

Bundesrat

Drucksache 918/95

19.12.95

EU - U - Wi

Unterrichtung
durch die Bundesregierung

Mitteilung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften "Die Gasversorgung der Europäischen Gemeinschaft und zukünftige Perspektiven"

KOM(95) 478 endg.; Ratsdok. 11964/95

Übermittelt vom Bundesministerium für Wirtschaft am 19. Dezember 1995 gemäß § 2 des Gesetzes über die Zusammenarbeit von Bund und Ländern in Angelegenheiten der Europäischen Union (BGBl. I 1993 S. 313 ff.).

Die Vorlage ist von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften am 24. Oktober 1995 dem Herrn Präsidenten des Rates der Europäischen Union übermittelt worden.

Die Vorlage wird voraussichtlich von der Gruppe "Energiefragen" beraten.

Das Europäische Parlament, der Wirtschafts- und Sozialausschuß und der Ausschuß der Regionen werden an den Beratungen beteiligt.

Hinweis: vgl. Drucksache 103/95 = AE-Nr. 950441.

Inhaltsverzeichnis

1.	Kurzfassung	- 2 -
2.	Schlußfolgerungen	- 8 -
3.	Gegenwärtige und künftige Gasversorgung und Nachfrage der EG und die Außenbeziehungen	- 10 -
3.1.	Entwicklung der Gasversorgung und der Nachfrage in der EG in den vergangenen zehn Jahren.	- 10 -
3.2.	Derzeitiger Verbrauch der EG und Lieferquellen	- 11 -
3.3.	Aussichten für die Versorgung und den Bedarf in der Zukunft	- 12 -
3.4.	Die externe Dimension	- 15 -
4.	Marktentwicklungen und deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit	- 17 -
4.1.	Entwicklung auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung .	- 17 -
4.2.	Entwicklungen im Großindustrie-Bereich	- 18 -
4.3.	Die vertikale Integration des Gasversorgungswegs	- 18 -
4.4.	Horizontale Integration auf dem Gasmarkt	- 19 -
4.5.	Preisbestimmungsmechanismen beim Erdgas	- 20 -
5.	Die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene	- 21 -
5.1.	Einführung	- 21 -
5.2.	Kurzfristige Aspekte der Versorgungssicherheit in der EG	- 22 -
5.3.	Langfristige Aussichten für die Versorgungssicherheit in der EG	- 24 -
5.4.	Transeuropäische Gasnetze	- 29 -
5.5.	Kooperation auf EG-Ebene	- 29 -

TABELLEN

ANHANG I

1. Kurzfassung

Einleitung

1. In fast allen Mitgliedstaaten der EG nimmt der Marktanteil von Erdgas stetig zu. Es wird erwartet, daß sich der Marktanteil in der gesamten EG von derzeit 19 % der Gesamtenergiebilanz auf rund 26 % im Jahr 2010 erhöht. Im gleichen Zeitraum dürfte bei abnehmender EG-Eigenproduktion die Abhängigkeit von Importen aus Drittländern erheblich ansteigen, und zwar von derzeit 40 % auf ungefähr 60 % im Jahr 2010 und sogar bis auf 75 % im Jahr 2020. Darüber hinaus gibt die unsichere politische Lage in einigen der Hauptlieferländer Anlaß zur Sorge.
2. Die Erdgasindustrie in der EG hat bisher Vorbildliches auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit geleistet. Es gibt keinen Grund, anzunehmen, daß dies in Zukunft anders sein wird. Die einzelnen Mitgliedstaaten tragen die Verantwortung für die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene. Die Europäische Gemeinschaft ist auf Gemeinschaftsebene verantwortlich, insbesondere im Hinblick auf den europäischen Binnenmarkt.
3. Diese Mitteilung ist Bestandteil des Rahmens, der im Grünbuch¹ der Kommission bzw. im darauf folgenden Weißbuch dargelegt wird, welches die Sicherheit der Versorgung als eine der drei Säulen der EG-Energiepolitik unterstreicht. Auch wenn mit dieser Mitteilung die Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens für andere energiepolitische Fragen der EG, z.B. den Energiebinnenmarkt und die Transeuropäischen Netze nicht vorweggenommen werden soll, so wird sie hinsichtlich dieser Fragen doch einen informativen Beitrag zu dieser politischen Debatte leisten.
4. Diese Mitteilung hat zwei Zielrichtungen:
 - (a) eine Diskussionsgrundlage für die künftige Entwicklung des Gasversorgungssektors in der EG zu bieten und
 - (b) die Frage der Sicherheit der Gasversorgung zu untersuchen sowie abzuschätzen, was auf EG-Ebene unternommen werden kann, um die Versorgungssicherheit bis weit in das nächste Jahrhundert zu erhöhen.
5. Die Mitteilung ist in drei Hauptkapitel gegliedert. Im ersten werden die Aussichten für den Gasbedarf und die Gasversorgung bis zum Jahre 2020, die entstehenden "Versorgungslücken" und die kritische Frage der Außenbeziehungen untersucht. Im zweiten Kapitel werden bestimmte Marktentwicklungen in bezug auf ihre möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit betrachtet. Abschließend werden im Kapitel drei die der Gasindustrie zur Zeit zur Verfügung stehenden Sicherheitsmaßnahmen untersucht und ihre Wirksamkeit im Falle eines längeren Versorgungsmangels bewertet. Diese Mitteilung hat keine Folgen für den Gemeinschaftshaushalt.

(1)

KOM(94) 659 endg.

6. Die Internationale Energieagentur hat vor kurzem eine Studie über die Sicherheit der Gasversorgung durchgeführt, in der die drei wichtigsten regionalen Erdgasmärkte der OECD untersucht wurden, d.h. OECD Europa, OECD Nordamerika und OECD Pazifik. Diese Studie zeigt, daß zwischen diesen drei regionalen Erdgasmärkten erhebliche Unterschiede in bezug auf Angebot und Nachfrage und die Versorgungssicherheit bestehen. Nur auf der Grundlage einer detaillierten Analyse der Lage in Europa, wie sie in diesem Dokument enthalten ist, können spezifische Schlüsse für die Europäische Gemeinschaft gezogen werden.
7. Im Rahmen der Vorbereitung dieser Mitteilung fanden ausführliche Beratungen mit der Industrie, mit einzelnen Gasversorgungsunternehmen, mit Eurogas und mit den Mitgliedstaaten statt. Diese Beratungen haben zur Aussagekraft des endgültigen Dokuments beigetragen.

Versorgungs- und Bedarfsaussichten

8. Die durch Verträge gesicherten Gaslieferungen übertreffen die Menge, die voraussichtlich zur Bedarfsdeckung bis zum Jahr 2000 benötigt wird. Unter der Voraussetzung, daß nur die bestehenden Versorgungsverträge verlängert werden, wird bei den vertraglichen Lieferungen eine Versorgungslücke von bis zu 20 % im Verhältnis zum erwarteten Bedarf im Jahre 2020 entstehen. Neue Lieferverträge, deren Umfang den derzeitigen Gesamtverbrauch der EG übertrifft, werden benötigt, um den bis 2020 zu erwartenden Bedarf zu decken.
9. Die der EG potentiell zur Verfügung stehende interne sowie externe Gasversorgung ist jedoch ergiebig und reicht aus, um den Bedarf bis weit in das nächste Jahrhundert hinein decken zu können. Zunehmende Liefermengen sind aller Wahrscheinlichkeit nach von den drei größten Hauptlieferanten, Rußland, Norwegen und Algerien zu erwarten. In allen drei Lieferländern werden größere Projekte durchgeführt, um die Gasausfuhren an die EG erheblich steigern zu können.
10. Es besteht kein Mangel an der EG zusätzlich zur Verfügung stehenden Gasvorräten, z.B. im Nahen Osten oder in Zentralasien. Diese müssen jedoch erst erschlossen werden, und das gewonnene Gas muß über Fernleitungen oder als Flüssiggas über große Entfernungen transportiert werden, mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Kosten und - im Falle der Pipelines - mit potentiellen Durchleitungsschwierigkeiten. Langfristig könnten diese Faktoren einen Anstieg der Gaspreise bewirken, wodurch wiederum der Anstieg der Nachfrage nach Gas gebremst werden könnte.

Außenbeziehungen

11. Die EG diskutiert zur Zeit Strategien zur Entwicklung engerer Beziehungen mit einigen wichtigen Energieproduzenten in der früheren Sowjetunion. Auch Fragen wie die Bedingungen des Zugangs zu Energieprodukten und der Aufbau von Absatzmöglichkeiten bilden einen Teil des Dialogs mit diesen Ländern. Der Vertrag über die Europäische Energiecharta stellt einen bedeutenden Rahmen dar, innerhalb dessen der Ost-West-Handel mit

Gas und die Zusammenarbeit mit gegenwärtigen und potentiellen Lieferländern gefördert werden. Eine Ausweitung des Geltungsbereichs der Energiecharta oder eines ähnlichen rechtlichen Rahmens nach Süden, um weitere regionale Gaslieferanten mit einzubeziehen, könnte die Versorgungssicherheit verbessern. Die bevorstehende EU-Mittelmeer-Konferenz bietet eine Gelegenheit, diese Entwicklung voranzutreiben.

12. Der Dialog zwischen Verbrauchern und Lieferanten stellt einen weiteren Rahmen dar, in dem engere Beziehungen zu den Lieferanten gefördert werden könnten. Die zunehmende Importabhängigkeit der EG und ihre strategischen Bedürfnisse nach engeren Beziehungen mit externen Lieferanten sollten als Informationsgrundlage und zur Motivierung der Außenpolitik im Hinblick auf solche Länder dienen. Diese strategischen Erfordernisse sollten die Kooperations- und technischen Hilfsprogramme der EG, z.B. PHARE, TACIS und die Mittelmeerprogramme, auf dem Gebiet der Energieversorgung zunehmend bestimmen.

13. Den Ländern Mittel- und Osteuropas stehen schwerwiegende Probleme auf dem Gebiet der Gasversorgung bevor, darunter oft eine instabile Versorgungssituation, die in erster Linie auf Grund der Abhängigkeit von einem einzigen Lieferanten entstanden ist. Diese Staaten werden sich an die EG wenden, einerseits in der Hoffnung nach verstärktem Handel, Zusammenarbeit, Integration und Diversifizierung der Versorgungsquellen, und andererseits insbesondere im Hinblick auf eine künftige EG-Mitgliedschaft.

Marktentwicklungen

14. In den letzten Jahren ist eine Tendenz zu einer vertikalen Integration des Gasversorgungswegs zu verzeichnen, besonders in Form von Investitionen einiger externer Lieferanten auf nachgelagerten Wirtschaftsstufen. Diese Entwicklung ist überaus erfreulich, da sie eine verstärkte Verpflichtung der betreffenden Lieferanten gegenüber den EG-Märkten aufzeigt und einen Stabilitäts- und Sicherheitsfaktor darstellt. Dennoch sollte eine Lieferantenvielfalt sichergestellt werden.
15. Einige ökonomische Vorzüge sprechen für die Nutzung von Erdgas zur Elektrizitätserzeugung. Als Substitut für andere fossile Energieträger stellt Erdgas auch eine wichtige Entlastung der Umwelt dar. Deshalb ist nicht auszuschließen, daß der Elektrizitätssektor für einen Anteil von über 50% am Anstieg des Gasverbrauchs bis zum Jahre 2010 verantwortlich sein wird, was fast einen Drittel des Gasverbrauchs der EG in diesem Zeitraum entsprechen würde. Der zunehmende Bedarf an Gas für die Stromerzeugung und die Bemühungen zur Kostenreduzierung könnten weitere direkte Verbindungen zwischen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und den Gasversorgungsunternehmen sowie neue Preisberechnungsformeln fördern, bei denen die Tatsache berücksichtigt wird, daß in diesem Bereich die Kohle der Hauptkonkurrent des Erdgases ist. Mit der Entwicklung der Gasmärkte ergeben sich auch neue Preisstrukturen.

Kurzfristige Versorgungssicherheit auf EG-Ebene

16. Man geht davon aus, daß die EG zur Zeit eine Unterbrechung der Lieferungen aus den beiden nicht zur OECD gehörenden Hauptexportländern, Rußland bzw. Algerien, über einen Zeitraum von 9 bzw. 20 Monaten verkraften könnte. Sogar bei einer gleichzeitigen Kürzung der Lieferungen aus diesen beiden Nicht-OECD-Quellen beträgt die Sicherheitsmarge fast 5 Monate. Zur Gewährleistung dieses Sicherheitsniveaus ist eine uneingeschränkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit der Gasversorgungsindustrien der einzelnen Mitgliedstaaten unter Anwendung der bestehenden Sicherheitsmaßnahmen erforderlich.
17. In bezug auf den Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch, die einheimische Gaserzeugung, die Diversifizierung der Importe, die Einbindung ins europäische Verbundgasnetz, die Lagerkapazitäten und -eigenschaften sowie in bezug auf den Anteil der unterbrechungsfähigen und alternativ zu befeuernden Einrichtungen, die Flüssiggas-Verladestationen und eine grenzüberschreitenden Sicherungs-Kooperation mit anderen Gasgesellschaften gibt es jedoch erhebliche Unterschiede in der Versorgungssituation der Mitgliedstaaten. Die auf nationaler Ebene durchgeführten Sicherheitsmaßnahmen unterscheiden sich dementsprechend auch je nach diesen sehr unterschiedlichen Bedarfs- und Liefersituationen.
18. Ein Vorgehen auf EG-Ebene erhöht die Versorgungssicherheit. Die Gasversorgungsunternehmen der EG wenden bereits wirtschaftlich begründete grenzüberschreitende Reserveversorgungs-Abkommen an. Die Elemente einer EG-weiten Kooperationspolitik mit dem Ziel, die Auswirkungen weitreichender Versorgungsausfälle zu minimieren, umfassen eine Reihe von Maßnahmen. Dazu zählen: die Verbrauchsverringerung durch Anwendung von Kundenverträgen mit Unterbreckungsklauseln; die Flexibilität der Produktion sowohl in bezug auf die Eigenförderung als auch auf Importe aus anderen Förderländern in der EG sowie die Ausnutzung aller innerhalb der EG zur Verfügung stehenden Speichermöglichkeiten. Werden diese Maßnahmen zusammen und gleichzeitig angewandt, so erhöhen sie die für den EG-internen Handel verfügbaren Gasmengen wegen der im Vergleich zu den Einzelstaaten viel größeren Importvielfalt der Gesamt-EG.

