

Die schweizerische Erdölfrage im Jahre 1971

Autor(en): **Büchi, Ulrich P.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure**

Band (Jahr): **39 (1972-1973)**

Heft 95

PDF erstellt am: **01.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-198495>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Die Schweizerische Erdölfrage im Jahre 1971

von ULRICH P. BÜCHI

Die enorme Verlagerung der schweizerischen Energieversorgung auf Erdölprodukte in den letzten 20 Jahren kommt eindrücklich in der Energiebilanz unseres Landes zum Ausdruck.

	1950	1960	1970	1971
Elektrizität	20,2	20,7	15,3	15,4
Kohle	42,7	25,1	4,4	2,8
Holz	12,3	4,7	1,6	1,5
Importgas (Stadt- und Erdgas)			0,3	0,6
Erdölprodukte	24,8	49,5	78,4	79,7

Diese Entwicklung, wie auch die Erdgasintegration in die Energieversorgung unseres Landes erfordern eine Vergrößerung der Vorräte sowie die Schaffung von Erdgasspeichern für die Deckung des Spitzenbedarfs und für die Pflichtlagerhaltung.

Eigene Öl- und Gasvorkommen würden diese Probleme wesentlich vereinfachen und zudem eine gewisse Unabhängigkeit unserer Energieversorgung vom Ausland mit sich bringen.

Nach einigen Jahren geringerer Forschungsintensität zeichnen sich heute in der schweizerischen Erdölforschung Tendenzen, ab in Gebieten, die bisher noch nicht Gegenstand gezielter Exploration waren, umfangreiche neue Forschungsprogramme zu realisieren.

1. Die Schweizerische Erdölforschung

Swisspetrol Holding AG

Aus dem Geschäftsbericht 1971 können folgende Daten über die Tätigkeit der Swisspetrol Beteiligungs-Gesellschaften entnommen werden:

SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

Die Forschungstätigkeit beschränkte sich auf geologische Studien, Kompilationen und Laboratoriumsuntersuchungen. Ihr Schwerpunkt lag im Blick auf die von Swisspetrol projektierte Alpenrand-Forschung in der subalpinen Molasse und dem nördlichen Alpenrandgebiet. In diesem Zusammenhang stehen auch die Bemühungen der SEAG um Abrundungen ihres Konzessionsgebietes nach Süden.

LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern

Die 1969 begonnenen gezielten Untersuchungen in der subalpinen Molasse durch Bearbeitung von Gesteinsproben wurde weitergeführt. Auch die LEAG bemüht sich, ihr Konzessionsgebiet in Richtung Alpenrand zu erweitern. Mit den Kantonen Ob- und Nidwalden werden entsprechende Verhandlungen geführt.

SA DES HYDROCARBURES, Lausanne

Es wurden vielfältige geologische Komplikationsarbeiten ausgeführt. Auch wurden einige seismische Linien im der SAdH konzedierten Juragebiet projektiert.

BEAG, bernische Erdöl AG, Bern

Das Geschäftsjahr stand im Zeichen intensiver Vorbereitungsarbeiten des Berner Erdölkonsortiums für eine auf Frühjahr 1972 in Aussicht genommene Tiefbohrung bei Linden. Nach Abklärung der Tiefentektonik der subalpinen Molasse bis zum Alpenrand wurde die Lokation einer Tiefbohrung bei Linden bestimmt.

Die hydrologischen Verhältnisse der Bohrstelle und ihrer weiteren Umgebung wurden durch eingehende Untersuchungen im Rahmen eines langdauernden Studienprogramms erfasst. Gestützt darauf sind alle notwendigen Gewässerschutzmassnahmen getroffen worden.

Ende 1971 waren die Zufahrtsstrasse und der Bohrplatz in topographisch schwierigem Gelände erstellt. Mittlerweile ist das Bohrgerät bereits aufgestellt worden und hat seine Tätigkeit in Angriff genommen.

