus Gründen des Datenschutzes einen Gesetzentwurf über die Einführung intelligenter Netze ab.

sowie Zugriffs-, Einsicht- und Änderungsrechte usw.) und bei Bedarf geeignete Rechtsvorschriften und/oder Leitlinien vorschlagen.

- **Infrastrukturinvestitionen:** Ein Großteil der notwendigen Investitionen für die Einführung intelligenter Netze dürfte von Netzbetreibern, insbesondere auf Verteilungsebene, und von privaten Unternehmen erbracht werden - unter Anleitung der nationalen Regulierungsbehörden. Sollten Mittel fehlen, könnten öffentlich-private Allianzen Lösungen bieten. Ist die Rendite für eine Investition zu gering, das öffentliche Interesse aber eindeutig, muss es möglich sein, dass auf staatliche Gelder zurückgegriffen wird. Die Kommission wird die Mitgliedstaaten ermuntern, Fonds für die Unterstützung der Einführung intelligenter Netze einzurichten. Sie wird außerdem prüfen, inwiefern spezielle Unterstützung für intelligente Technologien im Rahmen des in der Mitteilung genannten Programms zur Unterstützung von Politik und Projekten geleistet werden soll und mit welchen innovativen Finanzierungsinstrumenten eine zügige Einführung von intelligenten Netztechnologien bei den Übertragungs- und Verteilungsnetzen gefördert werden kann.
- **Demonstrations-, FuE- und Innovationsprojekte:** Im Einklang mit der oben beschriebenen Investitionsstrategie ist eine klare europäische FuE- und Demonstrationsstrategie erforderlich, um Innovationen anzukurbeln und die Entwicklung hin zu intelligenten Netzen voranzutreiben, wobei als Grundlage die Arbeiten der EEGI und des Europäischen Energieforschungsbündnisses zu intelligenten Netzen heranzuziehen sind, deren Schwerpunkt die längerfristige Forschung ist. Besonderes Augenmerk sollte gerichtet werden auf Innovationen des Elektrizitätssystems in Kombination mit FuE auf dem Gebiet der Stromtechnologien (Kabel, Umspanner usw.) und der Informations- und Kommunikationstechnologien (Steuer- und Leitsysteme, Kommunikationen usw.). Bei den vorgeschlagenen Maßnahmen sollte es zudem um Verbraucherverhalten, Akzeptanz und praktische Hindernisse bei der Einführung gehen. Die Mitgliedstaaten und die Kommission sollten FuE- und Demonstrationsprojekte fördern z. B. durch eine Kombination staatlicher Unterstützung mit regulierungsbedingten Anreizen, damit die EEGI die vorgeschlagenen Projekte trotz der derzeit angespannten finanziellen Lage in der EU wie geplant aufnehmen kann. Diese Arbeiten sollten eng mit den in der Mitteilung vorgeschlagenen Maßnahmen auf dem Gebiet der Stromautobahnen Europas koordiniert werden. Damit vollständige Transparenz zu laufenden Demonstrations-/Pilotprojekten und deren Ergebnissen sowie zur Entwicklung eines künftigen Rechtsrahmens gewährleistet ist, könnte die Kommission eine Plattform einrichten, mit der die Verbreitung bewährter Verfahren und von Erfahrungen im Bereich der praktischen Einführung intelligenter Netze in Europa ermöglicht wird und die verschiedenen Konzepte koordiniert werden, so dass Synergien entstehen. Das von der Gemeinsamen Forschungsstelle (JRC) der Europäischen Kommission verwaltete Informationssystem des SET-Plans umfasst ein Überwachungssystem, das als Ausgangspunkt herangezogen werden könnte.
- **Förderung neuer Qualifikationen:** Um die Lücke zwischen Arbeitsplätzen mit geringen und solchen mit hohen Qualifikationsanforderungen infolge der Erfordernisse der Einführung intelligenter Netze zu schließen, könnten laufende Initiativen wie Schulungsmaßnahmen im Rahmen des SET-Plans genutzt werden wie auch die Wissens- und Innovationsgemeinschaften des Europäischen Technologieinstituts, die Marie-Curie-Maßnahmen⁷⁹ und sonstige Aktionen wie die Initiative „Neue Kompetenzen für neue

⁷⁹ http://cordis.europa.eu/fp7/people/home_en.html

Beschäftigungsmöglichkeiten“. Dennoch müssen die Mitgliedstaaten, sich ernsthaft mit eventuellen negativen sozialen Folgen befassen und Programme ins Leben rufen, um Arbeitnehmer umzuschulen und den Erwerb neuer Kompetenzen zu fördern.