Langfristige Versorgungssicherheit auf EG-Ebene: Integration der Versorgungsnetze

19. Die Integration des EG-weiten Gasnetzes ist eine Voraussetzung für die vollständige Ausschöpfung der obengenannten Sicherheitsmaßnahmen. Deshalb stellt die Verbindung der Gasnetze in der EG untereinander einen entscheidenden Faktor bei der Aufrechterhaltung und Sicherung einer ausreichenden Versorgungssicherheit dar.
20. Obwohl dank der Errungenschaften der europäischen Gasindustrie das Netz innerhalb der EG weitgehend integriert ist, könnte die Versorgungssicherheit durch einige weitere Querverbindungen weiter erhöht

werden. 80 % der Gasvorräte Europas befinden sich in der Nordsee und den Niederlanden. Durch Projekte zum Bau von Leitungen zur Anbindung des Festlands an die Förderstätten der Nordsee sowie von Querverbindungen zwischen einigen Mitgliedstaaten auf dem Festland wird eine erhebliche Verbesserung der Lieferfähigkeit des Gases aus der Nordsee und den Niederlanden im Falle einer Unterbrechung der Lieferungen aus Algerien und/oder Rußland erzielt.

21. Die im Falle eines größeren Versorgungsmangels am empfindlichsten betroffenen Mitgliedstaaten wären Finnland (Ausfall russischer Lieferungen), Griechenland (Ausfall russischer Lieferungen) und Portugal (Ausfall algerischer Lieferungen). Jedoch werden in Griechenland zur Zeit Flüssiggasanlagen gebaut, die eine wertvolle zusätzliche Sicherheit bieten, während das Problem in Finnland teilweise durch Anlagen mit alternativen Beheizungsmöglichkeiten aufgehoben wird. Portugal kann unter Umständen eine Unterbrechung der Lieferungen aus Algerien auch ohne Flüssiggasanlagen verkraften, allerdings nur dann, wenn die geplante neue Querverbindung zu Spanien fertiggestellt ist und die Leistungsfähigkeit des französischen Hauptnetzes erhöht wird. Im Zuge der weiteren Entwicklung der nordischen Märkte würde eine Verbindung zu Schweden gleichermaßen eine langfristige Lösung für Finnland darstellen wie jede eventuelle Entwicklung von Gaslieferungen aus der Barent-See.
22. Folgende Staaten sind ebenfalls anfällig, wenn auch in geringerem Maße: Spanien (Ausfall algerischer Lieferungen), Österreich (Ausfall russischer Lieferungen) und Italien (Ausfall russischer oder algerischer Lieferungen). Wenn jedoch die im Abschnitt 5.3.1. genannten Querverbindungen hergestellt werden und alle Lastausgleichs-Instrumente sowie Möglichkeiten zum Austausch und zur Umkehr der Lieferrichtung effektiv genutzt werden, und wenn im Falle Italiens und Spaniens die zusätzliche Versorgung durch Flüssiggas zur Anwendung kommt, könnten diese Mitgliedstaaten die Versorgung für beträchtliche Zeiträume aufrecht erhalten.
23. Sollte der schlimmste anzunehmende, aber auch unwahrscheinliche Fall eintreten, daß die Lieferungen sowohl aus Rußland als auch aus Algerien gleichzeitig ausfallen, so wären Spanien, Italien und Österreich wesentlich empfindlicher getroffen. Ferner könnten auch Frankreich und Belgien stärker getroffen werden, besonders wenn die obengenannten Querverbindungen nicht zustandekommen sollten.

Transeuropäische Gasversorgungsnetze

24. Einige der obengenannten Querverbindungen sind Projekte von gemeinsamen Interessen bzw. Prioritätsprojekte im Rahmen des Programms zur Förderung transeuropäischer Energieversorgungsnetze (TEN). Die Entwicklung der TEN-Politik bei sich ändernden Marktbedingungen wird eine Erweiterung der Liste der Projekte von gemeinsamen Interessen um einige der in diesem Bericht beschriebenen "fehlenden" Verbindungsleitungen und Speicherprojekte, einschließlich der Bedürfnisse der am meisten verwundbaren Mitgliedsstaaten, ermöglichen, um die Versorgungssicherheit der EG zu erhöhen.

Speicherung und unterbrechbare Verbraucher

25. Angesichts der langen Anlaufzeit, die zur Entwicklung neuer unterirdischer Gasspeicher benötigt wird, sollten die Kosten und Vorteile der Einrichtung zusätzlicher Speicherkapazitäten untersucht werden, um der gestiegenen Nachfrage und der durch die sinkende interne Produktion in der EG und die steigende Abhängigkeit von externen Quellen verringerten Flexibilität entgegenzuwirken. Dies ist von besonderer Bedeutung für Mitgliedstaaten, deren Gasmärkte sich noch auf einer niedrigeren Entwicklungsstufe befinden.
26. Obwohl globale Zahlen verfügbar sind, wird eine detaillierte Untersuchung der tatsächlichen unterbrechbaren Verbraucher in der Industrie und Elektrizitätserzeugung in den Mitgliedstaaten notwendig sein, um das wirkliche Ausmaß der Unterbrechungsfähigkeit und die damit verbundenen Folgen für die Versorgungssicherheit im Falle einer größeren Krise einschätzen zu können.
27. Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen könnten sich Energiequellen in Zeiten ungenügender Gas- oder Elektrizitätsversorgung teilen, da es nur sehr selten in der gesamten EG gleichzeitig zu Gasverbrauchs- und Elektrizitätslastspitzen kommt. Zusammen mit dem großen Potential zur Erhöhung der Anzahl von unterbrechbaren Energieverbrauchern könnte dieses Steuerungsinstrument die langfristige Gefährdung fast aller Mitgliedstaaten erheblich verringern.

Zusammenarbeit auf EG-Ebene

28. Es müssen Anstrengungen unternommen werden, um eine möglichst effektiv gestaltete Zusammenarbeit innerhalb der EG im Falle einer größeren Gasversorgungskrise sicherzustellen. Eine Reihe von Ideen dürften es wert sein, in diesem Zusammenhang entwickelt zu werden. Ein möglicher Ansatz könnte die Vereinbarung eines Sicherheitsziels für die einzelnen Mitgliedstaaten sein, das unterschiedlich ausgestaltet werden könnte, vorausgesetzt, die Zielsetzung insgesamt ist gewährleistet und es kommt zu einem angemessenen Grad an Aufgabenteilung. Durch Einsatz einer optimalen Mischung der jeweils verfügbaren Sicherheitsmaßnahmen, einschließlich der Verbesserung grenzüberschreitender Kooperation, könnte dann das Sicherheitsziel erreicht werden.
29. Auch wenn die Versorgungssicherheit zur Zeit kein größeres Problem darstellt, besteht kein Anlaß zur Sorglosigkeit. Auf EG-Ebene könnten Notfall-Leitlinien verfaßt werden, damit man über eine gemeinsame Sprache und gemeinsame Notfall-Prioritäten verfügt, wenn man einen schwerwiegenden Ausfall der Versorgung zu bewältigen hat.
30. Es sollte weiterhin an einer tiefgehenden Analyse des sich entwickelnden Verhältnisses aller Faktoren gearbeitet werden, die die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene und nach Mitgliedsstaat beeinträchtigen. Dies sollte unter Berücksichtigung der Kosten und Nutzen der verschiedenen Optionen geschehen und nicht nur Entwicklungen auf der Angebotsseite abdecken, sondern auch die Entwicklungen der TEN, die Vollendung des Energiebinnenmarktes und Entwicklungen in den Außenbeziehungen wie die Europäische Energie Charta.

* * *

2. **Schlußfolgerungen**

Auf der Basis der in dieser Mitteilung vorgestellten Analyse ersucht die Kommission den Rat, die folgenden Schlußfolgerungen zur Kenntnis zu nehmen und zu bestätigen:

1. Die Erdgasmärkte haben an sich regionalen Charakter, und die Sicherheit der Gasversorgung der EG kann deshalb nur auf der Grundlage einer tiefgreifenden Analyse der spezifischen Gasversorgungslage der jeweiligen europäischen Regionen beurteilt werden.
2. Auf EG-Ebene stellt die Sicherheit der Gasversorgung kein unmittelbares Problem dar, obwohl es zwischen den Mitgliedstaaten erhebliche Unterschiede bei der Versorgungssicherheit gibt. Der von der europäischen Gasversorgungsindustrie entwickelte Mix unterschiedlicher Sicherheitsmaßnahmen, d.h. Querverbindungen zwischen Netzen, Speicherung, Flexibilisierung der Produktion, Verträge mit Unterbrechungsklauseln und grenzüberschreitende Verträge, variiert von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat. Jedoch könnte durch eine Zusammenarbeit auf EG-Ebene erreicht werden, daß die Maßnahmen in koordinierter Weise zur vollständigen Ausschöpfung der Flexibilität des Gasversorgungssystems und somit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Europas eingesetzt werden.
3. Die Abhängigkeit der EG von externen Quellen wird in dem betrachteten Zeitraum stetig zunehmen, wobei ein Großteil des zusätzlich verbrauchten Gases aus Nicht-OECD-Ländern bezogen wird. Obwohl es keinen Mangel an Erdgasreserven gibt, die der EG potentiell zur Verfügung stehen und mit denen die bis zur Jahrhundertwende und auch danach eintretende große Zunahme des Verbrauchs gedeckt werden kann, werden die wirtschaftlich vermarktbarsten Zusatzlieferungen höchstwahrscheinlich von den derzeit größten Lieferanten bezogen, d.h. aus Rußland, Norwegen und Algerien. Sollten neue Lieferländer hinzukommen, so werden auch diese außerhalb der EG liegen, und zwar in immer größeren Entfernungen.
4. Die Vollendung des Binnenmarktes wird die Integration der Gasmärkte erleichtern und dadurch die Versorgungssicherheit beim Gas stärken. Die Zusammenarbeit und Solidarität auf EG-Ebene werden auf externe Lieferanten und Transitländer eine Signalwirkung haben und auf derzeitige und künftige Gasverbraucher innerhalb der EG beruhigend wirken und somit die Versorgungssicherheit der EG stärken. Dies würde die koordinierte Reaktion auf Versorgungsengpässen stärken, den Ruf des Erdgases als zuverlässige Energiequelle erhalten und verbessern, die Realisierung der zur Lieferung von Erdgas an den europäischen Markt benötigten Großprojekte in den nächsten Jahren erleichtern und als Abschreckungsmaßnahme in bezug auf mögliche Versorgungsmängel dienen.
5. Die Flexibilität des Gasversorgungssystems der EG, durch die Entwicklung der Transeuropäischen Netze gesteigert, sollte regelmäßig geprüft und bei Bedarf verbessert werden, damit man im Rahmen des einheitlichen

integrierten EG-Energiemarkts im Laufe der Zeit auf die Bewältigung eventueller Versorgungsmängel vorbereitet ist.

Die Kommission wird zusammen mit den Mitgliedstaaten, der Gasversorgungsbranche und anderen interessierten Organisationen die diversen in dieser Mitteilung aufgeworfenen Fragen erörtern, die für die Versorgungssicherheit relevanten Entwicklungen auf dem Gassektor innerhalb und außerhalb der EG genau beobachten und dem Rat einen weiteren Bericht vorlegen.

* * *

3. Gegenwärtige und künftige Gasversorgung und Nachfrage der EG und die Außenbeziehungen

Nachstehende Tabelle faßt die künftigen Versorgungs- und Verbrauchstrends der EG für die kommenden Jahre zusammen.

	1994	2000	2010	2020
1. Verbrauch (Mt ROE)	254	311/320	392/411	432/496
2. Eigenproduktion %	61	56	41	25/32
3. Importabhängigkeit %	39	44	59	68/75

Quellen: siehe Tabellen im Anhang

3.1. Entwicklung der Gasversorgung und der Nachfrage in der EG in den vergangenen zehn Jahren.

In den letzten zehn Jahren ist der Erdgasverbrauch in der EG erheblich angestiegen, und zwar um mehr als 38 % von 184 Mt ROE im Jahr 1985 auf 254 Mt im Jahr 1994. Der durch Erdgas gedeckte Anteil am Gesamtenergieverbrauch der EG beträgt heute 19 %.

Die Eigenförderung in der EG ist um 25 % gestiegen, von 126 Mt ROE im Jahr 1985 auf 157 Mt ROE im Jahr 1994. Der Verbrauch ist also stärker gestiegen als die Produktion, wobei die zusätzlichen Mengen durch Importe aus den drei Hauptlieferländern Algerien, Norwegen und Rußland gedeckt werden. Die Importe nahmen von 61 Mt ROE im Jahr 1985 auf 100 Mt ROE im Jahr 1994, also um 62 % zu. Somit erhöhte sich die Abhängigkeit von externen Quellen von 33 % im Jahr 1985 auf fast 40 % im Jahr 1994.

Die Importe aus Rußland sind von 21 Mt ROE im Jahr 1984 auf 53 Mt ROE im Jahr 1994, d.h. um 150 % gestiegen, was 80 % der Zunahme externer Lieferungen entspricht. 1985 bezog die EG 34% ihrer gesamten Gaseinfuhren aus Rußland. Bis 1994 hatte sich diese Abhängigkeit um mehr als ein Drittel auf 52 % erhöht.

Die Importe aus Algerien sind um mehr als ein Drittel gestiegen, von 17 Mt ROE im Jahr 1985 auf 23 Mt ROE im Jahr 1994, und die Zunahme entspricht somit in etwa der Steigerungsrate des Gasverbrauchs in der EG. Die Abhängigkeit der EG von Importen aus Algerien hat sich in diesen zehn Jahren etwas verringert, von 28 % im Jahr 1985 auf etwa 25 % im Jahr 1994.

Die Importe aus Norwegen sind von 22 Mt ROE im Jahr 1985 auf 23 Mt ROE im Jahr 1994, also nur um 5 %, gestiegen. Relativ betrachtet ist der Anteil Norwegens an den Lieferungen in die EG gesunken, und zwar von 36 % im Jahr 1985 auf 25 % im Jahr 1994.

- 3.2. Derzeitiger Verbrauch der EG und Lieferquellen (siehe auch: Tabelle 2A).** 1994 betrug der gesamte Erdgasverbrauch der EG 254 Mt ROE. Deutschland und das Vereinigte Königreich waren die größten Verbraucher (ca. je 60 Mt ROE); Italien, die Niederlande und Frankreich verbrauchten je 30-40 Mt ROE, während Belgien, Spanien, Dänemark, Irland, Österreich, Finnland und Schweden jeweils weniger als 10 Mt ROE verbrauchten. Der Verbrauch in Luxemburg betrug lediglich 0,4 Mt ROE, und in Griechenland und Portugal ist eine Versorgung mit Erdgas erst für die kommenden Jahre geplant.

1994 trug das Erdgas nur ungefähr 19 % zur Energiebilanz der gesamten EG bei. Den höchsten Gasanteil (49 %) in der Energiebilanz weisen die Niederlande auf, gefolgt von einer aus sechs Staaten bestehenden Gruppe, in der der Anteil etwa dem EG-Mittelwert entspricht: dies sind Italien, Vereinigtes Königreich, Irland, Belgien, Deutschland und Österreich. In Frankreich, Dänemark und Finnland ist der Anteil unter dem EG-Mittelwert und in Luxemburg, Spanien und Schweden sogar weit darunter.