JURA-PROSPEKTION

Am 16. September 1971 schloss Swisspetrol mit Shell Switzerland einen Konsortialvertrag ab, welcher die gemeinsame Erforschung wesentlicher Teile der schweizerischen Juragebiete auf Erdöl- und Erdgasvorkommen bezweckt. Diesem Vertrag liegt ein Rahmenprogramm mit Gesamtkosten von gegen 25 Mio. Franken zugrunde, welches in verschiedenen Etappen abgewickelt werden soll. Der Grossteil der Forschungskosten wird von Shell getragen. Im Falle der Fündigkeit aber kommt der Schweizer Gruppe die Mehrheit in der oder den Ausbeutungsgesellschaften zu, gegen Aufzahlung der entsprechenden Quote der effektiv aufgewendeten Forschungsmittel.

Namens des Swisspetrol/Shell-Konsortiums sind in den Jura-Kantonen Waadt, Neuenburg, Bern und Solothurn Konzessionsgesuche eingereicht worden. Sobald diese Konzessionen erteilt sind, wird mit Forschungsarbeiten begonnen. Im Rahmen der Swisspetrol-Partizipation an der Juraforschung sind Unterbeteiligungen offeriert worden. Bereits hat die BEAG davon für die Erforschung des Berner Jura Gebrauch gemacht.

2. Raffinerien

2.1 Produktionsstatistik

	1969	1970	1971
Flüssiggase	53 584 t	59 043 t	66 970 t
Leichtbenzin	87 308 t	110 771 t	111 124 t
Supertreibstoff	617 233 t	622 252 t	636 569 t
Normalbenzin	216 604 t	222 142 t	198 108 t
Leuchtpetrol	5 640 t	6 512 t	4 989 t
Flugpetrol	88 683 t	135 373 t	120 621 t
Dieseltreibstoff	226 061 t	227 337 t	245 230 t
Heizöl extra leicht	1 864 483 t	1 921 702 t	1 912 603 t
Heizöl mittel	202 272 t	206 975 t	169 663 t
Heizöl schwer	1 413 910 t	1 421 621 t	1 474 999 t
Bitumen	119 746 t	145 635 t	131 647 t
Schwefel	1 418 t	1 632 t	1 517 t
Subtotal	4 896 942 t	5 080 995 t	5 074 040 t
Eigenverbrauch	212 887 t	224 263 t	223 663 t
Total	5 109 829 t	5 305 258 t	5 297 703 t

2.2 Raffinerie du Sud-Ouest SA

Die Produktion der Raffinerie erreichte im Berichtsjahr 2655178 Tonnen, was einer vollen Ausnutzung der Aufbereitungs-Kapazität entspricht.

2.3 Raffinerie Cressier SA

Im Berichtsjahr 1971 wurden 2680664 Tonnen Rohöl verarbeitet, d. h. gegenüber dem Vorjahr (2,8 Mio Tonnen) ca. 6% weniger. Dies ist erklärt durch eine 4wöchige Stilllegung zwecks Inspektion der Anlagen, die in den Monaten April/Mai programm-gemäss durchgeführt wurde.

Die durchschnittlich verarbeitete Menge pro Arbeitstag konnte jedoch gegenüber dem Vorjahr noch etwas erhöht werden.

2.4 Raffinerie Rheintal AG

Nach langen Vorarbeiten ist die Raffinerie Rheintal AG im Jahre 1971 mit einem Bau-gesuch für die Heizöl-Umschlagsanlage an die zuständigen Instanzen getreten. Da für den Pipeline-Anschluss eine Bewilligung des Bundes erforderlich ist, wurde zum vorne-herin mit einer längeren Behandlungsfrist für das Gesuch gerechnet. Einsprachen auf-grund von Bedenken über eine Schädigung der Umwelt, wie auch aus wirtschaftlichen Motiven, führten jedoch zu weiteren Verzögerungen. Mit einer Bewilligung im Jahre 1972 wird gerechnet.

3. Pipeline

3.1 Oleoduc du Rhône SA

Die Oleoduc du Rhône SA, die den schweizerischen Teil der Zweigleitung der Cen-traleuropäischen Leitung Ferrara über den Grossen St. Bernhard zur Raffinerie du Sud-Ouest SA in Collombey/Muraz betreibt, hat 2667021 t in 7200 Betriebsstunden stö-rungsfrei durchgesetzt, oder 370 t/h (Vorjahr 350 t/h).

3.2 *Oleoduc du Jura SA Neuchâtelois*

Diese Pipeline hat das ganze Jahr 1971 einwandfrei funktioniert. Die transportierte Menge Rohöl betrug 2693721 t gegenüber 2,8 Mio Tonnen im Vorjahr, was auf die geplanten Inspektionsarbeiten in der Raffinerie mit entsprechendem Stillstand der Produktion zurückzuführen ist.