4. VORBEREITUNG DER LÄNGERFRISTIGEN NETZE

4.1. Europäische Stromautobahnen

Bei einer Stromautobahn handelt es sich um eine Stromübertragungsleitung, deren Stromtransportkapazität sowohl hinsichtlich der übertragenen Strommenge als auch der Übertragungsdistanz erheblich größer ist als bei den vorhandenen Hochspannungsnetzen. Um diese größeren Kapazitäten erreichen zu können, müssen neue Technologien entwickelt werden, die insbesondere die Gleichstromübertragung (DC) und eine Spannung von deutlich mehr als 400 kV ermöglichen.

Für den Zeitraum nach 2020 und bis 2050 muss eine langfristige Lösung gefunden werden, um die Hauptherausforderungen zu bewältigen, vor denen die Stromnetze stehen: Aufnahme der ständig steigenden überschüssigen Windenergiemengen in den nördlichen Meeren und der wachsenden Überschüsse regenerativ erzeugten Stroms im Südwesten und auch im Südosten Europas, Anbindung dieser neuen Erzeugungshubs an die großen Speicheranlagen in den nordischen Ländern und den Alpen und an die bereits bestehenden sowie künftigen Verbrauchszentren in Mitteleuropa, aber auch an die vorhandenen Wechselstrom-(AC)-Hochspannungsnetze. Die neuen Stromautobahnen müssen die bestehenden und künftigen Überschussgebiete wie Frankreich, Norwegen oder Schweden sowie die Komplexität des vorhandenen mitteleuropäischen Nord-Süd-Übertragungskorridors berücksichtigen, über den überschüssiger Strom vom Norden durch Dänemark und Deutschland in die defizitären süddeutschen und norditalienischen Gebiete geleitet wird.

Trotz technologischer Unwägbarkeiten ist klar, dass der Aufbau eines jeden künftigen Stromautobahnsystems schrittweise und unter Gewährleistung der Kompatibilität der Wechselstrom-/Gleichstrom-Leitungen sowie der lokalen Akzeptanz⁸⁰ auf der Basis der übrigen in Kapitel 3.1 beschriebenen Prioritäten für 2020, insbesondere was die Offshore-Netze betrifft, erfolgen muss.

Das Autobahnssystem muss auch auf etwaige Verbindungen nach Süden und Osten über die EU-Grenzen hinaus vorbereitet sein, um das erhebliche Potenzial der erneuerbaren Energien in diesen Regionen voll ausschöpfen zu können. Zusätzlich zu den bereits bestehenden Synchronverbindungen zu den Maghreb-Staaten und der Türkei könnten daher Verbindungen zu anderen Mittelmeerländern und östlichen Länder langfristig notwendig sein. Ein Dialog mit den nordafrikanischen Staaten über die technischen und rechtlichen Anforderungen an die Entwicklung von transmediterranen Strominfrastrukturen könnte hierzu in Betracht gezogen werden.

Während die künftige Notwendigkeit eines europaweiten Stromnetzes immer mehr ins Bewusstsein rückt, herrscht große Ungewissheit hinsichtlich des Zeitpunkts, zu dem dieses

⁸⁰ Dazu könnte die Notwendigkeit gehören, Stromleitungen teilweise unterirdisch zu verlegen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Investitionskosten für Erdkabel mindestens 3-10 mal höher als die von Freileitungen sind. Siehe gemeinsames Papier von ENTSO-E und Europacable „Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines“, November 2010.

Netz erforderlich sein wird, und der Schritte, die für seinen Bau eingeleitet werden müssen. Koordinierte Maßnahmen auf EU-Ebene sind daher unerlässlich, um mit der kohärenten Entwicklung dieses Netzes beginnen zu können und die damit verbundenen Unwägbarkeiten und Risiken zu mindern. Es wird auch eine europäische Koordinierung zur Festlegung eines geeigneten rechtlichen, regulierungsbezogenen und organisatorischen Rahmens für Auslegung, Planung, Bau und Betrieb eines solchen Stromautobahnsystems erforderlich sein.