1995 beträgt das geschätzte Volumen der nachgewiesenen Erdgaslagerstätten der EG ungefähr 3360 Mt ROE (siehe Tabelle 1), obwohl diese Vorräte sich möglicherweise aufgrund neuer Entdeckungen und verbesserter Explorations- und Fördertechniken erhöhen lassen. Die Niederlande und das Vereinigte Königreich verfügen zusammen über mehr als 73% der gesamten Vorräte der EG. Infolgedessen konzentriert sich ein großer Teil der Erdgasvorräte in NW-Europa.

1994 betrug die Gesamtfördermenge von Erdgas in der EG 157 Mt ROE. Die Erdgasförderländer in der EG lassen sich in drei Gruppen gliedern. Zur ersten Gruppe gehören die Niederlande und das Vereinigte Königreich, die jeweils mehr als 55 Mt ROE produzieren. Italien und Deutschland produzieren jeweils ca. 15 Mt ROE, während die Fördermenge in der anderen Gruppe, zu der Dänemark, Frankreich, Irland, Österreich und Spanien gehören, erheblich niedriger ist, nämlich weniger als 5 Mt ROE je Staat. Die anderen Mitgliedstaaten verfügen über keine einheimische Erdgasförderung.

Die derzeitigen Zahlen der EG weisen ein für mehr als 20 Jahre ausreichendes Vorräte/Förderungs-Verhältnis auf. Jedoch ist das Förderungspotential nicht gleichmäßig in der EG verteilt, die einheimische Förderung kann den laufenden Bedarf nicht decken, und Europa verfügt noch nicht über ein vollständig untereinander verbundenes Erdgasnetz. Einige Mitgliedstaaten, insbesondere die an der Peripherie, befinden sich in einer relativ isolierten Lage.

Betrachtet man den EG-internen Erdgashandel, so ist festzustellen, daß aus der EG fast kein Gas exportiert wird. 1994 betrug das gesamte innerhalb der EG gehandelte Erdgasvolumen 30 Mt ROE. Die Niederlande gehören zu den großen Lieferländern, während Dänemark kleinere Mengen an Deutschland und Schweden exportiert. Die Niederlande beliefern Deutschland, Belgien, Frankreich und Italien. Das andere große Förderland,

das Vereinigte Königreich, ist zur Zeit noch nicht mit dem Erdgasmarkt des europäischen Festlands verbunden². Diese Situation wird sich ändern, sobald die "UK-Continent Interconnector" - Leitung fertiggestellt und in Betrieb genommen worden ist.

Die EG(15) importiert insgesamt 100 Mt ROE aus vier externen Lieferländern: Rußland ist der größte Lieferant und lieferte 1994 53 Mt ROE. Algerien und Norwegen lieferten ungefähr gleich große Anteile, jeweils ungefähr 23 Mt ROE, während nur geringe Mengen - 1 Mt ROE - aus Libyen kamen. Deutschland, mit einem Anteil von ca. 30 % am Gesamtimport der EG, ist der größte Abnehmer für Erdgas aus externen Quellen. Frankreich und Italien importieren ebenfalls erhebliche Mengen, während Belgien, Spanien, Österreich und Finnland wesentlich kleinere Mengen aus Drittländern importieren. Die Niederlande und das Vereinigte Königreich importieren geringe Mengen aus Norwegen, obwohl sie weitgehend Selbstversorger sind.

Für die Gesamt-EG beträgt die Importabhängigkeit fast 40 %, doch schwankt diese Zahl erheblich von einem Mitgliedstaat zum anderen. Finnland und Spanien sind zu fast 100 % von Importen aus Drittländern abhängig, während Österreich und Frankreich zu 80 %, und Belgien, Deutschland und Italien zu etwa 50-55 % abhängig sind. Die Importabhängigkeit der Niederlande und des Vereinigten Königreichs beträgt wegen ihrer guten Eigenversorgung weniger als 10 %. Dänemark, Schweden, Irland und Luxemburg importieren überhaupt kein Erdgas von außerhalb der EG.

Es ergibt sich kein vollständiges Bild, wenn man die Versorgungssicherheit nur unter dem Gesichtspunkt der Abhängigkeit von EG-externen Lieferanten betrachtet. Die Herkunft der Lieferungen und die Vielfalt unterschiedlicher Bezugsquellen müssen auch berücksichtigt werden.

- 3.3. Aussichten für die Versorgung und den Bedarf in der Zukunft (Tabelle 2B)**
Die folgenden Voraussagen sollen als Hintergrund für die nachfolgenden Kapitel dienen. Wichtig sind nicht unbedingt die Zahlen, sondern die durch sie sichtbar werdenden Trends, insbesondere das Niveau der Abhängigkeit von externen Quellen und die noch abzuschließenden Lieferverträge. Daten über den Bedarf in der EG und die Verbrauchsvorhersagen sind den von den Dienststellen der Kommission für die Zeit bis 2020 entworfenen Energieszenarien entnommen.

Diese Szenarien gehen von unterschiedlichen möglichen Welten aus. Für uns bleibt vor allem festzuhalten, daß die grundlegenden Phänomene - starke Zunahme des Gasbedarfs und verschärfte Einfuhrabhängigkeit - in allen Szenarien konstant bleiben.

Was sich dagegen je nach Szenario verändert, ist die Umweltbelastung, insbesondere das Niveau des CO₂-Ausstoßes. Die Diskussion des

(2)

Mit einer kleinen Ausnahme - des Markham-Feldes vor der britischen Küste.

Szenarien im Zusammenhang mit der gemeinschaftlichen Energiepolitik - unter Berücksichtigung der internationalen Verpflichtungen der Gemeinschaft, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren - werden in anderen Gremien, die sich speziell dieser Thematik widmen, zu erörtern sein. Von selbst versteht sich überdies, daß eine Energie - und Umweltpolitik, die sich das Energiesparen und die Nutzung der erneuerbaren Energieträger zum Anliegen macht, das Problem der Importabhängigkeit entschärft und die Versorgungssicherheit der Gemeinschaft erhöht.

Für die Zwecke der vorliegenden Mitteilung, die sich mit Fragen der Gasversorgung befaßt, wurden jeweils Durchschnittszahlen oder -spannen benutzt, um die wichtigsten Aussagen zu verdeutlichen.

3.3.1. 2000

Es wird geschätzt, daß der Verbrauch um 22-26 % auf 311-320 Mt ROE ansteigen wird. Bis zu diesem Zeitpunkt wird auch in Griechenland und Portugal Erdgas eingeführt worden sein. Der Gasanteil' am Gesamtenergieverbrauch könnte in Deutschland, Spanien, Italien, dem Vereinigten Königreich und Schweden noch zunehmen. Erdgas wird rund 22 % des gesamten Primärenergieverbrauchs der EG decken.

Man nimmt an, daß die Erdgasförderung der EG um 11 % auf etwa 175 Mt ROE zunehmen wird. Danach kann es zu einem Produktionsrückgang kommen. Die Niederlande werden eventuell noch die höchsten Mengen fördern, gefolgt vom Vereinigten Königreich, wobei diese beiden Länder zusammen ca. 80 % der Gesamtförderleistung der EG erbringen. Die Förderung wird vielleicht auch in Dänemark erhöht werden, wohingegen die Förderung in Italien, Irland, Deutschland, Frankreich und Österreich vermutlich zurückgehen wird.

Die Gesamtmenge des innerhalb der EG gehandelten Erdgases könnte ungefähr 30 Mt ROE erreichen, wovon der größte Teil nach wie vor aus den Niederlanden kommen wird. Bis zu diesem Zeitpunkt müßte die Verbindung "UK-Continent Interconnector" zwischen dem Festland und dem Vereinigten Königreich fertiggestellt worden sein und bis zu 18 Mt ROE jährlich an die Festlandsmärkte liefern.

Voraussagen zufolge muß die EG mindestens 136 Mt ROE aus Drittländern importieren, was einem 36 %-igen Einfuhranstieg entspricht. Die bis zum Jahr 2000 abgesicherten Lieferverträge zeigen, daß für die gesamte EG zu diesem Zeitpunkt ein Überschuß bestehen könnte. Bis 2000 wird die Importabhängigkeit der EG auf ungefähr 44 % angestiegen sein, wobei es weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten geben wird. Irland, Schweden und Griechenland verfügen zur Zeit noch nicht über Lieferverträge zur vollen Deckung des bis zum Jahr 2000 geschätzten Bedarfs.

3.3.2. 2010

Der Verbrauch wird auf 392-411 Mt ROE geschätzt, was einer durchschnittlichen Zunahme von 27 % gegenüber dem Jahr 2000 entspricht. Erdgas wird eventuell als Ersatz für veraltete Kernkraftwerke im Vereinigten Königreich, Schweden und Deutschland eingesetzt. Auch in Spanien und Italien könnte die für die Elektrizitätserzeugung eingesetzte Erdgasmenge stark zunehmen. Das Erdgas könnte einen Anteil von bis zu 26 % des gesamten Primärenergieverbrauchs der EG erreichen.

Die Erdgasförderung in der EG wird eventuell nach dem Jahr 2000 um 6 % auf etwa 165 Mt ROE zurückgehen. Unter Umständen wird die Förderung im Vereinigten Königreich weiter ausgeweitet, d.h. auf über 50 % der EG-Gesamtproduktion. Es ist jedoch wahrscheinlich, daß zu dieser Zeit die im Vereinigten Königreich geförderte Menge ausschließlich zur Deckung des Eigenbedarfs benötigt wird und nicht einmal ausreichen wird, um den geschätzten Bedarf zu decken. Die niederländische Förderung könnte bis dahin bereits ihrem Ende zugehen.

Die Gesamtmenge des innerhalb der EG gehandelten Erdgases könnte auf etwa 28 Mt ROE zurückgehen, wobei die Niederlande weiterhin fast das gesamte Volumen liefern, und Dänemark vielleicht noch kleine Mengen an Deutschland und Schweden liefern wird.

Bis dahin könnte es dazu kommen, daß die EG ungefähr 227 Mt ROE importieren muß, was eine Zunahme von 70 % gegenüber dem Jahr 2000 bedeuten würde. Die EG wird nach wie vor Gas von drei externen Hauptlieferanten beziehen. Bei dieser Auswertung wird davon ausgegangen, daß die zwischen 2000 und 2010 auslaufenden Lieferverträge verlängert werden. In diesem Fall werden die vertraglich geregelten Liefermengen ca. 168 Mt ROE betragen; Rußland wird eventuell 66 Mt ROE liefern, Norwegen 57 Mt ROE und Algerien 40 Mt ROE.

Bis dahin könnte die Importabhängigkeit der EG auf fast 60 % ansteigen; Finnland, Griechenland, Portugal und Spanien könnten vollkommen und Frankreich, Deutschland, Italien, Österreich und Belgien sehr stark von externen Lieferungen abhängig werden. Es ist nicht auszuschließen, daß zu diesem Zeitpunkt die "UK-Continent Interconnector"-Verbindung bereits für Importe in das Vereinigte Königreich benutzt wird.

Irland und Schweden haben praktisch noch keine Lieferverträge zur Deckung des vorausgeschätzten Bedarfs, und in Griechenland besteht eine Deckungslücke von 50 %. Im Falle Portugals muß noch ein Drittel des Bedarfs vertraglich gesichert werden, und in Italien, Deutschland und dem Vereinigten Königreich könnte der Bedarf die vertraglich gesicherten Lieferungen und die einheimische Produktion um etwa 10-20 % übertreffen. Für die gesamte EG werden bis zu 20 % des erwarteten Bedarfs durch neue Lieferverträge entweder mit den herkömmlichen oder mit neuen Lieferanten gedeckt werden müssen.

3.3.3. Nach 2010

Allen Mitgliedstaaten der EG werden bei den derzeit vertraglich geregelten Lieferungen größere oder kleinere Versorgungslücken bevorstehen. Für die gesamte EG könnte die sinkende inländische Förderung, gekoppelt mit einem erwarteten starken Anstieg des Verbrauchs, zu einer 75 %-igen Importabhängigkeit der EG im Jahre 2020 führen. Die neuen Lieferverträge, die zur Deckung des Bedarfs des Jahres 2020 benötigt werden, könnten durchaus ein Volumen erreichen, das den gesamten derzeitigen Erdgasverbrauch der EG übertrifft.

3.4. Die externe Dimension

3.4.1. Beziehungen zu externen Lieferanten

Die voraussichtlichen Reserven der drei Hauptlieferanten der EG (Rußland, Norwegen und Algerien) reichen aus, um einen Großteil, wenn nicht sogar den gesamten obengenannten Zusatzbedarf, zu decken. Darüber hinaus werden früher oder später weitere Lieferanten auf dem EG-Markt erscheinen. Es sind bereits kleinere Flüssiggasmengen aus weit entfernten Ländern, z.B. aus den Golfstaaten und Australien, importiert worden. Bis zum Jahr 2010 könnte bereits Nigeria kleinere Flüssiggaslieferungen an Italien und Spanien vornehmen. Ferner bestehen Pipeline- und Flüssiggasprojekte, die eventuell langfristig den Transport von Erdgas aus dem Nahen Osten, Zentralasien und sogar aus Mittelamerika und Lateinamerika nach Europa realisieren sollen. Es stehen dem europäischen Markt im Rahmen dieser diversen neuen Projekte schätzungsweise etwa 200 Mt/J ROE zur Verfügung.

In allen Fällen wird in Zukunft immer mehr Erdgas über größere Entfernungen zu den EG-Märkten befördert werden müssen. Hohe Investitionen - in der Größenordnung von mehreren Milliarden ECU - werden notwendig sein, um Produktionseinrichtungen und die benötigte Pipeline- und/oder Flüssiggasinfrastruktur aufzubauen. Bei größer werdenden Entfernungen steigen auch die Kosten, und die mit dem Transit über Staatsgrenzen verbundenen Risiken für die Versorgungssicherheit nehmen zu. Diese Faktoren könnten letztendlich zur Erhöhung der Gaspreise führen, was wiederum auf lange Sicht den Gasverbrauch beeinflussen könnte.

Auf jeden Fall wird die Importabhängigkeit der EG erheblich zunehmen, wodurch ein immer größer werdender Anteil der gesamten Gasversorgung der EG von Nicht-EG-Staaten abhängen wird. Norwegen, Mitglied des EWR und der OECD, wird noch über viele Jahre ein Hauptlieferant der EG bleiben. Es ist wichtig, enge Verbindungen und freundschaftliche Beziehungen zu den größten Nicht-OECD-Lieferländern Rußland und Algerien sowie zu neuen Lieferanten zu fördern. Auch die verbrauchernähere ("downstream") Integration externer Lieferanten in die Erdgasmärkte der EG kann zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen (siehe Kapitel 4).