3.3 *Pipeline Genua|Ingoldstadt|Oleodotto del Reno – Stück der CEL*

Die Oleodotto del Reno SA, die das schweizerische Teilstück der von Genua nach Ingoldstadt führenden Centraleuropäischen Pipeline zwischen dem Splügenpass und Bodensee betreibt, hat ohne Störungen 7542731 t Rohöl in 6979 Betriebsstunden durchgesetzt, d. h. eine durchschnittliche Menge von 1081 t/h (Vorjahr 1008 t/h).

4. Gasindustrie

Dem 52. Jahresbericht des Verwaltungsrates der schweizerischen Gaswerke an der Delegiertenversammlung über das Geschäftsjahr 1971 können folgende interessante Daten entnommen werden:

Das Jahr 1971 darf für die schweizerische Gaswirtschaft als aussergewöhnlich bedeutsam bezeichnet werden: Erstmals in der Geschichte der schweizerischen Gaswirtschaft überstieg die Gasabgabe – umgerechnet auf einen Heizwert von 4200 kcal/m³ – mit 515 Mio m³ (Vorjahr: 445 Mio m³) die 500-Mio-m³-Marke. Die Zuwachsrate von 1970 auf 1971 beträgt im Landesdurchschnitt 15,7% (Vorjahr 12,2%), was ebenfalls einen neuen Höchstwert darstellt. Vor allem aber wurden 1971 grundlegende Entschiede getroffen, welche die Entwicklung der gesamtschweizerischen Gas- und Energieversorgung auf lange Sicht beeinflussen werden.

Am 24. Februar 1971 wurde zwischen der SNAM SpA, Mailand, dem Verband Schweizerischer Gaswerke, der Gasverbund Mittelland AG, der Gasverbund Ostschweiz AG und der GAZNAT SA ein Rahmenvertrag über den Bau des schweizerischen Teilstücks der transeuropäischen Pipeline Holland–Italien unterzeichnet, welcher der Schweiz auch ein Bezugsrecht über Erdgaslieferungen von 500 Mio m³ pro Jahr aus dieser Leitung sichert.

Am 7. April 1971 wurde in St. Gallen die AG für Erdgas gegründet, welche die an der schweizerischen Erdgasversorgung beteiligten gaswirtschaftlichen Organisationen – VSG, GVM, GVO und GAZNAT SA – zusammenfasst. Diese Gesellschaft vertritt u. a. die Interessen der Schweiz in der am 25. Juni 1971 konstituierten Transitgas AG, deren Aufgabe der Bau und Betrieb des schweizerischen Teilstücks der Transitpipeline ist.

Die Arbeiten für die Erdgasumstellung des Versorgungsgebietes der Gasverbund Mittelland AG gingen planmässig voran. Sie werden im Herbst 1972 abgeschlossen sein. Am 30. August 1971 konnte im ersten Umstellbezirk der GVM – Reinach BL – reines Erdgas verteilt werden, nachdem das alte Stadtgas aus den Leitungen gedrückt und abgefackelt worden war.

Die zweite Zubringerleitung der GVM, die Pipeline von Ottmarsheim (Elsass) nach Basel, konnte anfangs August 1971 in Betrieb genommen werden.

Die Gasverbund Ostschweiz AG hat anfangs Juli 1971 die Verteilung von reinem Erdgas in ihrem gesamten Versorgungsgebiet beschlossen. Bereits im Sommer 1971 konnten in der Stadt Zürich die ersten Arbeiten für die Umstellung der Geräte begonnen werden. Ab 1974 wird in der Stadt Zürich nur noch reines Erdgas verteilt; 1975 wird die Umstellung bei allen 12 GVO-Partnern beendet sein.

Schliesslich wurden die Vorarbeiten für das schweizerische Primärnetz zur Versorgung der gaswirtschaftlichen Regionen mit Erdgas aus der Transitpipeline entscheidend gefördert. Parallel dazu wurde von der GAZNAT der Aufbau eines westschweizerischen Regionalverbundnetzes vorbereitet.

