

Zeitschrift: Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure
Band: 50 (1984)
Heft: 119

Artikel: Die schweizerische Erdölfrage 1983
Autor: Büchi, Ulrich P.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-208323>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 05.10.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Die schweizerische Erdölfrage 1983

VON ULRICH P. BÜCHI ¹⁾

Abstract on Swiss Exploration

In 1983 petroleum exploration in Switzerland entered in its third phase. For the first time the Swiss Federal Government participated in the new 150-million Swiss francs -venture.

A contract between SWISSPETROL and SWISSGAS for the supply of gas from Finsterwald-1 had been signed. The concession for connecting this well to the nearby gas-pipeline had been granted by the federal government at the end of this year. The Swiss shareholders participate in the production costs (and in the income) with 51%.

In most of the SWISSPETROL concessions seismic work and reinterpretation continued. Reworking of previously achieved geological data had been carried on.

Im Berichtsjahr erhöhte sich der Erdölverbrauch gemäss Import-Statistik der Schweiz um 1 204 633 t.

1973	14 606 449 t	1979	12 770 752 t
1974	13 355 836 t	1980	12 648 370 t
1975	12 223 201 t	1981	11 186 275 t
1976	12 888 348 t	1982	10 758 240 t
1977	12 970 439 t	1983	11 962 873 t
1978	13 181 464 t		

Die schweizerische *Energiebilanz* (Primärverbrauch) weist bei den Erdölprodukten eine geringe Abnahme auf.

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
	%	%	%	%	%	%
Erdölprodukte	75,0	73,0	71,4	68,8	67,7	67,6*
Elektrizität	17,3	18,4	18,6	19,2	19,9	20,0
Gas	3,7	4,3	4,9	5,5	6,0	6,5
Kohle	1,4	1,4	2,0	3,0	2,7	2,2
Holz	1,2	1,4	1,4	1,6	1,7	1,6
Müll, Industrielle Abfälle	0,5	0,6	0,5	0,7	0,7	0,8
Fernwärme	0,9	0,9	1,2	1,2	1,3	1,3
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100

* davon entfallen ca 28,1% auf flüssige Treibstoffe und ca. 39,5% auf flüssige Brennstoffe.

¹⁾ DR. U. P. BÜCHI, Eggenbergstrasse 9, 8127 Forch

1. Die Erdölforschung in der Schweiz

Im Berichtsjahr begannen im Rahmen des 3. Forschungsprogrammes, für welches seitens der schweizerischen und ausländischen Partner für gut 150 Mio Franken neue Mittel zur Verfügung gestellt wurden, umfangreiche seismische Vermessungsarbeiten.

Aus dem Geschäftsbericht der Swissspetrol können folgende Angaben über die Finanzierung entnommen werden:

Das Geschäftsjahr 1983 wird sicherlich in der Geschichte der Swissspetrol als ein umwälzendes und turbulentes Jahr eingehen, galt es doch, das alte Forschungsprogramm abzuschliessen und gegenüber dem neuen, dritten Forschungsprogramm abzugrenzen. Diese Abgrenzung war notwendig, weil bei der Finanzierung auf Schweizerseite neue Geldgeber (Bund und einige Aktionäre) auftreten sollten und die Mittel für das bisherige und das neue Programm nicht vermischt werden durften.

Sodann war 1983 die Finanzierung des dritten Forschungsprogrammes auf Schweizerseite sicherzustellen.

Gleichzeitig mussten die Verträge mit den ausländischen Partnern – vorab mit den Gewerkschaften Brigitta und Elwerath – unter dem Vorbehalt des Zustandekommens der Finanzierung auf Schweizerseite, zur Unterschriftsreife gebracht werden.

Da Forschungsprogramme, wie sie für die Beteiligungsgesellschaften der Swissspetrol durchgeführt werden, eine langfristige Planung voraussetzen, galt es – nachdem die Finanzierung und die vertraglichen Regelungen des neuen Forschungsprogrammes länger dauerten als angenommen –, die ersten geplanten Arbeiten für 1983 des neuen Programmes, wenn irgend möglich, trotzdem durchzuführen.