Der Vertrag über die Europäische Energiecharta liefert einen bedeutenden Rahmen für die Förderung des Energiehandels und der Zusammenarbeit zwischen erdgasproduzierenden Unterzeichnerstaaten, zum Beispiel Rußland, den neuen unabhängigen Staaten Zentralasiens und selbstverständlich auch Norwegen. Die im Vertrag enthaltenen Klauseln über den Transit sind im Hinblick auf die wachsende Abhängigkeit der EG von Gasimporten besonders wichtig. Die Versorgungssicherheit ließe sich durch einen der Energiecharta ähnelnden Rahmen, der nach Süden ausgerichtet wäre, bzw. eine Initiative der Energiechartakonferenz zur Erweiterung des Geltungsbereichs verbessern. Die bevorstehende Europa-Mittelmeer-Konferenz ist eine passende Gelegenheit, diese Entwicklung einen Schritt voranzutreiben. Darüber hinaus stellt der laufende Dialog zwischen Verbrauchern und Lieferanten einen zusätzlichen Rahmen dar, innerhalb dessen die Stabilität gefördert wird und enge Beziehungen geknüpft werden können.

Der Weg zur langfristigen Versorgungssicherheit führt über die Diversifizierung der Bezugsquellen und der Lieferwege, gekoppelt mit einer Außenpolitik, die enge Beziehungen und eine gegenseitige Abhängigkeit zwischen der EG und externen Lieferstaaten fördert. Die zunehmende Importabhängigkeit der EG und ihr strategisches Bedürfnis nach engen Beziehungen zu einigen entscheidenden externen Lieferanten sollten die Außenpolitik und Außenhandelspolitik der EG in bezug auf jene Lieferstaaten motivieren, wobei auch technische Unterstützungsprogramme erwogen werden müssen. Diese Programme beinhalten schon EG-Projekte zur Überholung der Gasproduktion, z.B., Projekte eingesetzt unter dem TACIS-Programm für die Neuen Unabhängigen Staaten, wie auch die Förderung der Energieeffizienz.

3.4.2. Mittel- und osteuropäische Länder (MOEL) (siehe auch: Tabelle 2C)

Innerhalb der in diesem Bericht betrachteten Zeiträume könnten möglicherweise viele Staaten in Mittel- und Osteuropa der EG beitreten. Sieht man von den großen internationalen Transit-Pipelines ab, läßt sich absehen, daß die MOEL in den nächsten 15 Jahren mindestens drei Milliarden ECU an Investitionsmitteln für Transport- und Lagerprojekte sowie ungefähr 100 Millionen ECU für die mit diesen Projekten verbundene technische Unterstützung benötigen werden. Darüber hinaus bleiben diese Staaten sehr stark von Erdgasimporten aus Rußland abhängig, insbesondere weil die einheimische Gasförderung in der Region, mengenmäßig betrachtet, zurückgehen wird - was die Frage der Versorgungssicherheit wiederum hochaktuell erscheinen läßt. Die MOEL werden sich immer mehr dem Westen und der EG zuwenden, um Hilfe bei der Lösung ihrer Probleme zu bekommen - in Form eines ausgeweiteten Erdgashandels, von Integration und Kooperation, sowie als wirtschaftliche Hilfe. Die MOEL haben auf den Haupttransitstrecken, die die Gaslagerstätten des Ostens mit den EG-Märkten verbinden, eine strategische Lage, die man nicht übersehen darf.

4. Marktentwicklungen und deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit

In diesem Kapitel werden einige der aktuellen Marktentwicklungen betrachtet, die eventuell die Versorgungssicherheit beeinflussen könnten.

4.1. Entwicklung auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung (siehe auch: Tabelle 3)

Den meisten Hochrechnungen zufolge wird der Elektrizitätsversorgungssektor mehr als 50 % des Anstiegs des Erdgasverbrauchs bis zum Jahre 2010 verursachen. Es ist deshalb sinnvoll, diese Entwicklung etwas näher zu untersuchen.

Eine Richtlinie der EG, die den Einsatz von Erdgas zur Elektrizitätsversorgung zugunsten der Nutzung in Privathaushalten und in der Industrie verboten hatte, wurde 1991 aufgehoben. In den vergangenen Jahren hat die Nutzung von Erdgas zur Elektrizitätserzeugung wegen der wirtschaftlichen und umweltrelevanten Vorteile des Gases zugenommen.

Neue technologische Entwicklungen und die Einführung fortschrittlicher Werkstoffe haben zum Einsatz von Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD-Kraftwerk) zur Elektrizitätserzeugung geführt. Gas- und Dampf-Kraftwerke haben mit über 50 % einen wesentlich höheren Wirkungsgrad als herkömmliche Gasturbinen (ca. 35 %) oder Kohlekraftwerke (ca. 40 %).

Die niedrigeren Kosten für die Errichtung und den Unterhalt von erdgasbetriebenen Kraftwerken bieten weitere Vorteile. Kleine kompakte, vormontierte gasgetriebene Aggregate lassen sich viel schneller errichten als Kohle- oder Kernkraftwerke. Dadurch ist es für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wesentlich einfacher, den Energiebedarf und die Energieversorgung zu überwachen und sie besser, d.h. wirtschaftlicher, aneinander anzupassen.

Darüber hinaus birgt die Elektrizitätserzeugung mit Erdgasfeuerung gegenüber der Verfeuerung anderer fossiler Energieträger auch wichtige umwelttechnische Vorteile, einschließlich niedrigerer CO_2 -, SO_2 - und NO_x -Emissionen bei vernachlässigbarer Schwebstaub- und Ascheemission. Erdgas ist allerdings selbst ein "Treibhausgas", deshalb muß in allen Phasen - Förderung, Verteilung und Einsatz - streng darauf geachtet werden, Lecks zu vermeiden.

Aufgrund dieser Vorzüge könnte der Einsatz von Erdgas bei der Elektrizitätserzeugung weiter - von zur Zeit etwa 15 % des aktuellen Gasverbrauchs auf 32 % im Jahr 2010 und vielleicht bis 2020 auf einen noch größeren Anteil ansteigen.

Der steigende Anteil des Erdgases bei der Elektrizitätserzeugung und das Streben nach höherer Wirtschaftlichkeit wird unter Umständen weitere direkte Verbindungen zwischen EVU und Erdgasproduzenten fördern sowie

zu neuen Preisberechnungsverfahren führen, bei denen berücksichtigt wird, daß die Kohle der Hauptkonkurrent des Erdgases bei der Elektrizitätserzeugung ist. Mit der Entwicklung der Gasmärkte ergeben sich ohnehin neue Preisstrukturen.

Eine Voraussetzung für Direktkäufe dieser Art ist der Zugang zur Transportinfrastruktur, damit eine zuverlässige Lieferfähigkeit und eine ausreichende, verfügbare freie Kapazität des Transportsystems gewährleistet ist. Einige derartige Direktverträge sind bereits in Kraft, hauptsächlich zwischen norwegischen Gaslieferanten auf der einen Seite und den EVU SEP in den Niederlanden sowie Scottish Power und National Power im Vereinigten Königreich auf der anderen Seite. Außerdem gibt es eine Verbindung dieser Art zwischen dem algerischen Lieferanten Sonatrach und dem italienischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ENEL.

4.2. Entwicklungen im Großindustrie-Bereich

Für die energieintensiven industriellen Unternehmen stellen die Kosten des Umweltschutzes einen ständig wachsenden Anteil der Kostenstruktur dar, sie sind deshalb ein wichtiger Faktor in der Bemühung, die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Die Senkung der Umweltkosten durch den Einsatz von Erdgas, ist in Mitgliedstaaten mit strengen Umweltnormen bereits weit verbreitet. Je entwickelter der entsprechende Markt, desto weniger wird die geographische Lage der Großverbraucher die Wahl der Energiequelle einschränken. Es könnten somit auch Vertragsverhältnisse entstehen, die nicht langfristig sind und die zur Flexibilisierung und Diversifizierung des Marktes beitragen. Die Gelegenheit zum Bau von Pipelines und die Vorteile einer größeren Konkurrenz zwischen Lieferanten könnten großen Industrieunternehmen oder Gruppen von Industrieunternehmen die Möglichkeit bieten, sich an Versorgungsprojekten finanziell zu beteiligen, was wiederum zu einer Diversifizierung der Bezugsquellen führen könnte.

4.3. Die vertikale Integration des Gasversorgungswegs

Externe Lieferanten investieren in immer größerem Maße auf den nachgelagerten Wirtschaftsstufen, in Richtung der Verbrauchermärkte. Solche Investitionen erfolgen mittels Joint-Ventures verschiedener Art, der Beteiligung an den Energietransportunternehmen, Investitionen, Direktverkäufen an Endverbraucher sowie Vereinbarungen über den technischen Wissenstransfer. Die markantesten Beispiele hierfür sind zur Zeit die norwegischen Gaslieferanten und das russische Unternehmen Gazprom.

Die Aktivitäten der norwegischen Gaslieferanten in Richtung Abnehmer ermöglichen es ihnen, neue Exportmengen unterzubringen. Beispiele für solche Maßnahmen sind das Joint-Venture Netra, eine geringfügige Beteiligung an der Energietransportfirma VNG in Deutschland und ein Joint-Venture zur Erdgasvermarktung, der Alliance Gas, in Zusammenarbeit

mit der BP im Vereinigten Königreich. Die verstärkte Rolle der norwegischen Lieferanten müßte die Lieferverfügbarkeit des Erdgases auf den europäischen Märkten verbessern, was wiederum eine positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit haben wird.

In den letzten Jahren hat sich die Präsenz der Firma Gazprom auf den Märkten West-, Mittel- und Osteuropas verstärkt. Beispiele für solche Joint-Ventures sind Wingas in Deutschland, Prometheus in Griechenland, Gasum in Finnland, das UK-Continent Interconnector Projekt, EuroPolGas in Polen, Panrusgas in Ungarn und Volta in Italien. Die Bildung von Joint-Ventures dieser Art wird durch die in diesen Ländern für externe Lieferanten eingerichteten Möglichkeiten sowie durch die historischen Verbindungen zwischen Gazprom und Osteuropa begünstigt. Gazprom verfügt auch über Anlagen in der Republik Moldau und Weißrußland. Ob Gazprom ihre offensichtlich auf ein verstärktes Engagement in den europäischen Erdgasmärkten ausgerichtete Strategie umsetzen kann, wird von mehreren Faktoren, einschließlich der politischen Entwicklung in Rußland, von künftigen Einnahmen aus Gasverkäufen und der Verfügbarkeit von Investitionsmitteln abhängen.

Sonatrach, die algerische Erdgaslieferfirma, scheint sich zur Zeit mehr auf den Erwerb der zur Weiterentwicklung ihrer Förderung benötigten technologischen und finanziellen Mittel und bislang nicht auf die verbrauchernäheren Investitionen zu konzentrieren.

Obwohl die erzeugernähere ("upstream") Beteiligung der Erdgasunternehmen der EG nicht so verbreitet ist wie diese Downstream-Aktivitäten der Erdgasproduzenten, gibt es Fälle, in denen die Betreiber von Verteilungsnetzen versuchen, sich Zugang zu Erdgaslagerstätten zu verschaffen. Es gibt auch Anzeichen dafür, daß Ölgesellschaften den Gasprojekten größere Aufmerksamkeit widmen als in der Vergangenheit. Das Inkrafttreten internationaler Energieabkommen, wie z.B. des Übereinkommens über die Energiecharta, und/oder die finanziellen Bedürfnisse externer Lieferanten werden in Zukunft eine solche Entwicklung begünstigen.

Man könnte behaupten, daß die Versorgungssicherheit durch die vertikale Integration, sowohl in Verbraucherrichtung als auch in Erzeugerrichtung, verbessert wird. Die durch Investitionen in beiden Richtungen zu erzielende Wertsteigerung deutet auf eine stärkere Verpflichtung gegenüber dem jeweiligen Markt hin und somit auch zur Versorgung jenes Marktes mit einer geregelten und zuverlässigen Gaszufuhr. Jedoch können die verbrauchernäheren Investitionen externer Lieferanten Risiken mit sich bringen, wenn sie nicht durch das Vorhandensein weiterer Lieferanten ausgeglichen werden.

4.4. Horizontale Integration auf dem Gasmarkt

Die horizontale Integration auf der Verteilerebene, insbesondere in den kleineren Mitgliedstaaten (Beispiele sind die Niederlande, Dänemark und Belgien), wurde durch die Schaffung des Binnenmarkts ausgelöst. Er zwingt

die öffentlichen Versorgungsunternehmen zu wirtschaftlichen Größenordnungen, die durch Zusammenschlüsse oder andere Formen der Zusammenarbeit zu erzielen sind, zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit und der Kostenkontrolle durch Zusammenlegung ihrer Dienstleistungen auf dem Erdgas- und Elektrizitätssektor sowie in einigen Fällen auch auf dem Gebiet weiterer öffentlicher Dienste. In anderen Mitgliedstaaten ist eine Entwicklung eingetreten, die auf weniger aber größere, vielseitige und integrierte regionale oder lokale Versorgungsunternehmen abzielt.

Auch wegen der bestehenden Unterschiede in der jeweiligen industriellen und geschäftlichen Kultur der europäischen Elektrizitäts- und Gasversorgungsbranchen entwickeln sich gegenseitige Beteiligungen oder Joint-Ventures, z.B. bei neuen erdgasgespeisten Kraftwerken oder Gasversorgungsleitungen, nur zaghaf. Die Ausweitung der erdgasgespeisten Kraftwerkskapazitäten könnte angesichts der potentiellen gemeinsamen Vorteile und der Risikominderung für beide Branchen mit großer Wahrscheinlichkeit in den nächsten Jahren zu einer Änderung dieser Situation führen. Im Vereinigten Königreich haben zum Beispiel die EVU das liberalisierte wirtschaftliche Umfeld genutzt, um sich einen direkten Zugriff auf Gaslieferungen aus der Nordsee für die Elektrizitätserzeugung zu sichern, und zwar - um in den Erdgasversorgungsmarkt eintreten zu können - oft in der Form von Konsortien.

4.5. Preisbestimmungsmechanismen beim Erdgas

Die vom Endverbraucher zu zahlenden Gaspreise werden auf dem europäischen Festland unter Anwendung zweier Ansätze festgelegt, und zwar entweder nach dem auf Kosten basierenden Verfahren oder nach dem Prinzip der Anlegbarkeit, das die Kopplung der Gaspreise an die Preise anderer, konkurrierender Energiequellen vorsieht.

Bei einigen Gaslieferverträgen im Elektrizitätsversorgungsbereich sind neue Preisberechnungsformeln angewandt worden. Anlegbarkeitsklauseln, angelegt an Kohle, Elektrizität oder die allgemeine Inflationsrate sind als Alternative oder zusätzlich zur ölgebundenen Anlegbarkeit entwickelt worden, und neue Preisfindungskonzepte sind denkbar. Eine Entkoppelung der Gaspreise von den Ölpreisen im Elektrizitätsversorgungsbereich mit seiner derzeitigen Marktstruktur führt nicht unbedingt zu niedrigeren Gaspreisen. Um die größere Instabilität der ölpreisgebundenen Gaspreise zu vermeiden, könnten die EVU geneigt sein, einen Sonderpreis für Erdgas zu zahlen, sofern dieser an einen preisstabileren Brennstoff, z.B. Kohle, gebunden ist. Darüber hinaus wird bei Kohlekraftwerken und GuD-Kraftwerken leichtes Heizöl als Alternativbrennstoff verwendet, was dazu führt, daß in diesen Fällen Gas zu einem höheren Sonderpreis vertrieben wird. Diese Entwicklungen könnten die Realisierung neuer Gasversorgungsprojekte erleichtern.