4.1 *Aufbau des Erdgas-Transitsystems*

Am 24. Februar 1971 konnte – bloss fünf Monate nach der ersten Besprechung im Oktober 1970 – zwischen der SNAM SpA, Mailand, einer Tochtergesellschaft des ENI-Konzerns, dem Verband Schweizerischer Gaswerke, der Gasverbund Mittelland AG, der Gasverbund Ostschweiz AG und der GAZNAT SA ein Rahmenvertrag über den Transport von Erdgas durch die Schweiz unterzeichnet werden. Dieser umfasst neben allgemeinen Vertragsbestimmungen einen Konsortialvertrag über den Bau des schweizerischen Teilstückes der transeuropäischen Pipeline von Holland nach Italien sowie einen Vorvertrag über Erdgaslieferungen von jährlich 500 Mio m³ aus dieser Leitung in die Schweiz.

Dieses Leitungsprojekt geht darauf zurück, dass die SNAM SpA, Mailand, ein ihr von der NAM (N.V. Nederlandse Aardolie Maatschappij) eingeräumtes Optionsrecht für den Bezug von holländischem Erdgas im Sommer 1970 ausübte, worauf die schweizerische Gaswirtschaft, im Einvernehmen mit den Bundesbehörden, sofort ihr Interesse an der Führung dieser Leitung durch die Schweiz bekundete. Die Unterstützung durch die Landesbehörde erfolgte im Sinne ihres Regierungsprogrammes, in welchem sie die Diversifizierung der schweizerischen Energieversorgung wie auch die Förderung moderner und umweltfreundlicher Energien postuliert.

Mit der Vertragsunterzeichnung realisierte sich für die Schweiz früher als erwartet eine Basis der Erdgasversorgung, die der im Rahmen der landesplanerischen Studien des Instituts für Orts-, Regional- und Landesplanung als Ideallösung beschriebenen «grossen Lösung» – Erdgas-Import in grösseren Mengen bei tiefen Bezugspreisen durch Einbezug der Schweiz in ein europäisches Erdgastransportnetz – recht nahe kommt. Bei den Arbeiten zum Aufbau der schweizerischen Erdgasversorgung ab Transitpipeline konnte denn auch teilweise auf die mit dieser Studie geleistete Vorarbeit zurückgegriffen werden.

Die Transitpipeline Holland–Italien verlässt die Niederlande im Raume Maastricht und traversiert die Bundesrepublik auf der Linie Eifel, Hunsrück, Karlsruhe, Rheintal. Sie erreicht die Schweiz im Raume Rheinfelden-Möhl, durchquert – stets unterirdisch – den Jura und das Mittelland im Raume Aarau/Olten und führt über das Suhrental, das Entlebuch, den Sörenberg und das Haslital sowie das Goms zum Griespass, wo sie die Schweiz verlässt und über das italienische Val Formazza in den Raum Domodossola führt, um weiter südlich ihr Ziel – Mortara – zu erreichen. Bei der Detailrekonstruktion der Trasseeführung wurde grösster Wert darauf gelegt, das Landschaftsbild zu schonen und die Zonenpläne der zu durchfahrenden Gemeinden zu berücksichtigen. Die Leitung mit einem Durchmesser von rund 900 mm wird vorerst von Holland bis ins schweizerische Mittelland 6,5 und danach 6 Mrd m³ Erdgas transportieren, was rund 75% ihrer Kapazität im derzeitigen Ausbauzustand entspricht.

4.2 *Bearbeitung der innerschweizerischen Probleme*

Die Beteiligung an der internationalen Erdgasleitung Holland–Italien hat für die schweizerische Gaswirtschaft eine Reihe von Problemen aufgeworfen, die auf Landesebene zu lösen waren. Im wesentlichen mussten die Voraussetzungen für die Wahrnehmung der schweizerischen Rechte und Pflichten aus dem Rahmenvertrag mit der

SNAM SpA geschaffen werden. Es erwies sich als zweckmässig, dafür eine schweizerische Landesgesellschaft für Erdgas in der Rechtsform einer Aktiengesellschaft zu schaffen. Die «Aktiengesellschaft für Erdgas» wurde am 7. April 1971 in St. Gallen gegründet; deren Gründeraktionäre sind ausser dem Verband Schweizerischer Gaswerke die Gasverbund Mittelland AG, die Gasverbund Ostschweiz AG und die GAZNAT SA.