In das Geschäftsjahr 1983 fällt auch die Unterzeichnung des ersten Erdgasliefervertrages von Schweizer Erdgas. 16 Monate nach Beginn der ersten Verhandlungen, an denen die SWISSPETROL immer beteiligt war, konnte der Erdgasliefervertrag zwischen LEAG und SWISSGAS unterzeichnet werden.

1983 war auch geprägt von einigen gewichtigen personellen Änderungen in der Oberleitung der Swissspetrol, haben doch auf die letzte Generalversammlung hin einige «Kämpfer der ersten Stunden» der schweizerischen Erdöl- und Erdgasforschung die Beendigung des zweiten Forschungsprogrammes zum Anlass genommen, aus dem Verwaltungsrat altershalber zurückzutreten.

Die nachstehenden Ausführungen über die Forschungstätigkeit in den Konzessionsgebieten der SEAG, LEAG, SAdH, BEAG, Petrosvibri SA und der Juragesellschaften sind dem Geschäftsbericht der Swissspetrol, teilweise den Jahresberichten der einzelnen Gesellschaften entnommen. Die Information über die Tätigkeit der FREAG erfolgte mündlich durch die BP (Schweiz) AG, hier wurde keine Forschungsarbeit durchgeführt.

1.1. SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich (SWISSPETROL-Beteiligung: 66,72 %)

Im Berichtsjahr umfassten die beiden seismischen Kampagnen rund 3,7 Truppmonate. Zum Teil handelte es sich um ein reines SEAG-Programm, zum Teil reichten die Profillinien grenzüberschreitend ins LEAG-Gebiet hinein.

Alle Profile dienten der Regionalvermessung zwischen Bodensee, Rhein und Faltenjura nördlich des subalpinen Messnetzes. Das Ziel ist die Erkundung mesozoischer Strukturen im Anstieg von Kreuzlingen zur Lägern-Struktur bzw. Kombination von Blattverschiebungen und antithetischen Störungen sowie die Kartierung von Permokarbontrögen.

Der erste Programmabschnitt wurde in der Zeit von Anfang Juni bis gegen Ende August durchgeführt. Der Trupp arbeitete zirka 2,9 Truppmonate. Für das sogenannte SEAG/LEAG-

Programm wurden die ersten Messungen am 8. November begonnen und am 9. Dezember 1983 abgeschlossen. Dieser Teil der Feldarbeiten erstreckte sich im SEAG-Gebiet auf 0,8 Truppmonate.

Die Profile umfassen 207,5 km im ersten Abschnitt und 58,3 km im zweiten Abschnitt, total 265,8 km.

Dauer der Konzession bis 31. Dezember 1990.

1. 2. LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern (SWISSPETROL-Beteiligung: 34,2 %)

1. 2. 1. Forschungstätigkeit

Im Berichtsjahr wurden in einem Truppmonat, verteilt auf 2 Kampagnen, im August und November/Dezember sechs Nord-Süd-Profile mit total 89,8 Profilkilometern vibroseismisch vermessen.

Die Arbeiten konzentrierten sich auf den Nordteil der Konzession, um dort im stärker strukturierten Bereich südlich des Faltenjuras – zusammen mit jeweiligen Profilverlängerungen ins SEAG-Gebiet – die Tektonik von Molasse und Mesozoikum zu erkunden. Die kurzen Geophongruppenabstände von 25 m versprechen ein besseres Auffinden von Störungen. Abhängig von ihrer Lage sind dann im nächsten Jahr die Verbindungslinien (West-Ost) geplant, um Strukturandeutungen abzusichern.

Zusätzlich wurden einige ältere Linien im Raum Pfaffnau-Altishofen neu abgespielt.

Dauer der Konzession bis 20. Juli 1989.