Im Vereinigten Königreich sind die Gaspreise nicht an andere Preise gekoppelt, sie werden durch den Markt, d.h. das Gasangebot und die Gasnachfrage gewerblicher und industrieller Verbraucher sowie der EVU

bestimmt. Der Wettbewerb der Lieferanten bestimmt den Gaspreis, wobei die Verbraucher zwischen vielen verschiedenen konkurrierenden Lieferanten die Wahl haben. Zusätzlich zur Ölpreiskoppelung gibt es nun auch andere Indizierungsverfahren. Spotmarkt-Verträge sind schon abgeschlossen worden, und es scheint eigentlich nur eine Frage der Zeit zu sein, bis Spotmarktpreise auch Bezugsgröße für längerfristige Gaslieferverträge sind.

* * *

5. Die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene

5.1. Einführung

Die Gasversorgungssicherheit kann definiert werden als die Fähigkeit eines Gasversorgungssystems, den Verbrauchern eine kontinuierliche, und zuverlässige Gasversorgung zu wirtschaftlichen Bedingungen zu gewährleisten und Lieferunterbrechungen, ob technischer, wirtschaftlicher oder politischer Natur, bewältigen zu können.

Trotz seiner Vorzüge als Brennstoff hätte das Gas nicht eine so große Bedeutung auf dem Energiemarkt erreicht, wenn die Kunden sich nicht auf die Deckung ihres Energiebedarfs durch das Gas verlassen könnten. Eine erwiesene Versorgungssicherheit war der Garant für das Wachstum der Branche, so daß sie in einigen europäischen Staaten ihre derzeitige Stellung erreichen konnte. Diese Versorgungssicherheit wird auch die Entwicklung der Märkte in anderen EG-Staaten fördern.

Im Laufe der Jahre haben die Unternehmen Maßnahmenkataloge entwickelt, die sowohl ihren langfristigen wie auch den kurzfristigen geschäftlichen Interessen angepaßt sind. Versorgungssicherheit hat ihren Preis. Die Gasversorgungsindustrie ist herausgefordert, eine optimale Ausgewogenheit zwischen risikomindernden Maßnahmen und dem am Markt erzielbaren Preis zu erreichen. Zu den langfristig wirksamen Maßnahmen gehören eine vorausschauende Markt- und Liefermengenplanung, Diversifizierung der Quellen, Bevorratung und Verträge mit Verbrauchern, deren Versorgung unterbrochen werden kann³. Auch der Abschluß von Lieferverträgen und die Durchführung größerer Bauprojekte mit langen Vorlaufzeiten gehören zu den normalen unternehmerischen Tätigkeiten zur Sicherung der Versorgung. Zur kurzfristigeren Sicherung der Versorgung dienen eine effiziente Verwaltung der Beförderungs- und Verteilungsnetze sowie geeignete betriebliche Entscheidungen, die eine Anpassung an Änderungen im Verbrauchsverhalten erleichtern. Entscheidungen, die zur Sicherung der

(3) Erdgasfirmen beliefern einige ihre größten Kunden auf der Basis von Verträgen mit Unterbrechungsklauseln, die es ihnen ermöglichen, zu Spitzenlastzeiten den Verbrauch zu drosseln. Bei diesen unterbrechbaren Verbrauchern handelt es sich im allgemeinen um Industriezweige und Kraftwerke, die als Gegenleistung für einen niedrigeren Gaspreis Ersatzenergiequellen und -einrichtungen bereithalten, mit denen die jeweiligen Unterbrechungen der Gasversorgung überbrückt werden können.

Kundenversorgung beitragen, gehören sowohl zur täglichen Betriebsführung als auch zur langfristigen Strategie.

Die Integration der Erdgasmärkte und der zunehmende Verbund in Europa haben zu einem Erdgasmarkt geführt, der über den einzelstaatlichen Rahmen hinausgeht. In ihrem Grünbuch stellt die Kommission fest, daß der zunehmende Verbund des europäischen Gasverteilungsnetzes, die diversifizierte Gasinfrastruktur und die unterschiedlichen Bezugsquellen der Mitgliedstaaten die Ausnutzung der gemeinschaftlichen EG-Dimension zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geradezu bedingt. Im Grünbuch wird weiterhin erläutert, daß für die kurzfristige Gasversorgungssicherheit eine sorgfältige und detaillierte Untersuchung der möglichen Maßnahmen zur Bewältigung einer Gasversorgungskrise notwendig ist. Dieses Kapitel ist der erste Versuch einer solchen Erörterung, in der die Versorgungssicherheit aus der Sicht des EG-Binnenmarktes analysiert wird.

5.2. Kurzfristige Aspekte der Versorgungssicherheit in der EG

Sehr unterschiedliche Situationen

In bezug auf die Anteile der inländischen Erdgasförderung, Importdiversifizierung, den Grad der Integration in das europäische Erdgasverteilungsnetz, Speicherkapazitäten, Marktaufteilung, Anteil der unterbrechungsfähigen Lieferungen usw. ist die Situation in den jeweiligen Einzelstaaten sehr unterschiedlich. Innerhalb der EG gibt es infolge dieser stark unterschiedlichen Bedarfs- und Verfügbarkeitssituationen auch starke Unterschiede bei den Maßnahmen, die auf einzelstaatlicher Ebene zur Sicherung der Gasversorgung durchgeführt werden. Infolgedessen ist es in allen Mitgliedstaaten der EG möglich, kurzfristige Versorgungsmängel zu vermeiden bzw. auf die eine oder andere Weise zu bewältigen. Aus den gesammelten Informationen sowie aus Gesprächen mit der Erdgasindustrie geht hervor, daß die gegenwärtigen Betriebspraktiken, die vertraglichen Einrichtungen und Verteilungsinfrastruktur zumindest qualitativ in der Lage sind, in naher Zukunft einen größeren Versorgungsmangel aus einer der Bezugsquellen zu bewältigen - zumindest auf den weiter entwickelten Erdgasmärkten Europas. Mit der Zeit wird dies auch für die neueren Märkte gelten, in denen ähnliche Infrastrukturen und Geschäftspraktiken gerade im Entstehen begriffen sind.

Die den einzelnen Staaten zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung sind sehr unterschiedlich, wie der Tabelle 4 im Anhang zu entnehmen ist.

Krisensimulation

Im Falle eines schwerwiegenden Liefermangels kann man mehrere Maßnahmen kombinieren, um die Auswirkungen auf die Endverbraucher zu minimieren. Zu diesen Maßnahmen gehören u.a.: die Anwendung von Lieferverträgen mit Unterbreckungsklauseln, eine flexible Versorgung sowohl aus einheimischer Förderung als auch aus Importen, unterirdische

Speicher sowie die gegenseitige Unterstützung und Zusammenarbeit benachbarter Erdgasversorgungsunternehmen. In einer von den Dienststellen der Kommission durchgeführten Studie, bei der die Erdgasindustrie zu Rate gezogen wurde, wird die Wirkung dieser einzelnen Sicherungsmaßnahmen auf die allgemeine Versorgungssicherheit der gesamten EG untersucht. Bei der Beurteilung der EG-Dimension wurde davon ausgegangen, daß die gesamte grenzüberschreitende Zusammenarbeit der miteinander verbundenen Erdgasindustrien vollständig ausgeschöpft wird. Die Verbrauchs- und Angebotssituation des ersten Quartals 1994 wurde als Grundlage genommen, da dieses das letzte Jahr war, für welches detaillierte Informationen vorlagen. Dieser Zeitraum umfaßt nicht unbedingt die schlimmsten Wetterbedingungen, so daß die Ergebnisse nur als Indikatoren betrachtet werden sollten.

Das Risiko eines Lieferdefizits aus Norwegen, eines EEA- oder OECD-Mitglieds wurde nicht untersucht.

Die Ergebnisse der Überlegungen sind nachfolgend - nach der Ursache eines eventuellen Lieferdefizits gegliedert - aufgeführt:

Lieferdefizit aus der ehemaligen Sowjetunion

Die Anwendung der entsprechenden Sicherungsmaßnahmen (unterbrechbare Lieferungen und Produktionsflexibilität) nur in den durch das Lieferdefizit unmittelbar in Mitleidenschaft gezogenen Ländern hat einen Effekt gleich minus 29 % der EG-Gasimporte aus der ehemaligen SU.

Eine Kooperation und eine gemeinsame, gemeinschaftsweite Anwendung der gleichen Sicherungsmaßnahmen unter Ausnutzung der EG-Dimension erhöht diese Zahl auf 36 % der EG-Einfuhren an diesem Liefergebiet. Die EG-Maßnahmen entsprechen in diesem Falle 283 Import-Tagen⁴.

Versorgungsmangel aus Algerien

Unter den gleichen Voraussetzungen beträgt der Effekt der Sicherungsmaßnahmen minus 26 % der EG-Gasimporte aus Algerien bei Anwendung nur durch die direkt betroffenen Länder, aber minus 56 % bei Ausnutzung der EG-Dimension. Die entsprechende Vorratsdeckung der EG für Gas aus Algerien entspricht 625 Importtagen.

Versorgungsmangel aus allen nicht zur OECD gehörenden Lieferländern

Die Kooperation auf der Ebene der gesamten EG würde den Bedarf der EG an Gas aus allen Nicht-OECD-Ländern um 21 % verringern; die Vorratsdeckung der EG für Gas aus diesen Staaten entspricht 136 Import-Tagen.

Aus dieser Analyse lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

(4) Import-Ausgleichstage werden durch Teilung der geschätzten strategischen Speicherkapazität durch die aus dem entsprechenden Lieferland nach Anwendung der Sicherungsmaßnahmen benötigten täglichen Importmenge errechnet.

- Die Unterbrechung von Lieferungen aus einem der wichtigen, nicht zur OECD gehörenden Lieferländer wird effektiver bewältigt, wenn auf europäischer Ebene zusammengearbeitet wird, um der Versorgungslücke zu begegnen. Die Ausschöpfung der EG-Dimension erhöht die Versorgungssicherheit.
- Die Gasversorgungsunternehmen in der EG arbeiten bereits im Rahmen von grenzüberschreitenden Absicherungsabkommen zusammen. Über diese Zusammenarbeit stehen jedoch nur wenige Daten zur Verfügung, und es läßt sich nicht feststellen, ob die Unternehmen im Falle einer Krise, die mehrere Mitgliedstaaten trifft, die EG-Dimension vollständig ausschöpfen würden.
- Die Elemente einer solchen EG-weiten Zusammenarbeit umfassen Maßnahmen wie z.B. die Verbrauchsreduzierung durch Anwendung von Verträgen mit Unterbrechungsklauseln; die flexible Produktion im Hinblick sowohl auf die einheimische Förderung als auch auf Importe aus anderen erdgasfördernden EG-Staaten; den Handel mit Gasmengen, die durch die im Vergleich zu den Einzelstaaten größere Importvielfalt zur Verfügung stehen würden; die Nutzung aller auf EG-Ebene verfügbarer Speicherkapazitäten.
- Für die vollständige Ausschöpfung aller obengenannten Maßnahmen ist der vollständige Verbund des Transportleitungssystems der EG intern und mit den verschiedenen Versorgungsquellen entscheidend. Der Interconnector würde beispielsweise in dem betrachteten Zeitraum im Falle eines Lieferausfalls aus der ehemaligen SU für einen Teil der Gasmenge einspringen; die Einfuhren aus der ehemaligen SU könnten um die Hälfte verringert und die Versorgung der EG aus Vorräten um weitere sechs Monate verlängert werden.
- Die obengenannten Maßnahmen zur bestmöglichen Ausschöpfung der EG-Dimension würden im normalen betrieblichen und wirtschaftlichen Umfeld der Erdgasindustrie ergriffen werden. Obwohl höhere Preise sogar in einer Krisensituation zu einer Bereinigung der Märkte führen, könnte dies jedoch zu politischen Spannungen führen. Es sollten auf EG-Ebene mögliche Leitlinien für den Krisenfall zur geregelten Lösung derartiger Probleme erörtert werden.

5.3. Langfristige Aussichten für die Versorgungssicherheit in der EG

Die zu einer bestimmten Zeit verfügbaren Liefermengen sind abhängig von der Lieferfähigkeit aller der EG zur Verfügung stehenden Quellen. Die der EG zur Verfügung stehenden tatsächlich nachgewiesenen Erdgasvorräte aus eigener und norwegischer Förderung bieten eine gewisse Sicherheit, jedoch ist der Nachweis des Vorhandenseins der Vorräte noch kein Maß für die aktuelle Lieferfähigkeit. Die kurzfristige Versorgungssicherheit hängt von der Lieferfähigkeit und der Kapazität der vorhandenen Pipelines und Speichereinrichtungen ab. Eine Versorgungssicherheit auf längere Sicht ist

eher abhängig von vermarktbar nachgewiesenen Vorräten und langfristig geplanten Ausweitungen der Pipeline- und Speicherkapazitäten.

Um in einem expandierenden Markt die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, müssen strategische Entscheidungen über die Erschließung neuer Gasquellen und die Verbesserung der Pipeline- und Speicherinfrastruktur schon Jahre im voraus getroffen werden. Eigentlich sind die kurz- und langfristigen Perspektiven in bezug auf die Sicherheit der Erdgasversorgung miteinander verknüpft.

Die folgende Analyse untersucht die Bedeutung folgender Tatsachen und Maßnahmen in bezug auf die Versorgungssicherheit: weitere Querverbindungen innerhalb des europäischen Verteilungsnetzes, alternative Lieferquellen, die Notwendigkeit und Möglichkeiten eines Lastenausgleichs in bezug auf Speicherung, sowie das Marktpotential für unterbrechungsfähige Verbraucher. Die von den Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellten Informationen über Gasverteilungs- und Speicherinfrastrukturen gemäß der Richtlinie des Rates 1056/72⁵ bildet den Ausgangspunkt für eine solche Analyse.

5.3.1. Möglichkeiten zur Integration von Versorgungsnetzen

Zusätzliche Querverbindungen zwischen einzelnen europäischen Gasverteilungsnetzen sowie alternative Verbindungsleitungen zu den Lieferquellen werden die Lieferfähigkeit der Transportnetze verbessern und die Vielfalt der Bezugsquellen erhöhen. Eine weitere Integration des europäischen Netzes wird wichtige Elemente der Versorgungssicherheit verbessern - nämlich die Fähigkeit des Marktes steigern, Unterbrechungen zu bewältigen, Speicherkapazitäten vergrößern, den Zugang zu entfernten Lieferquellen wirtschaftlicher gestalten und die Flexibilität bei Verhandlungen mit den Produzenten eventuell erhöhen (eine Karte des bestehenden Netzes und der Pipeline-Projekte ist zu finden).