Die laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (insbesondere im Rahmen der Europäischen Stromnetz-Initiative (EEGI) und der Europäischen Industriellen Windkraft-Initiative des SET-Plans) müssen in diese Maßnahmen einbezogen werden, um die vorhandenen Technologien in den Bereichen Übertragung, Speicherung und intelligente Netze anzupassen und neue diesbezügliche Technologien zu entwickeln. In diesem Zusammenhang müssen sie auch das Potenzial des in großem Umfang erfolgenden Transports und der großtechnischen Speicherung von Wasserstoff einbeziehen. Gekoppelt mit Brennstoffzellen ist Wasserstoff für dezentrale Anwendungen und für Anwendungen im Verkehrssektor besonders geeignet. Mit einer Kommerzialisierung von Anwendungen im Gebäudesektor wäre ab 2015 und von Wasserstoff-Fahrzeugen um 2020 zu rechnen⁸¹.

Empfehlungen

Zur Vorbereitung der europäischen Stromautobahnen sind die folgenden Schlüsselmaßnahmen erforderlich:

- Entsprechend den Schlussfolgerungen des Bukarester Forums vom Juni 2009 Aufnahme gezielter Arbeiten zu den Stromautobahnen im Rahmen des Forums von Florenz, um die Arbeit aller Akteure zur Vorbereitung der Stromautobahnen zu strukturieren. Diese Arbeiten sollten von der Europäischen Kommission und ENTSO-E organisiert werden und alle relevanten Akteure zusammenführen. Ihr Schwerpunkt sollte auf Folgendem liegen: Festlegung mittel- und langfristiger Szenarios für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, Bewertung von Konzepten für Optionen für die Architektur und Auslegung des europaweiten Netzes, Analyse der sozioökonomischen und industriepolitischen Folgen eines solchen Netzes und Konzipierung eines geeigneten rechtlichen, regulierungsbezogenen und organisatorischen Rahmens.
- Realisierung der notwendigen **Forschung und Entwicklung**, aufbauend auf der Europäischen Stromnetz-Initiative (EEGI) und der Europäischen industriellen Windkraft-Initiative im Rahmen des SET-Plans, um die vorhandenen Technologien im Bereich der Übertragung, Speicherung und intelligenten Netze anzupassen sowie neue diesbezügliche Technologien zu entwickeln und um die erforderlichen Netzarchitektur- und -planungsinstrumente zu realisieren.
- Festlegung eines **modularen Entwicklungsplans**, der von ENTSO-E bis Mitte 2013 vorzubereiten ist, damit erste Stromautobahnen bis 2020 in Auftrag gegeben werden können. Der Plan würde auch ihre Erweiterung vorsehen mit dem Ziel, den Ausbau großmaßstäblicher erneuerbarer Energieerzeugungskapazitäten über die EU-Grenzen hinaus zu erleichtern.

⁸¹ Hierzu wird im Rahmen des SET-Plans das gemeinsame Unternehmen „Brennstoffzellen und Wasserstoff“ eine erste Studie zur Wasserstoffinfrastrukturplanung bis Ende 2010 in Auftrag geben, die den Weg für eine kommerzielle Einführung gegen 2020 vorbereiten soll.

4.2. Eine europäische CO₂-Transportinfrastruktur

Da potenzielle CO₂-Speicherstätten nicht gleichmäßig über Europa verteilt sind, kann eine in großem Umfang erfolgende Einführung der CO₂-Speicherung und –Abscheidung in Europa notwendig sein, um in den europäischen Volkswirtschaften nach 2020 ein hohes Maß an Dekarbonisierung zu erreichen. Hierfür wird eine ausgedehnte Pipeline-Infrastruktur und, sofern zweckmäßig, eine Infrastruktur für den Schiffstransport gebaut werden müssen, die über die Grenzen der Mitgliedstaaten hinausgehen könnte, falls Länder über keine geeigneten CO₂-Speichermöglichkeiten verfügen.

Die Realisierbarkeit der CCS-Komponententechnologien (Abscheidung, Transport und Speicherung) wurde nachgewiesen. Allerdings wurden die Technologien noch nicht integriert und im industriellen Maßstab erprobt. Derzeit ist die CCS-Technologie nicht rentabel. Die Umsetzung der Technologie war bislang auf kleinere Anlagen beschränkt, die häufig dafür konzipiert wurden, eine oder zwei der Komponenten isoliert zu demonstrieren. Gleichzeitig ist allgemein unstrittig, dass die Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologien gegen 2020 im großen Maßstab demonstriert werden muss, damit tiefgreifende Auswirkungen auf die Emissionssenkungen möglich sind und ein Portfolio an Maßnahmen zur Minderung der Folgen des Klimawandels zu den niedrigsten möglichen Kosten vorhanden ist.