1. 2. 2. Tiefbohrung Finsterwald

Anschluss an die Transitgasleitung

Bereits Anfang August 1983 erfolgte ein erster entscheidender Schritt zur Realisierung der Gasabgabe. Es ging darum, den Anschluss an die Transitgasleitung Holland – Italien zu bewerkstelligen. Als Standort für die Einspeisung des Finsterwald-Gases wurde das Gebiet Wilzigen in der Gemeinde Entlebuch gewählt. Zunächst musste die Transitgasleitung für mehrere Tage stillgelegt und anschliessend am Anschlusspunkt entzweigeschnitten werden. An dieser Stelle wurde sodann ein rund 2,5 m langes und etwa 3 Tonnen schweres T-Rohrstück eingeschweisst. Die von Spezialisten während drei Tagen durchgeführten Arbeiten erforderten höchste Präzision. Sie verliefen praktisch reibungslos. Der eidg. Rohrleitungsinspektor, der in Wilzigen anwesend war, erteilte nach Abschluss der Arbeiten die Bewilligung zur Wiederinbetriebnahme der Gasförderung in der Transitgasleitung.

Pipeline Finsterwald-Entlebuch

Parallel zu den Arbeiten an der Anschlussstelle der Transitgasleitung wurde mit der Beschaffung der Durchleitungsrechte für die LEAG-Gasleitung vom Bohrplatz Finsterwald zum Anschluss Wilzigen begonnen. Zu diesem Zwecke musste mit 29 Liegenschaftseigentümern verhandelt werden. Es ging darum, von den Grundeigentümern zugunsten der LEAG das Recht zum Einlegen einer Rohrleitung mit einem Fernmeldekabel zu erhalten.

Die LEAG stiess mit ihrem Anliegen bei den betroffenen Grundeigentümern auf erfreuliches Verständnis. Gestützt auf die bereits abgeschlossenen Vereinbarungen werden Dienstbarkeitsverträge abgeschlossen und im Grundbuch eingetragen. Voraussetzung für die Aufnahme der Arbeiten an der Erdgasleitung Finsterwald-Entlebuch ist die Genehmigung

durch die zuständigen Instanzen. Das Detailprojekt für die Gasleitung wurde im November 1983 beim Bundesamt für Energiewirtschaft eingereicht und vom 10. 1. 1984 bis 10. 2. 1984 auf der Gemeindeganzlei Entlebuch öffentlich aufgelegt.

Der Bundesrat hat mit Entscheid von 12. 12. 1983 die Konzession für eine Rohrleitung mit einem maximalen Betriebsdruck von 70 bar und einem Aussendurchmesser von 114,3 mm auf die Dauer der Produktion, höchstens jedoch für 50 Jahre, erteilt. Die Konzession enthält Bestimmungen über die Detailprojektierung, über Rücksichtnahme auf Raumplanung, Gewässerschutz, Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Natur- und Heimatschutz, Fuss- und Wanderwege usw. Der LEAG wird in der Konzession das eidg. Enteignungsrecht zum Erwerb der für den Bau und Betrieb nötigen Rechte gewährt.

Erdgastrocknungsanlage Finsterwald

Bereits im letztjährigen Bericht wurde darauf hingewiesen, dass es notwendig ist, das erschlossene Erdgas vor Einleitung in die Pipeline zu trocknen und zu reinigen. Zu diesem Zweck ist eine sogenannte Tieftemperatur-Gastrocknungsanlage (CFA Coldfrac-Anlage) zu erstellen. Diese Anlage hat den Zweck, allfällige Wasserreste und höhere Kohlenwasserstoffe auszusondern, damit das Gas in einwandfreiem Zustand in die Transitgasleitung eingeführt werden kann. Die Gastrocknungsanlage wird auf dem Areal in Finsterwald, das für die Bohrarbeiten bereitgestellt wurde, errichtet. Der Gemeinderat von Entlebuch hat mit Entscheid vom 14. 9. 1983 für diese Anlage die Baubewilligung erteilt. Die Lieferung der Anlage, deren Kosten sich auf rund drei Millionen Franken stellen werden, ist auf Mitte 1984 vorgesehen.

Ausbeutungskonzession

Aufgrund der der LEAG im Jahre 1960 erteilten Schürfkonzession, hat LEAG einen Anspruch auf Erteilung der Ausbeutungskonzession. Diese Konzession, um welche mit Eingabe vom 28. 3. 1983 nachgesucht wurde, ist in der Zwischenzeit erteilt worden.