Es gibt einige entscheidende Querverbindungen, die für eine verbesserte Versorgungssicherheit unentbehrlich sind. Ungefähr 80 % der europäischen Erdgasvorräte befinden sich unter der Nordsee und den Niederlanden. Deshalb ist die Fähigkeit, Gas aus diesen Vorräten zu verteilen, eine Schlüsselfrage. Die beiden wichtigsten Elemente dieser Verteilung sind die Förderkapazität und die Leitungskapazität.

In bezug auf die geographische Verbreitung der weltweiten Vorräte ist die EG in einer günstigen Lage: 70 % aller bekannten Erdgasvorräte befinden sich nicht weiter als 4000 bis 5000 km von der Mitte Europas entfernt. Zusätzlich zu den drei größten Lieferanten kommen nun auch weitere Lieferanten aus dem Nahen Osten, Lateinamerika, Afrika und Zentralasien auf den Markt.

Die in Anhang I wiedergegebene Analyse unterstreicht die Bedeutung von Querverbindungen, die die Transportkapazitäten für Erdgas aus der

(5)

ABl. Nr. L120 vom 25.5.72, S.7

Nordsee und den Niederlanden erhöhen - die man für den Fall eines Versorgungsmangels aus Rußland, Algerien bzw. aus beiden Ländern gleichzeitig als die zuverlässigsten Quellen einschätzt. In dieser Analyse werden auch die bedeutendsten neuen Versorgungsprojekte erörtert.

5.3.2. Anreize für die Erdgasproduzenten und die Versorgungssicherheit

Eine ausreichende Transportkapazität ist nur sinnvoll, wenn es ein ausreichendes Förderpotential gibt. Die im Fördergebiet der Nordsee nachgewiesenen Vorräte scheinen mehr als ausreichend zu sein, um eventuelle Lieferengpässe für erhebliche Zeitspannen bewältigen zu können. Nur bedeutet das Vorhandensein nachgewiesener Vorräte nicht unbedingt, daß das Gas lieferbar ist - dazu müßten die Vorräte "erschlossen" sein und die Förderkapazitäten bereitstehen.

Die Lieferbarkeit des Gases aus der Nordsee ist in den letzten Jahren erhöht worden. Besonders die Leistung der Offshore-Fördereinrichtungen des Vereinigten Königreichs ist sehr schnell gestiegen. Norwegen wird demnächst die riesige Troll-Plattform in Betrieb nehmen, wodurch die Lieferfähigkeit Norwegens erheblich gesteigert wird.

Dennoch beeinträchtigen einige Grundsätze der Explorations- und Förderpolitik die Entstehung neuer Anreize für Produzenten. Beispiele für politische Regelungen, die die allgemeine Lieferfähigkeit von Erdgas beeinträchtigen könnten, sind: Gesetze, die eine staatliche Beteiligung bei der Exploration und Förderung vorschreiben; die zwingende Beförderung des Gases von Offshore-Quellen in das eigene Staatsgebiet, die Bevorzugung des nationalen Gasversorgungsunternehmens bei der Vergabe von Transportrechten sowie die Vergabe von Exklusivrechten für ein bestimmtes Erdgasvorkommen.

Die EG-Richtlinie über die Exploration und Förderung (94/22/EG)⁶ und das Inkrafttreten der Übereinkunft über die Europäische Energiecharta werden dazu beitragen, den Produzenten größere Möglichkeiten zur Exploration und Förderung innerhalb Westeuropas einzuräumen.

5.3.3. Speicherung und unterbrechungsfähige Verbraucher (siehe Tabelle 4)

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Versorgungssicherheit ist eine Lieferflexibilität ("Swing Deliverability"), die hauptsächlich durch Speichermöglichkeiten und Unterbrechungsfähigkeit von Verbrauchern zu erzielen ist. Diese beim Verkauf und der Verteilung von Erdgas miteinander verknüpften Instrumente werden eingesetzt, um Differenzen zwischen den Produktions- und Verbrauchsmengen auszugleichen.

⁽⁶⁾ Richtlinie 94/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rats vom 30. Mai 1994 über die Erteilung und Nutzung von Genehmigungen zur Prospektion, Exploration und Gewinnung von Kohlewasserstoffen (ABl. Nr. L 164).

Die Entwicklung von **Speicherkapazitäten** in Westeuropa hat im wesentlichen mit der Entwicklung der Gasmärkte in den einzelnen Staaten Schritt gehalten. Länder mit eigenen Quellen haben hier einen anderen Ansatz als stark importabhängige Staaten, da erstere sich auf die Förderflexibilität ihrer eigenen Erdgasfelder verlassen können.

Die Mitgliedstaaten der EG greifen sehr stark auf die Speicherung zurück, um die winterlichen Spitzenlasten zu decken. Jedoch ist die Speicherkapazität an sich nicht unbedingt ein Hinweis darauf, welche Staaten am empfindlichsten getroffen werden könnten. Wie in den vorangehenden Abschnitten erläutert wurde, haben die Mitgliedstaaten unterschiedliche Ansätze zur Sicherung der Erdgasversorgung.

Historisch betrachtet haben Europas eigene große Erdgasfelder sowohl kurzfristig als auch langfristig für Versorgungssicherheit gesorgt. Auf längere Sicht wird dieses Sicherheitspolster aufgrund sinkender Vorräte in diesen Feldern allmählich dünner werden.

Im Zeitraum 2000-2015 werden die Pläne der Gasindustrie für künftige Speichereinrichtungen fast zu einer Verdoppelung der gegenwärtig in der EG vorhandenen Speicherkapazität führen. Obwohl diese Speichererweiterung den erwarteten Zuwachs des Gasverbrauchs übertrifft, wird dennoch das Verhältnis des Speichervolumens zum durch Importe gedeckten Verbrauch im Jahr 2010 niedriger sein, als das heutzutage der Fall ist.

Speicherbauprojekte sind langfristige Projekte, und es muß deshalb eine Kosten-Nutzen-Analyse darüber angestellt werden, wie größere Speicherkapazitäten als Ausgleich für steigenden Bedarf, für abnehmende Flexibilität der EG-Eigenproduktion und für steigende Abhängigkeit von externen Quellen geschaffen werden können. Dies trifft besonders auf die Staaten mit weniger entwickelten Gasmärkten zu.

Wie die Speicherung hat auch die **Unterbrechungsfähigkeit** eine Schlüsselrolle bei der Lieferflexibilität, und somit spielen auch die Kunden, die eine zeitweise Unterbrechung ihrer Versorgung zulassen, eine entscheidende Rolle bei der Sicherung der Erdgasversorgung.

Die meisten europäischen Gasversorgungsunternehmen haben in der Industrie und im Elektrizitätsversorgungsbereich einen beträchtlichen Kundenstamm, dessen Versorgung sie unterbrechen dürfen. Die entsprechenden Verträge mit Unterbreungsklauseln sehen typischerweise Unterbrechungszeiten von zwischen einer Woche bis hin zu drei Monaten oder sogar einer gesamten Heizperiode vor.

Die Gasversorgungsunternehmen sind bestrebt, großen industriellen Verbrauchern eine sehr hohe Dienstleistungs-Qualität zu bieten, um sie davon abzuhalten, auf Heizöl umzustellen. In den verschiedenen Mitgliedstaaten gibt es unterschiedliche Arten von Verträgen mit Unterbreungsklauseln, und auch die Anwendung solcher Verträge scheint sehr unterschiedlich zu

sein. Je nach Staat würden verschiedene Industriebranchen betroffen sein, und deshalb müßten die Unterbrechungsprioritäten analysiert werden. Um das wirkliche Ausmaß der unterbrechbaren Abnahmemengen und die entsprechende Auswirkung auf die Versorgungssicherheit im Falle einer größeren Krise festzustellen, müßten die tatsächlich bestehenden unterbrechbaren Verbrauchsmengen in den Mitgliedstaaten untersucht werden.

5.3.4. Gegenseitige Unterstützung der Gas- und Elektrizitätsversorgungssysteme

Die Nutzung des Erdgases zur Elektrizitätserzeugung könnte in der Zukunft eine Rolle bei der Erhöhung der Versorgungssicherheit in der EG spielen. Wenn zum Beispiel ein größerer Teil der Kraftwerke langfristig für die Verwendung zweier Kraftstoffarten ausgerüstet wäre, so daß ein großer Teil der gasverbrauchenden EVU einen Teil des Winters ohne Gas auskommen könnte, so wäre dies von großer Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Der vorausgesagte Zuwachs des Anteils der GuD-Kraftwerke an der Elektrizitätserzeugung wird jedoch diese Flexibilität vielleicht mindern, da die GuD-Kraftwerke das teurere Gasöl als Alternativkraftstoff verwenden.

Die Kraftwerksleistung der EVU umfaßt normalerweise eine Sicherheitsreserve, die für eine zuverlässige Versorgung nötig ist. Diese überschüssige Kraftwerksleistung ermöglicht eine Flexibilität bei der Wahl der einzelnen Kraftwerkseinheiten. Deshalb ist es möglich, die Last auf erdgasbeheizten Kraftwerkseinheiten zu verringern und sie auf Kraftwerke mit anderen Feuerungsarten zu übertragen, wenn die Verfügbarkeit des Erdgases in einem bestimmten Gebiet beeinträchtigt ist. Damit wird die Gasknappheit bewältigt bzw. das Gas anderen Endverbrauchern zur Verfügung gestellt, die es nicht zur Elektrizitätserzeugung benutzen. Somit bestehen in den einzelnen Elektrizitätsnetzen bedeutende Ersatzmöglichkeiten.

Eine weitere Überlegung gilt der Tatsache, daß der Elektrizitätsbedarf nicht gleichbleibend ist. Der Bedarf hängt von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Tageszeit ab. Solche Schwankungen sind in Europa von Region zu Region unterschiedlich, und zwar aus mehreren Gründen, z.B. Wetterbedingungen, regionale Mischung von Primärenergieträgern und örtlich vorherrschende Technologienutzung. Deshalb kann das Elektrizitätsversorgungssystem in einer EG-Region, in der das Erdgas knapper wird, Energie aus anderen Regionen importieren, in denen die Gasversorgung sicherer ist oder die über Reserven an nichtgasbeheizten Kraftwerken verfügen. Durch Nutzung des Elektrizitätsnetzes zur Übertragung der Ersatzenergie von einem Gebiet in das andere kann somit einer lokalen Verschlechterung der Gasversorgung in gewissen Maße entgegengewirkt werden. Die Rolle der Energieteilung, gekoppelt mit der erwarteten Zunahme des Anteils der gasbeheizten Kraftwerke, scheint ein starkes Werkzeug darzustellen, mit dem man Probleme der Versorgungssicherheit angehen kann; dies sollte weiter erörtert werden.

5.4. Transeuropäische Gasnetze

Der obige Abschnitt hat nachgewiesen, wie wichtig ein EG-weites integriertes Gasversorgungssystem (Verteilungsnetze und Speichereinrichtungen) für die Verbesserung der Versorgungssicherheit ist.

Der EG-Vertrag hat in Art. 129b eine neue Gemeinschaftspolitik über transeuropäische Netze, einschließlich der Energienetze, eingeführt.

Manche der oben aufgeführten strategischen Projekte zum Verbund und zum Speicherbau sind tatsächlich bereits von den Organen der Gemeinschaft als Projekte von gemeinsamem Interesse bzw. als Prioritätsprojekte eingestuft worden, da sie die in den TEN-Vorschriften festgelegten Kriterien, einschließlich der verlangten wirtschaftlichen Durchführbarkeit, erfüllen.

Die Fortsetzung dieser Politik in der Zukunft wird es den Institutionen der Gemeinschaft ermöglichen, Prioritäten für andere Projekte festzulegen, die aus der Sicht der Versorgungssicherheit genauso wichtig sind. Dazu könnten auch einige der oben erwähnten Projekte zählen.

5.5. Kooperation auf EG-Ebene

Die obige Analyse zeigt, daß die EG-Dimension einen Mehrwert bei der Bewältigung potentieller größerer Engpässe bei der Gasversorgung darstellen könnte. Es scheint deshalb angebracht, Maßnahmen in Erwägung zu ziehen, mit denen man die auf diesem Gebiet bestehende Zusammenarbeit bestätigen und verbessern kann.

- Es sollte weiterhin an einer tiefgehenden Analyse, des sich entwickelnden Verhältnisses aller Faktoren gearbeitet werden, die die Versorgungssicherheit auf EG-Ebene und nach Mitgliedsstaat beeinträchtigen. Dies sollte unter Berücksichtigung der Kosten und Nutzen der verschiedenen Optionen geschehen und nicht nur Entwicklungen auf der Angebotsseite abdecken, sondern auch die Entwicklungen der TEN, die Vervollendung des Energiebinnenmarktes und Entwicklungen in den Außenbeziehungen wie die Europäische Energie Charta.
- Eine Reihe von Ideen dürfte es wert sein, in diesem Zusammenhang mit den Mitgliedsstaaten, der Europäischen Gasindustrie und anderen interessierten Organisationen entwickelt zu werden, namentlich:
 1. Die Vereinigten Staaten, die bei der Erdgasversorgung weitgehend autark sind, haben einen Kürzungsplan, der von der Bundes-Energieverwaltungs-kommission der USA benutzt wird und einen nützlichen Leitfaden zu einem gerechten Ansatz bei der Unterbrechung der Kundenversorgung je nach der Priorität ihres jeweiligen Bedarfs darstellt. Ein ähnlicher Plan wäre als EG-Leitlinie für den Krisenfall geeignet, zu deren Umsetzung alle Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten aufgefordert werden.

2. Manche nationale Verteilungsgesellschaften haben bereits sogenannte "Vereinbarungen zur gegenseitigen Unterstützung" (Mutual Assistance Agreements) abgeschlossen, die man umstrukturieren könnte, um sie einem empfohlenen Kürzungsplan anzupassen. Es wäre jedoch auch wünschenswert, zu erörtern, wie diese Vereinbarungen aus EG-Perspektive optimiert werden können und um sicherzustellen, daß solche Vereinbarungen auch in Krisenzeiten durchsetzbar sind.
3. Ein anderer Ansatz könnte sein, ein Sicherheitsziel einzurichten. Zum Beispiel könnte das Ziel beinhalten, daß jeder Mitgliedstaat sicherstellen würde, entweder selbst über ausreichende Speicherkapazitäten, unterbrechungsfähige Verbraucher und Produktions- bzw. Importflexibilität zu verfügen oder daß er eine gemeinsame Notreserven-Vereinbarung mit einem anderen Mitgliedstaat eingegangen ist, damit er einen Ausfall der Lieferungen aus den Nicht-OECD-Staaten über die sechs Wintermonate überbrücken kann. Ein anderes Ziel könnte sein, eine Vorratshaltung für "x"-Tage des gesamten Gasverbrauchs einzurichten. Diese Ziele, könnten differenziert sein vorausgesetzt, daß das Sicherheitsziel insgesamt gesichert ist und vorausgesetzt, es gibt einen angemessenen Grad an Lastenteilung. Der Ansatz, bei dem ein Sicherheitsziel vorgegeben wird, setzt voraus, daß die anfälligsten Mitgliedstaaten und die möglichen Schäden im Falle eines Ausfalls der Erdgasversorgung ermittelt werden. Die Analyse könnte sich danach mit den wirtschaftlichsten Abhilfemechanismen für den jeweiligen Mitgliedstaat befassen, einschließlich der durch vollständige Ausschöpfung der EG-Dimension zu erzielenden Vorteile.