Auf der Frühjahrstagung des Europäischen Rats 2007 wurde daher beschlossen, die Errichtung von bis zu 12 großtechnischen CCS-Demonstrationsanlagen in Europa bis 2015 zu unterstützen, damit die Technologie schneller rentabel wird. Derzeit befinden sich sechs großtechnische CCS-Projekte im Bau, die für die Demonstration der Technologie in der Stromerzeugung konzipiert wurden. Sie werden über eine installierte Kapazität von mindestens 250 MW und auch über Transport- und Speicherkomponenten verfügen. Diese Projekte werden von der Kommission mit Finanzhilfen in Höhe von insgesamt 1 Milliarde Euro kofinanziert. Ein weiterer Finanzierungsmechanismus, der Teil des Emissionshandelssystems ist, steht seit November 2010 zur Verfügung⁸². Darüber hinaus unterstützt die Kommission die CCS betreffende Forschung und Entwicklung und hat für großtechnische CCS-Demonstrationsanlagen ein spezielles Netz für den Wissensaustausch eingerichtet.

Die Gemeinsame Forschungsstelle (JRC) hat 2010 eine Bewertung des Investitionsbedarfs für eine CO₂-Transportinfrastruktur durchgeführt⁸³. Ausgehend von den Annahmen des PRIMES-Baseline zeigt die Studie, dass 2020 in sechs Mitgliedstaaten 36 Mio. t CO₂ abgeschieden und transportiert werden. Das resultierende CO₂-Transportnetz erstreckt sich über ca. 2 000 km und benötigt Investitionen in Höhe von 2,5 Milliarden Euro (Karte 9). Fast alle Pipelines sind so geplant, dass sie die für die darauf folgenden Jahre antizipierten zusätzlichen CO₂-Volumen aufnehmen können⁸⁴.

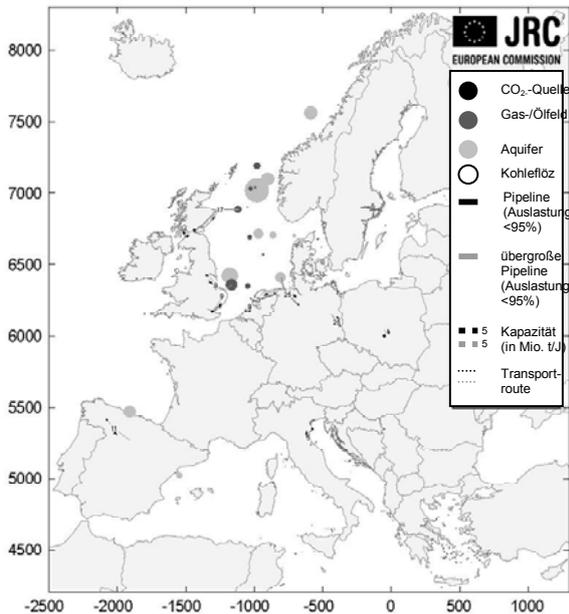
Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass 2030 die abgeschiedene CO₂-Menge auf 272 Mio. t steigt (Karte 10). Viele der früher gebauten Pipelines werden jetzt mit voller Kapazität betrieben und es werden neue Pipelines gebaut, die in der Anlaufphase bis 2050 voll genutzt werden sollen. Das CO₂-Transportnetz hat jetzt eine Länge von ca. 8 800 km und benötigt kumulierte Investitionen in Höhe von 9,1 Milliarden Euro. Erste regionale Netze bilden sich

⁸² http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm

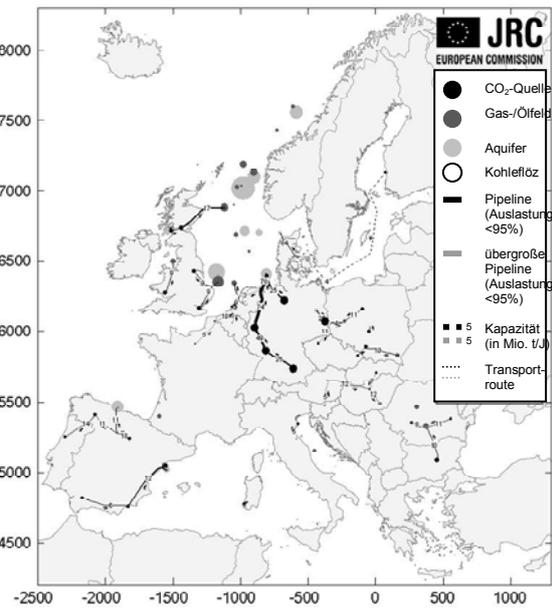
⁸³ „The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO₂ transport network“, Europäische Kommission, Gemeinsame Forschungsstelle, EUR 24565 EN, 2010.