Finanzierung der Förderkosten

Im letztjährigen Bericht wurde darauf hingewiesen, dass die technischen Einrichtungen und Massnahmen für die Erstellung der Produktionsbereitschaft einen Aufwand von zehn bis zwölf Millionen Franken erfordern. Dieser ist dem effektiven Beteiligungsverhältnis entsprechend, zu 51% von den Schweizer Aktionären und zu 49% von BEB zu übernehmen. Die Förderkosten werden durch ein Darlehen eines Luzerner Bankenkonsortiums, bestehend aus der Luzerner Kantonalbank und den vier Grossbanken bereitgestellt. Aus dem Ertrag einer Gasproduktion sind in erster Linie diese Kosten abzutragen.

1. 3. BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern (SWISSPETROL-Beteiligung: 49,28%)

Die Forschungsarbeiten im Berichtsjahr umfassten vor allem Auswertungen der wissenschaftlichen Resultate aus der Bohrung Hermrigen 1 sowie Neuabspielungen und Reinterpretationen der seismischen Messdaten.

Im Nordteil der Berner Konzession wurde die bisherige Seismik durch ein Profil von 9,3 km Länge komplettiert.

Mit Zustimmung der BEAG wurde eine seismische Linie aus dem Kanton Waadt im Raume Montbovon um 1,5 km in den Kanton Freiburg hinein verlängert.

Ende des Berichtsjahres wurden die bisherigen Schürfbewilligungen Bern-Süd, Bern-Mittelland und Bern-Nord zu einer einzigen Schürfkonzession vereinigt.

Dauer der Konzession im Kanton Bern bis 31. Dezember 1985.

Dauer der Konzession im Kanton Freiburg bis 31. Oktober 1986.

1. 4. *SAdH, Société Anonyme des Hydrocarbures, Lausanne*
(SWISSPETROL-Beteiligung: 47,48%)

Im Berichtsjahr wurden lediglich Auswertungs- und Interpretationsarbeiten ausgeführt, die der Vorbereitung neuer Forschungsarbeiten im Felde dienen.

Dauer der Konzession bis 30. Juni 1984 (Verlängerung in Arbeit).

1. 5. *Petrosvibri SA, Vich VD*
(SWISSPETROL-Beteiligung: 51%)

In den Monaten September und Oktober wurden in 1,8 Truppmonaten 14 seismische Linien, total 125,7 Profilkilometer vibroseismisch vermessen.

Das Messnetz mit 14 neuen Linien enthielt sowohl weitere Regionalprofile im Nordost- und Südteil des Untersuchungsgebietes, wie auch Detaillinien in der Nähe des Genfersees, um die hier vorliegenden interessanten Resultate weiter abzusichern. Erstmals wurde auch das Gebiet des Rhontals einbezogen. Dort ist nach den zurzeit vorliegenden, noch sehr vorläufigen Ergebnissen bis jetzt nur sehr mächtiges Quartär zu sehen, während das Ziel der Messungen die Kartierung des Autochthons unter den alpinen Decken ist.

Die Verhandlungen über eine Konzession im Kanton Wallis stehen vor dem Abschluss.

Dauer der Konzession im Kanton Waadt bis 31. Juli 1984 (Verlängerung in Arbeit).

1. 6. *Jura-Gesellschaften*
(SWISSPETROL-Beteiligung: je 51%)

Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn; Baselland Petrol AG, Binningen; Jura Pétrole SA, Delémont.

Die Forschungsarbeiten beschränkten sich auf Reinterpretationen der seismischen Messungen und paläografische Auswertung, vor allem im Blick auf die Permokarbonverhältnisse.

Durch den Nachweis der Kohleführung des Karbons und damit einer gasgenerierenden Formation in der NAGRA-Bohrung Weiach ZH und der seismischen Bestätigung dass der Trog sich gegen Westen in die Gebiete der Kantone Baselland und Solothurn fortsetzt, erfolgte eine wesentliche Aufwertung der Region bezüglich Kohlenwasserstoff-Exploration.

Dauer der Konzessionen: Solothurn: bis 31. Mai 1989; Baselland: bis 3. September 1985; Jura: bis 31. Juli 1984 (Verlängerung in Arbeit).

Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne; Jura Bernois Pétrole SA, Moutier.
Derzeit keine Konzessionen.

1. 7. *FREAG, Freiburgerische Erdöl AG*

Gemäss mündlicher Mitteilung von BP (Schweiz) AG fanden im Gebiet der Konzession Fribourg Nord keine Forschungsarbeiten statt.