Diese verschiedenen Ansätze müssen mit den Mitgliedstaaten, der Gasindustrie und interessierten Organisationen ausführlich erörtert werden, bevor EG-Leitlinien entworfen werden können.

TABELLEN

TABELLE 1

NACHGEWIESENE GASVORRÄTE DER EG (1994)
in Mt ROE

BE - Belgien	---
DE - Deutschland	342
DK - Dänemark	121
EL - Griechenland	---
ES - Spanien	20
FIN - Finnland	---
FR - Frankreich	35
IRE - Irland	17
IT - Italien	301
L - Luxemburg	---
NL - Niederlande	1874
O - Österreich	21
P - Portugal	---
S - Schweden	---
UK - Vereinigtes Königreich	630
EG 15	3361

Quelle: Oil and Gas Journal 1995

Tabelle 2A

Zahlen für die einzelnen Mitgliedstaaten für das Jahr 1994

	BE	DE	DK	EL	ES	FR	IRE	IT	L	NL	O	P	FIN	S	UK	EGR 15
1. Erdgasverbrauch (Mt ROE)	9,5	61,2	2,7	-	6,2	29,2	2,2	40,7	0,4	32,6	4,9	-	3,3	1,3	60	254
2. Anteil des Erdgas- verbrauchs (%)	19,2	18,0	12,9	-	6,6	13,0	21,6	27,6	3,5	49	19,1	-	10,3	2,5	26,7	18,4
3. Inländische Förderung in Mt ROE	0	14,0	4,3	-	0,1	2,7	2,2	16,4	-	59	1	-	-	-	57,9	157,6
4. EG Binnenhandel in Mt ROE	4,2	17,8	-2,5	-	-	3,2	-	3,9	0,4	-28,7	-	-	-	1,3	-	-
5. Externe Abhängigkeit a) Mt ROE b) % davon Mt ROE aus:	5,3	33,5	0	-	6	22,7	-	20,6	-	2,3	3,9	-	3,3	-	2,4	100,1
Algerien	56,8	54,7	-	-	96,7	80	-	50	-	7	80	-	100	-	4	39,4
Libyen	3,5	-	-	-	4,0	6,9	-	8,9	-	-	-	-	-	-	-	23,3
Norwegen	-	-	-	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1
Rußland	1,9	9,4	-	-	0,9	6,3	-	-	-	2,3	-	-	-	-	2,4	23,2
	-	24,1	-	-	-	9,5	-	11,7	-	-	3,9	-	3,3	-	-	52,5

Die Mengen addieren sich nicht auf gleiche Summen, da Speichervorräte benutzt wurden
Quellen: Eurostat, EG-Kommission, IEA

TABELLE 2B

Szenarien EG-Gasbedarf und -angebot

	2000	2010
1. Erdgasbedarf (Mt ROE)	311/320	392/411
2. Erdgasanteil am Gesamtbedarf (durchschnittlich)	22 %	26 %
3. Geschätzte inländische Förderung (Mt ROE)	175	165
4. EG-Gasbinnenhandel (Mt ROE)	30	28
5. Abhängigkeit von außen (Mt ROE)	136/145	227/246
(%)	44/45	58/60
6. Vertragliche Mengen* - Rußland	66	66
- Algerien	39	40
- Norwegen	48	57
- Andere	5	5
- Insgesamt	158	168
7. Defizit (Mt ROE)	-	-59 / -78

Quellen: Kommission (Analyse 2020)
Mitgliedstaaten
IEA
* Mt ROE

TABELLE 2C

**GASVERSORGUNG UND GASBEDARF - MITTEL- UND OSTEuropäische LÄNDER¹⁾
IN Mt ROE**

	1993	2000 ²⁾	2005 ²⁾	2010 ²⁾
BEDARF	62	67	71	81
FÖRDERUNG	28	22	18	16
IMPORT-BEDARF	34	45	53	65
VERFÜGBAR³⁾	41	41	41	41
Gesamt- Versorgungslücke		4	12	25

Quelle: EG-Kommission

¹⁾ Dazu gehören Albanien, Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, die Slowakei, Slowenien, die Tschechische Republik und Ungarn.

²⁾ Ein Mittelwert zwischen den Bestfall- und Schlimmstfall-Szenarien.

³⁾ (unter Annahme einer langfristigen Verpflichtung zur Lieferung von 41 Mt ROE/a Erdgas aus den GUS-Staaten über die bestehende Infrastruktur)

TABELLE 3

GAS IN DER ELEKTRIZITÄTSERZEUGUNG

	EGR 15
Mt ROE HEUTE	39,0
Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	15,3
Mt ROE 2000	83-102
Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	27-32
Mt ROE 2010	150-154
Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	37-38
Mt ROE 2020	161-216
Anteil der EVU am Gesamtgasbedarf in %	37-43

Quelle: EG-Kommission (2020-Analyse)

TABELLE 4

Unterschiede der Versorgungslagen und der zur Versorgungssicherung angewandten Maßnahmen in den Mitgliedstaaten der EG

	Österreich	Belgien	Deutschland	Dänemark	Spanien	Frankreich	Vereinigtes Königreich	Italien	Irland	Niederlande	Schweden	Finnland	Mittelw./ Summe
Erdgasverkäufe in Mrd. ROE	4,8	8,5	61,2	2,7	8,2	29,2	60	40,7	2,2	32,6	1,3	3,3	253,8
Erdgasanteil am PEB(%) ¹⁾	19,1	19,2	18	12,9	6,6	13	26,7	27,6	21,6	49	2,5	10,3	20,5
Inländische Förderung(%) ²⁾	20	0,0	22,9	100,0	3,2	9,2	96,5	40,3	100,0	100,0	0,0	0,0	62
Netto-Abhängigkeit von Nicht-EG-Importen (%) ²⁾	80	56,8	57,7	0,0	96,7	80	4	50	0,0	0,0	0,0	100,0	39,4
Anzahl der Lieferländer, inklusive Eigenförderung	4	3	5	1	5	5	2	4	1	3	1	1	14
Anz. der grenz-/autarkienüberschreitenden Anlieferstellen	3	6	etwa 15	1	4	5	5	vielen	2	5	1	1	vielen
Anteil (%) des zur Verstromung verkauften Erdgases	33,4	26,7	21,2	6,4	7	2,9	7,3	20,3	45	26	18,8	51,2	15,3
Anteil der unterbrechbaren Lieferungen, 1993 (%)	keine Angaben	27%	keine Angaben	Industrie 25% Alle Kraftwerke	17%	Industrie 20%	16%	Industrie 25% Einige Kraftwerke	keine Angaben	Einige Kraftwerke	10-20%	90%+	k.A.
Besteht ausdrückliche Versorgungssicherheitspolitik?	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Anz. Speichereinrichtungen	6	3	33	2	1	15	7	8	0	1 (LNG)	0	0	77
Maximale Betriebskapazität, Mio. m ³	2 500	527	10 314	440	460	10 300	3 586	14 000	0	ca. 75	0	0	42 200
Maximale Entnahmekapazität, Mio. m ³ /Tag	23,3	ca. 19	262	18	3,6	170	141,8	ca. 250	0	ca. 31	0	0	ca. 920
Verhältnis Speicherkapazität zum Verbrauch von 1993 (%)	33,8	4,7	14,4	15,3	5,1	28,1	5,6	28,0	0,0	0,2	0,0	0,0	13,9
Erweiterung der Speicherkapazität geplant?	ja	1 100	19 000	1 200	4 500	14 000	ja, abhängig von Marktdaten	21 000	wird untersucht	7 000	FUE - beschützt Feishöhlen	ist untersucht worden	73 900
Sicherheitskooperation mit anderen Unternehmen?	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Spezielle Einrichtungen	Große Speicherkapazitäten in erschöpften Lagerstätten	Gasnetz zunehmend dichter vernetzt	Gut integriert, ausgeglichene Versorgung	Autark, Speicherung	Speicherkapazität wird ausgebaut	Große Speicherkapazitäten in wasserhaltigen Schichten	Gut integriert, über 50 Felder	Große Speicherkapazitäten in erschöpften Lagerstätten	Mit dem System des Vereinigten Königreich verbunden	Mehr als 130 Felder + Groningen	Kleiner Markt mit Sicherung durch altern. Feuerung	Wenige, aber große Abnehmer, SEG-Anlagen	

1) PEB = Primärenergiebedarf
2) In % der zur Verfügung stehenden Gasmenge
3) Das in dieser Zeile enthaltene künftige Speichervolumen ist die für verschiedene Zeiten zwischen 200-2015 erwartete betriebsfähige Speicherkapazität.
Quellen: Eurostat und Eurogas

ANHANG I

Mögliche Querverbindungen, mit denen die Lieferfähigkeit aus der Nordsee und den Niederlanden verbessert werden kann, sowie bedeutende neue Versorgungsprojekte

In nachstehender Liste sind die möglichen Querverbindungen in der Reihenfolge der Wahrscheinlichkeit ihrer Realisierung aufgeführt:

Querverbindungen der Pipelines zu den Nordseefeldern

- Europipe***
- UK/Continent Interconnector***
- Norwegische Pipeline nach Dünkirchen***
- Querverbindungen zwischen niederländischen und britischen Offshore-Feldern*
- Verbindungen zwischen Zeepipe und Dünkirchen und dem Vereinigten Königreich, sowie zu anderen Orten auf dem Festland*

Querverbindungen auf dem europäischen Festland

- Querverbindungen zwischen Spanien und Portugal***
- Schleifen und weitere Querverbindungen zwischen Belgien und den Netzen Deutschlands, Frankreichs und der Niederlande***
- Weitere französisch-spanische Querverbindungen (Maghreb II)*
- Ausbau der TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline) aus den Niederlanden nach Italien, bzw. einer nördlichen italienisch-französischen Querverbindung*
- Querverbindung Südost-Frankreich/Nordwest-Italien*
- Querverbindung Finnland/Schweden*
- Verlängerung von Maghreb II nach Deutschland bzw. Erweiterung der Kapazitäten des französischen Hauptnetzes*
- Zusätzliche Querverbindungen oder Schleifen zwischen Österreich und Deutschland*

- *** Bereits im Bau oder geplant mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit
- ** Bau geplant, Plan befindet sich noch in der Entwicklungsstufe
- * Noch keine festen Bauabsichten

Nordsee-Querverbindungen

Die "Europipe"-Leitung, die dieses Jahr mit einer jährlichen Beförderungskapazität von 12 Milliarden Kubikmetern⁷ in Betrieb genommen werden soll, wird die Liefermengen von Gas aus der Nordsee nach Deutschland erhöhen.

Die vorgeschlagene "UK/Continent Interconnector"-Querverbindung würde eine Lieferung von bis zu 20 Mrd. Kubikmetern pro Jahr ermöglichen, wobei ein wirtschaftlicher Zugang zum größten Teil der Nordsee möglich wäre. Es wird

(7) 1 Milliarde Kubikmeter entspricht 0,9 Mt ROE.

angenommen, daß Überschußmengen aus der Nordsee ab 1998 über diese Querverbindung geliefert werden können. Die "UK/Continent Interconnector" ist eine strategisch wichtige Pipeline. Die am Bau der Leitung beteiligten Partner schaffen die Kapazitäten, bevor sie sich der Abnehmermärkte sicher sein können, womit sie das Risiko auf sich nehmen, vielleicht keinen Absatzmarkt zu finden, nachdem sie die Pipeline fertiggestellt haben.

Die geplante Pipeline aus dem norwegischen Teil der Nordsee nach Dünkirchen (Frankreich) mit einer jährlichen Beförderungsleistung von 12 Mrd. Kubikmetern wird die Verfügbarkeit von Nordseegas in Frankreich und anderen EG-Staaten verbessern.

Die Verbindungen zwischen den niederländischen und den britischen Offshore-Feldern, über die derzeit nur diskutiert wird, würden die Lieferfähigkeit aus der Nordsee weiter verbessern. Weitere Querverbindungen könnten z.B. die existierende "Zeepipe"-Leitung mit der geplanten Norwegen-Dünkirchen-Pipeline und dem britischen Offshore-System bei Bacton verbinden.

Alle diese Querverbindungen würden die Lieferbarkeit einer eventuellen Überschußproduktion an geeignete Abnehmer verbessern.

Querverbindungen auf dem europäischen Festland

Zusätzliche Querverbindungen auf dem europäischen Festland würden es ermöglichen, die Lieferbarkeit von Überschußmengen in Richtung Verbraucher zugunsten der am stärksten importabhängigen Märkte der EG zu verbessern. Einige Niederlande/Belgien/Deutschland/Frankreich-Querverbindungen sind bereits geplant, sowie zwei Querverbindungen zwischen Spanien und Portugal. Trotzdem könnten weitere strategische Reserven, die zur Zeit noch gar nicht in der Planung sind, Frankreich, Italien, Österreich und Finnland besser unterstützen.

Zum Beispiel könnte Erdgas, das von der Maghreb-Leitung (eine Pipeline im TEN, dessen erste Ausbaustufe 1996 in Betrieb geht) über eine mögliche neue Querverbindung zwischen Spanien und Frankreich (Maghreb II) fließt, ein für die Versorgungssicherheit des südlichen Teils der EG entscheidendes Versorgungspotential darstellen.

Bei einem Versorgungsmangel aus Rußland könnten Gasmengen aus dieser Leitung nicht nur nach Südfrankreich geliefert werden, sondern, wenn es eine Querverbindung zwischen Südostfrankreich und Italien gäbe, auch entlang der französischen Küste nach Norditalien transportiert werden. Die Flußrichtungen der Leitungen, die normalerweise Westitalien aus Österreich versorgen, könnten umgekehrt werden, um Österreich aus Italien zu versorgen. Querverbindungen zu Deutschland könnten den Norden Österreichs unterstützen.

Diese "Maghreb II"-Pipeline wäre auch im Falle eines algerischen Lieferstopps von strategischer Bedeutung. Ohne diese Leitung bzw. ohne eine Flüssiggas-Entladestation würde sich Portugal in einer sehr schlechten Lage befinden. Die einzige Liefermöglichkeit bestünde dann über die Pipeline zwischen Lacq in Frankreich und Zaragoza, deren Kapazität nicht zur Versorgung sowohl Spaniens als auch Portugals ausreicht. Man könnte jedoch einen Ausfall der algerischen

Lieferungen durch Umkehrung der Flußrichtung der Maghreb II-Leitung ausgleichen, wodurch Spanien und Portugal mit Gas aus der Nordsee und Rußland beliefert werden könnten.