⁸⁴ Übergroße Pipelines sind rot, mit voller Kapazität betriebene Pipelines in blau dargestellt.

in ganz Europa um die ersten Demonstrationsanlagen. In der JRC-Analyse werden auch die Vorteile einer europäischen Koordinierung für eine optimale Lösung des CO₂-Transports hervorgehoben, da ihre Ergebnisse zeigen, dass bis 2030 bis zu 16 EU-Mitgliedstaaten am grenzüberschreitenden CO₂-Transport beteiligt sein könnten.



Karte 1: CO₂-Netzinfrastruktur 2020, PRIMES-Baseline



Karte 2: CO₂-Netzinfrastruktur 2030, PRIMES-Baseline

Eine zweite Analyse, die 2010 von Arup durchgeführt wurde und deren Schwerpunkt auf der Realisierbarkeit europaweiter CO₂-Infrastrukturen⁸⁵ lag, hat ausgehend von vorher definierten CO₂-Mengen, der Ausweisung geeigneter Speicherstätten und eines Kostenminimierungsansatzes die Festlegung des optimalen CO₂-Transportnetzes in Europa und seine zeitliche Entwicklung zum Ziel. Das konservativste Szenario rechnet mit einem Netz von 6 900 km für 50 Mio. t transportiertes CO₂ im Jahr 2030. In der Studie wird der Standpunkt vertreten, dass nur ein grenzüberschreitendes Netz eine umfassendere CCS-Einführung ermöglicht, da es bestimmten Ländern an Speicherkapazitäten mangeln wird.

Diese Schlussfolgerungen werden durch die Studie „EU GeoCapacity“ (2009) über die europäischen Kapazitäten für die geologische Speicherung von CO₂ bestätigt⁸⁶: Ein künftiges CO₂-Transportnetz hängt ganz entscheidend von der Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten an Land bzw. von der Verfügbarkeit und der Entwicklung von Offshore-Salzformationen ab. Angesichts der Sensibilisierung der Öffentlichkeit für die CO₂-Speicherung und die CCS-Technologie im Allgemeinen wird in der Studie vorgeschlagen, dass die Speicherung in Offshore-Salzformationen Vorrang haben sollte. Ferner wird in der Studie darauf hingewiesen, dass sich die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten noch nicht bestätigen lässt, weshalb weitere Arbeiten erforderlich sind, um das reale Speicherpotenzial zu prüfen. Haupttreiber der CCS-Entwicklung in naher Zukunft wird jedoch der CO₂-Preis sein, der außerordentlich ungewiss ist und von der Entwicklung des Emissionshandelssystems

⁸⁵ „Feasibility of Europe-wide CO₂ infrastructures“, Studie von Ove Arup & Partners Ltd für die Europäische Kommission, September 2010.

⁸⁶ „EU GeoCapacity - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide“, Projekt Nr. SES6-518318. Der abschließende Tätigkeitsbericht kann abgerufen werden unter: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>

abhängt. Alle Analysen, die ein mögliches CO₂-Netz für den Zeitraum nach 2020 darstellen, sollten daher mit größter Vorsicht betrachtet werden.

Alle Studien bestätigen, dass die Entwicklung des CO₂-Netzes in Europa von den verfügbaren Speicherstätten, dem Ausmaß der CCS-Einführung und dem Umfang der Koordinierung abhängt, die bereits jetzt im Hinblick auf seine Entwicklung erfolgt. Die Entwicklung integrierter Pipeline- und Schiffstransportnetze, die anfänglich auf regionaler oder nationaler Ebene geplant und gebaut und den Transporterfordernissen vielfältiger CO₂-Quellen gerecht werden, würde Skaleneffekte nutzen und während der Pipeline-Lebensdauer die Anbindung zusätzlicher CO₂-Quellen an geeignete Senken ermöglichen⁸⁷. Längerfristig würden solche integrierten Netze ausgebaut und miteinander verbunden werden, um – ähnlich wie bei den heutigen Gasnetzen - Quellen und Speicherstätten in ganz Europa zu erreichen.