2. Raffinerien

Die nachstehenden Daten und Tabellen über Rohölverarbeitung und Leistungen der Pipelines sind dem Geschäftsbericht 1982 der Erdöl-Vereinigung entnommen worden.

2. 1. Produktionsstatistik

	1978 to	1979 to	1980 to	1981 to	1982 to	1983 to
Flüssiggase	91 991	105 986	103 326	94 170	111 804	138 858
Leichtbenzin	23 222	22 981	18 722	20 301	9 100	18 895
Supertreibstoff	717 923	808 613	909 205	912 351	854 795	906 912
Normalbenzin	156 646	169 085	192 914	187 569	199 595	206 641
Leuchtpetrol	4 750	5 734	5 710	5 997	5 370	4 761
Flugpetrol	200 536	208 495	224 087	231 261	226 796	253 845
Dieseltreibstoff	183 495	223 243	235 237	244 436	237 510	258 151
Heizöl extra leicht	1 620 369	1 742 180	1 768 547	1 484 844	1 431 399	1 512 461
Heizöl mittel	69 411	95 517	77 674	40 448	47 980	36 223
Heizöl schwer	734 492	833 475	665 244	542 832	547 187	682 874
Bitumen	140 188	149 546	131 692	126 726	121 917	115 915
Schwefel und Diverse	2 990	2 957	3 262	3 364	2 965	2 711
Subtotal	3 946 013	4 364 812	4 335 620	3 894 299	3 796 418	4 138 247
Eigenverbrauch	185 185	192 781	197 054	183 485	176 395	180 820
TOTAL	4 131 198	4 557 593	4 532 674	4 077 784	3 972 813	4 319 067

2. 2. Aufgliederung der Verarbeitung nach Raffinerien

	Rohöl to	Produkte, Spikes to	Total to
Raffinerie du Sud-Ouest SA	1 058 841	166 752	1 225 593
Raffinerie de Cressier SA	2 988 158	—	2 988 158
Raffinerie Rheintal AG	—	83 676	83 676

3. Pipelines

Name	Güterart	Tonnen	Total Tonnen	Betriebs-Stunden	Durchschnittlicher Stundendurchsatz t/h
Oleodotto del Reno	Rohöl (Transit)	7 301 337			
	verunreinigtes Heizöl Spikes ¹⁾ (Transit)	172 008 331 193	7 804 538	7 370	1 059
davon Sennwald	verunreinigtes Heizöl	65 201	65 201	52	1 253
Oléoduc du Jura Neuchâtelois	Rohöl	2 992 146	2 992 146	6 276	477
Oléoduc du Rhone	Rohöl Spikes ¹⁾	1 054 159 165 041	1 219 200	3 322	367
SAPPRO	Benzine Flugpetrol Dieseltreibstoff Heizöle	145 045 235 247 38 598 650 965	1 069 855	3 256	329
RSO-Vouvry	Heizöle	66 286	66 286	1 656	40

¹⁾ Spikes sind vorverarbeitetes Einsatzmaterial für die Raffinerien (Halbfertigprodukte).

4. Gasindustrie

Die nachstehenden Ausführungen wurden von Herrn Dr. Walter Hunzinger, Präsident der SWISSGAS AG und der SWISSGAS-SPEICHER AG, zur Verfügung gestellt.

4. 1. Die schweizerische Gaswirtschaft im Jahre 1983

Die Gasabgabe der schweizerischen Gasindustrie im Jahre 1983 betrug 13 564 GWh (1982: 12 308); hievon gingen an Fernheizungen und zur Stromerzeugung 1 242 GWh (1982: 1 250). Der Gasendverbrauch belief sich damit auf 12 322 GWh, was einer Zunahme von 11,4 Prozent (1982: 7,4 Prozent) entspricht. Demgegenüber nahm der schweizerische Gesamtenergieverbrauch nach 3-jährigem Unterbruch wiederum zu, und zwar um 2,9 Prozent, und wird mit 189 714 GWh (1982: 184 358) ausgewiesen.