Im Falle des höchst unwahrscheinlichen Schlimmstfall-Szenarios eines gleichzeitigen Ausfalls der Lieferungen aus Rußland und Algerien wären die oben erläuterten Querverbindungen lebensnotwendig, um größere Versorgungsstörungen in einigen Mitgliedstaaten der EG zu verhindern.

Dieser schlimmste anzunehmende Fall würde für Finnland, Portugal, Griechenland, Spanien und Österreich eine außerordentlich schwierige Situation darstellen. Kurzfristig gesehen würden bis zur Inbetriebnahme der UK/Continent Interconnector und der Norwegen/Dünkirchen - Pipeline auch Belgien, Frankreich und Italien eventuell in Mitleidenschaft gezogen werden. Die obengenannten Querverbindungen Spanien/Frankreich, Frankreich/Italien und Österreich/Deutschland sowie einige Schleifen im Hauptverteilungsnetz würden notwendig sein. Eine weitere, bisher nicht geplante Leitung von Dünkirchen/Zeebrügge nach Lyon und Turin könnte die Reichweite sicherer Lieferungen aus der Nordsee bis nach Italien ausdehnen. Die vollständige Ausschöpfung aller in Kapitel 5.2 erwähnten Sicherungsmaßnahmen wäre ebenfalls notwendig. Spanien, Italien, Frankreich und Griechenland könnten nach alternativen potentiellen Flüssiggaslieferanten suchen. Finnland müßte sich auf seine Fähigkeiten, Unterbrechungen zu überstehen, und auf seine alternativ beheizbaren Systeme verlassen. Eine langfristige Lösung für Finnland wäre eine Verbindungsleitung nach Schweden, die eventuell bei einem Wachstum des Nordischen Marktes realisierbar wäre und jede eventuelle Entwicklung eines Gasangebots aus der Barent-See.

Diese Szenarien deuten darauf hin, daß es nicht möglich wäre, einen sehr großen Teil des durch die verschiedenen Leitungen aus der Nordsee verfügbaren Erdgases durch das südfranzösische Netz zu transportieren. Eine mögliche Lösung wäre die Verlängerung der vorgeschlagenen Spanien/Frankreich-Querverbindung bis in die Nähe von Straßburg und das Midal-System (mit dem bereits eine Verbindung zu Lieferquellen in Rußland und Norwegen geschaffen worden ist). Diese Querverbindung würde eine strategisch wichtige Pipeline-Vernetzung zwischen den drei externen Hauptlieferanten der EG vervollständigen.

Zusätzliche Pipelinekapazitäten durch Tauschmengen, Ersatzlieferungen und Austausch

Zusätzlich zu der durch den weiteren Ausbau der Pipelines erzielbaren Kapazitätserweiterung werden Kapazitäten durch die Kooperation der Gashandelsgesellschaften freigemacht. Falls und wenn die obengenannten Querverbindungen fertiggestellt werden, lassen sich die Möglichkeiten für Tauschhandel oder Gastransporte durch Verlagerung der Gaslieferungen in der EG erheblich verbessern.

Langfristig mögliche Bezugsquellen

Die vorgeschlagene Yamal-Europa-Pipeline aus Rußland durch Weißrußland und Polen ist als TEN-Projekt eingestuft worden. Sie wird für russische Lieferungen an die EG einen zweiten Hauptexportweg und eine Alternative zu den über die Ukraine

fließenden Lieferungen schaffen. Der Bau des Yamal-Leitungssystems wird stufenweise durchgeführt, wobei die Abschnitte in Deutschland, Polen und Weißrußland als erste fertiggestellt werden. Nach ihrer Fertigstellung im kommenden Jahrhundert, wird die geplante Kapazität der Leitung nach Europa eventuell 50 Mrd. m³ überschreiten. Langfristig könnte man sich auch eine neue Ost/West-Leitung vorstellen, die über die Länder Mittel- und Osteuropas das Erdgas aus Yamal bis zu den südlichen Märkten Frankreichs, Italiens und Spaniens führen würde.

Auch eine Pipeline aus Turkmenistan durch den Iran oder das Kaspische Meer ist seit einiger Zeit im Gespräch, obwohl die große Entfernung zu den EG-Märkten zu wirtschaftlichen Schwierigkeiten und Transitproblemen führen könnte. Griechenland ist unter Umständen der einzige Mitgliedstaat, der mit einer solcher Leitung wirtschaftlich zu versorgen wäre.

Nigeria, Trinidad & Tobago, Venezuela, Jemen und Katar sind für die EG potentielle Flüssiggaslieferanten. Eine Realisierung der für diese Lieferungen benötigten Einrichtungen würde die Versorgungsflexibilität Europas erhöhen.

Die Erschließung neuer Versorgungsquellen wird hauptsächlich durch wirtschaftliche Faktoren eingeschränkt (entweder durch die Projektkosten oder durch die Preisniveaus in Europa), und Projekte werden dann nicht realisiert, wenn sie durch die Marktentwicklung nicht gerechtfertigt sind. Bei Projekten zum Bau von Erdgas-Fernleitungen kann das Überschreiten mehrerer Staatsgrenzen zu zusätzlichen Problemen führen.

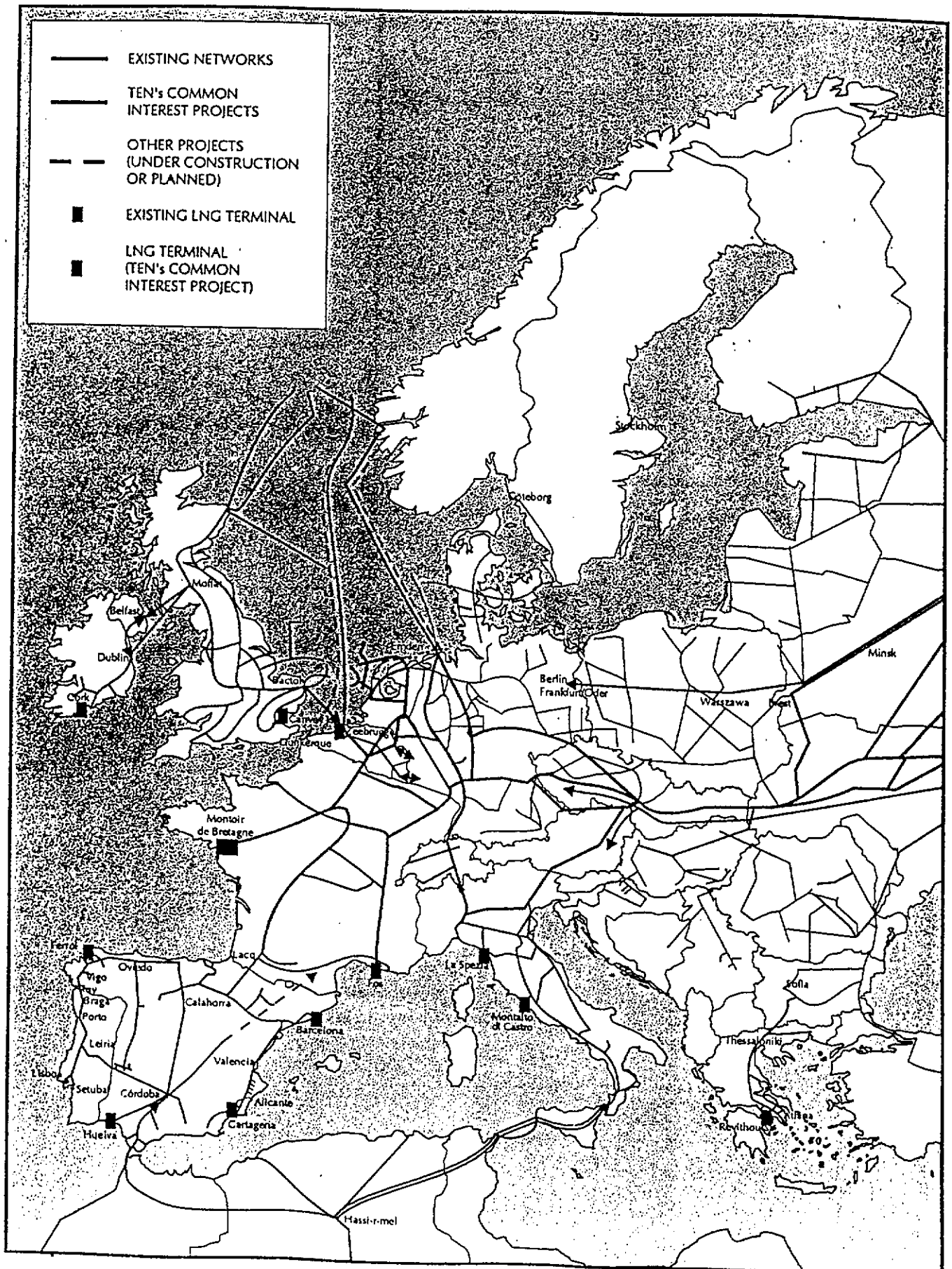
Abbildungsbeschriftung: Landkarte mit den europäischen Gasleitungsnetzen.

T.E.N. (Trans-Europa Netz) GAS

- _____ Bestehende Netze
- _____ TEN-Vorhaben von gemeinschaftlichem Interesse
- Andere Vorhaben (im Bau bzw. geplant)
- | Vorhandener LNG-Terminal
- | LNG-Terminal (TEN-Vorhaben von gemeinschaftlichem Interesse)

9/18/95

EUROPEAN NATURAL GAS NETWORKS



Bundesrat

Drucksache 918/95 (Beschluß)

01.03.96

Beschluß **des Bundesrates**

Mitteilung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften "Die Gasversorgung der Europäischen Gemeinschaft und zukünftige Perspektiven"

KOM(95) 478 endg.; Ratsdok. 11964/95

Der Bundesrat hat in seiner 694. Sitzung am 1. März 1996 gemäß §§ 3 und 5 EUZBLG die folgende Stellungnahme beschlossen:

Der Bundesrat nimmt die Mitteilung der Kommission mit folgenden Anmerkungen zur Kenntnis:

1. Zu den Versorgungs- und Bedarfsaussichten

Es ist nicht erkenntlich, auf welcher Basis die spezifischen Bedarfsgrößen erhoben wurden. Auch ist nicht ersichtlich, in welchem Verhältnis die Prognosen des Gasverbrauchs zum Energieverbrauch insgesamt stehen. Unverständlich ist die Prognose, es sei nicht auszuschließen, daß der Elektrizitätssektor für einen Anteil von über 50 Prozent am Anstieg des Gasverbrauchs bis zum Jahre 2010 verantwortlich sein wird. Vielmehr werden die Hauptanteile für die Stromproduktion auf festen Brennstoffen beruhen. Der Bundesrat fordert die Bundesregierung auf, darauf Einfluß zu nehmen, Gas vorzugsweise im Wärmemarkt einzusetzen. Bei der Stromproduktion sollte Gas nur in Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen zum Einsatz kommen, hierbei nach Möglichkeit in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken.

2. Im Hinblick darauf,

- daß die Versorgungssicherheit mit Energie, insbesondere durch Energieeinsparung und rationelle Energieverwendung, nachhaltig gesteigert werden kann,

- daß die Energieressourcenschonung und der Klimaschutz sowie die rationelle Verwendung von Energie auch im Rahmen der EU wichtige Ziele darstellen,
- daß die rationelle Energieverwendung, insbesondere durch Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung im gewerblichen Bereich in ganz Europa, im Bereich der Raumwärme und Brauchwassererwärmung zumindest in Mittel- und Nordeuropa, in erheblichem Maße zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen kann,

bedauert der Bundesrat, daß die Frage der effizienten Verwendung des Gases in dem Bericht praktisch keine Rolle spielt. Dabei bestehen gerade für den Energieträger Erdgas durch den Einsatz von Gasmotoren, Gasturbinen und GuD-Kraftwerken besonders günstige Möglichkeiten zur bedarfsangepaßten Nutzung des Erdgases in Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Bundesrat bittet daher die Bundesregierung, mit Nachdruck bei der EU darauf hinzuwirken, daß diese geeignete Maßnahmen vorschlägt, umsetzt und unterstützt, um das erhebliche Ausbaupotential für Kraft-Wärme-Kopplung auf Gasbasis EU-weit realisieren zu können.

3. Völlig ausgeklammert wird der Bereich der regenerativen Energien, obwohl speziell bei integralen Wärmeversorgungslösungen die Verknüpfung von Erdgas und Solarenergie besonders sinnvoll und effizient ist. Vollständig fehlen auch die Aspekte der Integrierten Ressourcenplanung. Die Entwicklung des Gasabsatzes sollte in eine Gesamtstrategie der Energiebereitstellung eingebunden werden.

Dabei sollten folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Endlichkeit aller fossilen Energiereserven,
- feste und flüssige Brennstoffe (Marktanteile),
- Anstieg regenerativer Energien,
- H₂- bzw. CH₄-Wirtschaft,
- Integrierte Ressourcenplanung.

4. Zu der steigenden Abhängigkeit von Gasimporten aus Drittländern, hier speziell zu den drei Hauptlieferanten (Rußland, Algerien und Norwegen) ist nicht nur auf die teilweise instabile politische Lage hinzuweisen. Besonders in Rußland sollte der mitunter katastrophale Zustand der Fortleitungssysteme nicht unerwähnt bleiben. Auch die besten CO₂-Minderungsstrategien auf EU-Ebene sind nur wenig sinnvoll, wenn bei Gasimporten nicht auf eine ressourcenschonende Förderung bzw. Transport hingewirkt wird. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, sich für Untersuchungen einzusetzen, inwieweit entsprechende Hilfestellungen geleistet werden müssen.

5. Der Bundesrat weist darauf hin, daß im Grünbuch zur Energiepolitik der Europäischen Union unter 1.5.14 folgender Grundsatz festgelegt wurde: "Von wenigen Ausnahmen abgesehen, belastet jede energiewirtschaftliche Betätigung des Menschen ... die Umwelt Es ist somit nicht möglich, zu einer technisch und wirtschaftlich tragfähigen Energiepolitik zu gelangen ohne ein globales strategisches Konzept zum Schutz unserer Lebensumwelt." Diese Leitlinie wird in der vorliegenden Mitteilung keineswegs berücksichtigt. Auch wenn ausdrücklich betont wird, daß hier die Gasversorgung im Mittelpunkt steht, kann dieser Themenbereich unmöglich aus dem Gesamtkonzept einer gemeinschaftlichen energiepolitischen Strategie ausgeklammert werden.
6. Der Bundesrat bittet die Bundesregierung, darauf hinzuwirken, eine entkoppelte Diskussion der Gasversorgung von dem energiepolitischen und ökologischen Gesamtkonzept nicht zuzulassen. Vielmehr muß auch der Bereich Gasversorgung Teil eines globalen strategischen Konzeptes sein.