Die «Aktiengesellschaft für Erdgas» stellt die schweizerische Mehrheitsbeteiligung an der Transitgas AG. Binnenwirtschaftlich besteht ihre Aufgabe darin, die Erdgasmen- gen aus der Transitpipeline den regionalen und lokalen Verteilern zuzuführen. Ferner befasst sich die Gesellschaft mit der Beschaffung weiterer Erdgasdisponibilitäten. Schliesslich sind die Probleme der Anlage von Erdgasspeichern in grossem Maßstab zu bearbeiten, die geschaffen werden müssen, um betrieblichen wie auch kriegswirtschaftlichen Forderungen zu entsprechen.

In Erfüllung der erstgenannten Aufgabe hat die AG für Erdgas am 6. Januar 1972 ein Konzept für das schweizerische Primärnetz beschlossen, welches die ergänzende Infrastruktur zur Transitleitung und zu den Regionalversorgungsnetzen bildet. Bei der Prüfung der diversen Leitungskonzepte gingen die AG für Erdgas sowie die Bundesbehörden davon aus, dass die Versorgungsinteressen der vier in einer ersten Ausbauphase für Erdgas zu erschliessenden Landesteile – Ostschweiz, Mittelland, Westschweiz und Zentralschweiz – berücksichtigt werden müssen. Dabei wurde angestrebt, die sich aus der Trasseeführung ergebenden Standortvorteile der einzelnen Regionen im Sinne der eidgenössischen Solidarität auszugleichen.

Das vorliegende Konzept des Primärnetzes beinhaltet die Summe aller Regionalinteressen und hat die Verteilung des Erdgases aus der Transitpipeline zu den regionalen Verteilern zum Ziel. Es ist Bestandteil eines langfristigen gesamtschweizerischen Dispositivs, das aufgrund der landesplanerischen Leitbilder des Instituts für Orts-, Regional- und Landesplanung erstellt wurde. Das Gesamtkonzept umfasst eine Mittelland-Transversale von der Beschaffungszentrale der GVO in Schlieren in die Westschweiz, die in das Regionalnetz der GAZNAT SA mündet, das ebenfalls durch die Leitung Oberwald–Monthey mit Erdgas aus der Transitpipeline versorgt wird. Damit soll aus den Leitungen der GAZNAT SA und den von der Transitpipeline ausgehenden Leitungen der AG für Erdgas ein ringförmiges Leitungssystem entstehen, das durch Ver- maschungen und Netzerweiterungen im Mittelland, in der Zentral-, West- und Ostschweiz zu vervollständigen sein wird.

In der ersten Ausbaupause wird die gesamte Leitung von Oberwald nach Bex erbaut, wodurch die Versorgung der GAZNAT sichergestellt ist. Von der Mittelland-Transversale werden in der ersten Phase die beiden Teilstücke von Staffelbach nach Buchi zur Belieferung der GVM und von Staffelbach nach Schlieren zur Versorgung der GVO errichtet. Weitere Zollmess- und Abgabestationen werden bei Zuzgen zur Versorgung des Hochrheingebietes und bei Ruswil errichtet, von wo aus Luzern bedient wird. Die Ingenieurarbeiten für die genannten Leitungen sind Ende 1971 in die Wege geleitet worden.

Mit den Erdgasmen- gen aus der Transitpipeline wird sich das Gasangebot der schweizerischen Gaswirtschaft verdreifachen. Da die von den Regionalgesellschaften bisher abgeschlossenen Erdgasbezugsverträge selbstverständlich in Kraft bleiben, umfassen die derzeit gesicherten Erdgasdisponibilitäten der Schweiz somit 500 Mio m³ Erdgas pro Jahr aus der Transitleitung, die zu je einem Drittel an die GVO, GVM und die GAZNAT abgegeben werden, 250–300 Mio m³ holländisches bzw. norddeutsches Erdgas für die GVM aus den Verträgen mit der Gaz de France und der Gasversorgung Süd- deutschland GmbH sowie 50 Mio m³ Erdgas für die GVO aus den süddeutschen Fel-

dern bei Pfullendorf, insgesamt also 800–850 Mio m³ pro Jahr, was etwa 1,6 Mrd m³ Stadtgas entspricht.