Der Anteil des Gases am Gesamtenergiebedarf erhöhte sich von 6,0 auf 6,5 Prozent (unter Einschluss der Gasabgabe zur Stromerzeugung und für Fernheizwerke 7,1 Prozent). Der Verbrauch an flüssigen Brenn- und Treibstoffen reduzierte sich leicht auf 67,6 Prozent. Dabei ging der Bedarf an «Heizöl schwer» erneut um 11,9 Prozent zurück, während jener des «Heizöls leicht» um 2,8 und der Treibstoffverbrauch erneut um 4,3 Prozent zugenommen hat. Die Elektrizität verzeichnet eine Zuwachsrate von 3,4 Prozent und deckte 19,9 Prozent des Energiebedarfs unseres Landes. Der Anteil der Kohle betrug bei einem Rückgang von 13,8 Prozent noch 2,2 Prozent des Endverbrauchs.

Das Gas als drittwichtigster Energieträger hat demnach wiederum die grösste Zuwachsrate und leistete damit weiterhin einen bedeutenden Beitrag an die Oelsubstitution. Der Gasanteil ist damit grösser als jener der Kohle, des Holzes, der Industrieabfälle und der Fernwärme zusammen.

Die Entspannung auf dem internationalen Oelmarkt hatte zur Folge, dass auch die Gasbezugspreise dieser Tendenz folgten und damit insbesondere, unter Berücksichtigung der Energiesparvorteile und der Umweltfreundlichkeit, konkurrenzfähig blieben.

Der Gasbezug erfolgte wie bisher auf Basis langfristiger Verträge aus Holland und der Nordsee.

4. 2. SWISSGAS AG

Gasabgabe und Beschaffungsprojekte

Die SWISSGAS hat aus ihren beiden Verträgen mit SNAM SpA Mailand und RUHRGAS AG Essen insgesamt 11 777 GWh (1982: 10 358 GWh) ausschliesslich den Regionalgesellschaften GASVERBUND MITTELLAND AG (GVM), GASVERBUND OSTSCHWEIZ AG (GVO), GAZNAT SA und ERDGAS ZENTRALSCHWEIZ AG (EGZ) geliefert und damit rund 81 Prozent des Gesamtbedarfs gedeckt. GVM hat aufgrund bereits vor der Gründung der SWISSGAS AG abgeschlossener Verträge mit der GASVERSORGUNG SÜDDEUTSCHLAND GmbH (GVS) und der GAZ DE FRANCE (GdF) im Berichtsjahr 2 544 GWh, d. h. rund 50 Prozent ihres Bedarfs bezogen. GVO deckte sich aus dem Feld Pfullendorf/Fronhofen noch mit 47 GWh in bescheidenem Rahmen ein. GVO hat im Berichtsjahr, einvernehmlich mit SWISSGAS, einen langfristigen Erdgasvertrag mit der GVS/RUHRGAS als Ersatz für den alten, nunmehr ausgelaufenen Vertrag, abgeschlossen.

Langfristige Sicherung der Gasversorgung

Die Erdgasbeschaffung stellte auch im abgelaufenen Geschäftsjahr einen der Schwerpunkte der Tätigkeit unserer Gesellschaft dar. Die durchwegs positiven Erfahrungen mit Erdgasbezügen aus den Niederlanden und via RUHRGAS aus der Nordsee sprechen für eine Fortsetzung der bewährten Zusammenarbeit mit diesen Lieferanten im Rahmen neuer Beschaffungsprojekte.

Nachdem die niederländische Regierung im Berichtsjahr ihre Erdgas-Exportpolitik neu formuliert hat, bestehen für SWISSGAS gute Chancen, einen neuen Bezugsvertrag abzuschliessen zu können, der die Lieferung zusätzlicher Holland-Gas-Mengen zum Gegenstand hat und über die Jahrhundertwende hinausreicht. Der Abschluss einer entsprechenden Grundsatzvereinbarung dürfte im Sommer 1984 erfolgen.

Gegen Ende 1983 unterbreitete die SNAM, Mailand, der SWISSGAS ein Konzept, nach welchem italienisches Erdgas langfristig in die Schweiz geliefert werden könnte; damit verbunden sind besondere Lieferabsicherungen in Krisenfällen. Die Verhandlungen mit SNAM sind im Gange. Gespräche finden auch mit GAZ de FRANCE statt, welche der SWISSGAS langfristige Erdgaslieferungen aus Richtung West und Erdgas-Speichermöglichkeiten in Frankreich anbietet.