Empfehlungen

Sobald die CCS rentabel wird, werden die Pipelines und Infrastruktur für den Schiffstransport, die für die Demonstrationsprojekte gebaut wurden, die Schwerpunkte eines künftigen EU-Netzes bilden. Wichtig ist, dass diese anfänglich fragmentierte Struktur so geplant werden kann, dass die spätere europaweite Kompatibilität gewährleistet ist. Erkenntnisse, die hinsichtlich der Integration ursprünglich fragmentierter Netze wie der Gasnetze gewonnen wurden, müssten berücksichtigt werden, um einen ähnlich langwierigen Prozess bei der Schaffung gemeinsamer Märkte zu vermeiden.

Die Prüfung der technischen und praktischen Modalitäten eines CO₂-Netzes sollte fortgesetzt und eine Vereinbarung über ein gemeinsames Leitbild angestrebt werden. Die Arbeitsgruppe „Nachhaltige Fossile Brennstoffe“ für den Dialog mit den Akteuren (innerhalb des Berliner Forums) sollte für Diskussionen über mögliche Maßnahmen auf diesem Gebiet herangezogen werden. Das CCS-Projektnetz könnte zur Bündelung der Erfahrungen mit den in Betrieb befindlichen Demonstrationsprojekten verwendet werden. Dadurch wiederum können die Notwendigkeit und der Umfang eines möglichen Handelns der EU bewertet werden.

Die regionale Zusammenarbeit sollte auch unterstützt werden, um die Entwicklung von Clustern zu fördern, die das erste Stadium eines möglichen künftigen integrierten europäischen Netzes bilden. Die vorhandenen Unterstützungsstrukturen, darunter das CCS-Projektnetz und die Gruppe für Informationsaustausch, die im Rahmen der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid geschaffen wurden, könnten die Entwicklung von regionalen Clustern beschleunigen. Hierzu könnten u. a. die Einsetzung spezieller Arbeitsgruppen und der Informationsaustausch zu dem Thema im Rahmen des CCS-Projektnetzes, der Austausch bester Praktiken auf dem Gebiet der Genehmigungen und die grenzüberschreitende Zusammenarbeit zuständiger Behörden in der Gruppe „Informationsaustausch“ gehören. Die Kommission wird ebenfalls globale CCS-Diskussionsforen für den Austausch des vorhandenen Wissens zu regionalen Clustern und Hubs weltweit nutzen.

⁸⁷ Die „Pre-Front-End-Engineering-Design“-Studie für ein CCS-Netz in Yorkshire und Humber hat gezeigt, dass anfängliche Investitionen in Reserve-Pipelinekapazität kosteneffektiv wären, selbst wenn spätere Entwicklungen bis zu 11 Jahre später zum Netz hinzukämen. In der Studie wurden auch die Erfahrungen aus anderen Sektoren bestätigt, d. h. dass Investitionen in integrierte Netze als Katalysator für die großmaßstäbliche Einführung der CCS-Technologien wirken würden, indem sie die Genehmigungsverfahren konsolidieren, die Kosten für die Anbindung von CO₂-Quellen an Senken reduzieren und sicherstellen, dass das abgeschiedene CO₂ gespeichert werden kann, sobald die Speicheranlage einsatzfähig ist.

Darüber hinaus wird die Kommission weiter an einer europäischen CO₂-Infrastrukturkarte arbeiten, die die fortgeschrittene Infrastrukturplanung mit Schwerpunkt auf dem Aspekt der Kosteneffizienz erleichtern kann. Ein wichtiger Teil dieser Aufgabe wird es sein, Standort, Kapazitäten und Verfügbarkeit von Lagerstätten, vor allem im Meer, zu ermitteln. Um sicherzustellen, dass die Ergebnisse einer solchen Kartierung auf dem ganzen Kontinent vergleichbar sind und für eine optimale Netzarchitektur verwendet werden können, werden Anstrengungen zur Erarbeitung einer gemeinsamen Methodik für die Bewertung von Speicherkapazitäten unternommen werden. Aus Gründen der Transparenz hinsichtlich der Speicherung und der CCS im Allgemeinen wird die Kommission einen europäischen CO₂-Speicheratlas zur Veranschaulichung des Speicherpotenzials veröffentlichen.