Die genannten Erdgasimporte erfolgen über insgesamt vier Zufuhrwege, nämlich die Transipeline Holland–Italien, die Leitung Pfullendorf–Schlieren, die Erdgasleitung Freiburg i. Br.–Basel sowie die Pipeline Ottmarsheim (Elsass)–Basel. Dieses Dispositiv bietet gute Voraussetzungen für eine spätere, weitmaschig diversifizierte Erdgasversorgung.

Auch im Hinblick auf die Untertagespeicherung von Erdgas, welche aus betrieblichen wie auch aus kriegswirtschaftlichen Gründen bedeutsam ist, wurden bereits vorsorgliche Massnahmen getroffen. Mit den zuständigen eidgenössischen Instanzen konnten langfristige Richtlinien für den sukzessiven Aufbau des erforderlichen Dispositivs festgelegt werden, die nach Massgabe der technischen Entwicklung und des Fortschritts der geologischen Arbeiten realisiert werden sollen. Ausserdem wurden Übergangsmassnahmen für die Gewährleistung einer adäquaten Versorgungssicherheit vorgesehen. Des weiteren sind Bestrebungen im Gange, die Speicherprobleme in enger Zusammenarbeit zwischen allen interessierten Behörden und Wirtschaftskreisen zu lösen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die schweizerische Gaswirtschaft in eine überaus interessante Entwicklungsphase eingetreten ist, die ihr einen neuen und bedeutsamen Aufschwung sichern wird. Sie bleibt sich indessen der Tatsache bewusst, dass die Energiebilanz unseres Landes durch die neuen Erdgasdisponibilitäten noch in keiner Weise grundlegend verändert wird. Das neu verfügbare Erdgas erscheint jedoch als ein wesentliches und willkommenes Element, welches die energiewirtschaftliche Infrastruktur unseres Landes verbessern und vermehren kann.

4.3 Statistische Daten

Die Statistik über die Gasproduktion, den Import von Erd- und Ferngas sowie über die Gasabgabe und die Fabrikation von Nebenprodukten ergibt folgendes Bild:

Gas aus Steinkohlen	80 Mio m ³	Vorjahr 125 Mio m ³
Gas aus Kohlenwasserstoffen	294 Mio m ³	Vorjahr 260 Mio m ³
Propan/Luftgemisch	12 Mio m ³	Vorjahr 11 Mio m ³
Totale Gasproduktion	386 Mio m³	Vorjahr 396 Mio m³
Einfuhr von Ferngas	119 Mio m ³	Vorjahr 74 Mio m ³
Einfuhr von Erdgas	122 Mio m ³ *	Vorjahr 28 Mio m ³
	627 Mio m ³	Vorjahr 498 Mio m ³
Gasexport	6 Mio m ³	Vorjahr 5 Mio m ³
Totale Gasdisponibilität	621 Mio m³	Vorjahr 493 Mio m³

* umgerechnet auf 4200 kcal/m³

Damit hat die inländische Gasproduktion leicht abgenommen, während die Importe gasförmiger Energie stark zugenommen haben. Knapp zwei Drittel des eingeführten Erdgases wurden zur Stadtgaserzeugung verwendet.

Abgabe von Stadt- und Ferngas*	477 Mio m ³	Vorjahr 432 Mio m ³
Abgabe von Erdgas**	38 Mio m ³	Vorjahr 13 Mio m ³
Totale Gasabgabe	515 Mio m³	Vorjahr 445 Mio m³

* einschliesslich Propan/Luftgemisch

** umgerechnet auf 4200 kcal/m³

Zum Schluss ist es mir eine angenehme Pflicht, all jenen zu danken, die mir Unterlagen zur Abfassung des vorliegenden Berichtes zur Verfügung gestellt haben. Dank gebührt den schweizerischen Erdölgesellschaften (Swisspetrol Holding AG, SEAG, LEAG, SA des Hydrocarbures, BEAG), der Gewerkschaft Elwerath, Hannover, der Petroles d'Aquitaine (Berne) SA, der Direktion der Raffinerie du Sud-Ouest SA, der Direktion der Oleodotto del Reno SA, Chur, den Herren Dr. GUSTAV E. GRISARD, Direktor J.-P. LAUPER vom Verband Schweizerischer Gaswerke, Zürich, Dr. W. RUGGLI und der Direktion der Shell Switzerland sowie der Erdölvereinigung, Zürich.