Die Verhandlungen mit RUHRGAS im Hinblick auf eine Verlängerung des Nordsee-Gas-Vertrages über das Jahr 2000 hinaus sind weit gediehen. Zudem fanden erste Gespräche statt über den Detailvertrag zur Grundsatzvereinbarung RUHRGAS/SWISSGAS betreffend schweizerische Erdgasbezüge aus der UdSSR ab 1988, deren Abwicklung über RUHRGAS erfolgen wird.

4. 3. *Erdgasspeicherung*

Die Sondierbohrung Homburg 1 hat den Nachweis geliefert, dass im Bereiche des thurgauischen Seerückens geologische Strukturen bestehen, welche sich in ihrer vertikalen Folge für die Anlage eines Aquiferspeichers grundsätzlich eignen könnten. Die Ungewissheiten über die horizontale Situation, insbesondere über die Hochlage und den allseitigen Abschluss, sind jedoch noch nicht beseitigt.

Zur weiteren Abklärung der tektonischen Verhältnisse wurde daher der Prakla-Seismos GmbH, Hannover, eine Reinterpretation der seismischen Verhältnisse des Seerückens, unter Berücksichtigung der neuen Erkenntnisse aus der Sondierbohrung Homburg 1 und der früheren seismischen Kampagnen der SEAG und der SEAG-Bohrung Berlingen 1, in Auftrag gegeben. Dabei zeigte sich, dass ein Abschluss der Struktur nach aktuellem Wissensstand im Südosten, nicht aber im Nordwesten, vermutet werden kann.

Nach eingehenden Konsultationen der beigezogenen Experten wurde die Durchführung von zwei Slim Hole-Bohrungen auf dem Gebiet der Gemeinden Steckborn und Berlingen ins Auge gefasst. Sie sollen über die antiklinale Höhenlage und über den nordwestlichen Abschluss der vermuteten Struktur die fehlenden Erkenntnisse vermitteln. Der Verwaltungsrat der SWISSGAS SPEICHER AG hat zur Durchführung dieser Untersuchungen am 14. 6. 1983 einen Kredit von Fr. 850 000.— bewilligt. Die Ergebnisse sind noch nicht abschliessend ausgewertet.

Parallel dazu wird seit zwei Jahren auch die Frage der Lagerung von flüssigem Erdgas (LNG) durch eine SWISSGAS-Arbeitsgruppe geprüft. Gutachten und Berichte von ausländischen Fachstellen liegen vor. Es müssen noch zusätzliche Informationen gesammelt werden, um eine einheitliche Beurteilungsgrundlage zu erhalten.

Schliesslich wird die direkte oder indirekte Beteiligung der SWISSGAS an ausländischen Speichern geprüft. Hier stellen sich jedoch zahlreiche, vorab aussenwirtschaftliche Grundsatzzfragen, die einerseits eine Zusammenarbeit mit den führenden ausländischen Gasgesellschaften unserer Nachbarländer und ihrer staatlichen Organe und andererseits mit den entsprechenden schweizerischen Bundesstellen erfordern; die entsprechenden Gespräche sind eingeleitet.

4. 4. *Finsterwald*

In Finsterwald (Kanton Luzern) wurde erstmals auf schweizerischem Territorium Erdgas gefunden, das sich für die Förderung eignet. Am 1. Juli 1983 haben die LEAG Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern, als Lieferantin und die SWISSGAS als Abnehmerin des Finsterwald-Gases eine Vereinbarung über die Nutzung dieses Vorkommens getroffen, welche – nach entsprechenden Vorbereitungsmaßnahmen – ab 1985, eventuell Ende 1984, erfolgen wird. Die erste vertragliche Lieferperiode dauert bis zum 31. 3. 1991 und kann, falls das Vorkommen grösser ist als erwartet, verlängert werden. Eine unmittelbare Verwendung als Notreserve ist wegen der geringen stündlichen Förderrate und der noch bestehenden Produktionsunsicherheiten zur Zeit leider nicht möglich. Es sind jedoch vertragliche Vorkehrungen getroffen, um im Falle gesicherter Erkenntnisse, die eine Nutzung als Notreserve befürworten lassen, auf eine weitere Ausbeutung verzichten und über ein Inlandlager an Erdgas verfügen zu können.

4. 5. TRANSITGAS AG

Im Jahre 1983 wurden 5 695 124 407 Kubikmeter transportiert; hievon sind von SWISSGAS erstmals mehr als eine Milliarde Kubikmeter übernommen worden (1 053 918 252 Nm³). Die mittlere Stundenleistung betrug 654 612 Kubikmeter.

Für den Bau einer neuen Zollmess-Station der SWISSGAS wurde am 3. August 1983 bei Däniken ein T-förmiges Anschlussstück in unsere Gasleitung eingesetzt. Am 7./8. August 1983 wurde ein ähnliches «T-Stück» bei Entlebuch in die Leitung eingebaut, um die Einspeisung des von SWISSGAS gekauften Finsterwald-Erdgases in die TRANSITGAS-Leitung zu ermöglichen.

4. 6. Erdgasreserven

Die Erdgasförderung betrug 1545,2 Mrd Kubikmeter (1982: 1 543,3 Mrd). Die sicheren Erdgasreserven stiegen 1983 erneut um rund 5 000 Mrd Kubikmeter – also um mehr als das Dreifache der Förderung – auf 91 070 Mrd Kubikmeter¹⁾ und verteilen sich wie folgt:

	in Mrd Kubikmetern
Westeuropa	4 865
Afrika	5 370
Naher Osten	21 930
Nordamerika	8 175
Mittel- und Südamerika	5 280
Ferner Osten/Australien	4 480
Osteuropa, UdSSR, VR China	40 970
	<hr/>
	91 070
	<hr/>

Global betrachtet reichen die sicher gewinnbaren Erdgasreserven zur Bedarfsdeckung während mehr als 50 Jahren. Unter Berücksichtigung der zusätzlich gewinnbaren Ressourcen beträgt die weltweit durch Erdgas gewährleistete Versorgungsdauer mehr als 150 Jahre. Somit ist – auch sehr langfristig gesehen – nicht mit einer Verknappung von Erdgas zu rechnen.

4. 7. Statistische Daten (in GWh)

	1983	1982
1. Gasproduktion	142	141
2. Erdgasimport	14 412	13 084
	<hr/>	<hr/>
	14 554	13 225
3. Abzüglich:		
– Erdgasexport	– 384	– 325
– Verbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung in Fernheizungen	– 1 242	– 1 250
– Eigenverbrauch, Netzverluste und Messdifferenzen	– 606	– 592
	<hr/>	<hr/>
4. Endverbrauch	12 322	11 058
	<hr/>	<hr/>

¹⁾ Quelle: OELDORADO 83; ESSO

5. *Robstoffdurchsatz zur Gaserzeugung für 22 sog. Inselwerke (in Tonnen)*

	1983	1982
Leichtbenzin	3 610	3 051
Propan	3 526	3 311
Butan	4 985	5 937
Verflüssigtes Erdgas	7	10

Zum Schluss ist es mir eine angenehme Pflicht, all jenen zu danken, die mir Unterlagen und Hinweise für die Abfassung dieses Berichtes geliefert haben:

Swisspetrol Holding AG, Zürich

und ihren Forschungsgesellschaften:

SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

SA des Hydrocarbures, Lausanne

LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern

BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern

Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne

Jura Bernois Pétrole SA, Moutier

Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn

Baselland Petrol AG, Liestal

Jura Pétrole SA, Delémont

Petrosvibri SA, Vich/VD

sowie den ausländischen Erdölpartnern:

BEB, Gewerkschaften Brigitta und Elwerath, Hannover

Elf-Aquitaine (Suisse) Exploration Production SA, Bienne

Shell Switzerland, Zürich

Bomin, Bochumer Mineralöl GmbH, Bochum

Ferner danke ich der Erdölvereinigung, der BP (Schweiz) AG und der Swissgas für die zur Verfügung gestellten Unterlagen, insbesondere Herrn Dr. Hunzinger, Präsident der Swissgas, für die Verfassung des Kapitels über die Gasindustrie.