Die schweizerische Erdölfrage 1980

Autor(en): **Büchi, Ulrich P.**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **47 (1981)**

Heft 113

PDF erstellt am: **29.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-205570

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 47, Nr. 113, Oktober 1981, S. 7 - 19

Die Schweizerische Erdölfrage 1980

von Ulrich P. BÜCHI[1])

Der seit 1976 beobachtete Anstieg des Importes von Erdölprodukten wies in den Jahren 1979 und 1980 einen rückläufigen Trend auf.

1973	14 606 449 t
1974	13 355 836 t
1975	12 223 201 t
1976	12 888 348 t
1977	12 970 439 t
1978	13 181 464 t
1979	12 770 752 t
1980	12 648 370 t

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

	1970 %	1975 %	1976 %	1977 %	1978 %	1979 %	1980 %
Erdölprodukte	77,6	76,6	76,4	75,2	75,0	73,0	71,4
Elektrizität	15,2	17,1	17,2	17,6	17,3	18,4	18,6
Gas	1,3	3,4	3,6	4,2	3,7	4,3	4,9
Kohle	4,2	1,6	1,4	1,7	1,4	1,4	2,0
Holz	1,7	1,3	1,4	1,3	1,2	1,4	1,4
Müll, Industrielle Abfälle	–	–	–	–	0,5	0,6	0,5
Fernwärme					0,9	0,9	1,2
Endenergieverbrauch	100	100	100	100	100	100	100

Davon entfallen ca. 26,1% auf flüssige Treibstoffe und ca. 45,3% auf flüssige Brennstoffe.

[1]) Dr. U. P. BÜCHI, Eggenbergstrasse 9, 8127 Forch

Die schweizerische Erdölforschung

Das Berichtsjahr steht unter dem Eindruck des Erdgasfundes in der Bohrung Entlebuch/Finsterwald. Auch wenn es sich nur um ein sehr kleines Vorkommen handelt, ist durch den Förderbeschluss der LEAG am 30. April 1981 die schweizerische Erdölforschung in eine neue Phase eingetreten. Auch der Entschluss zur Weiterführung der Forschung und zur Abwicklung eines Anschlussprogrammes in der Höhe von 150 Mio Franken zeigt die Hoffnungen, welche die ausländischen Partner der Swisspetrol Beteiligungsgesellschaften in eine schweizerische Kohlenwasserstoff-Produktion setzen.

Die nachstehenden Ausführungen sind dem Geschäftsbericht 1980 der Swisspetrol entnommen.

1.1 SEAG, Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl, Zürich

Die seismische Erschliessung des nördlichen Mittellandes wurde intensiv vorangetrieben. Auf dem Seerücken wurde das bestehende seismische Netz aus den Jahren 1978/79 weiter verdichtet, um vermutete Hochlagen im Detail auszukartieren.

Westlich des Seerückens wurden 4 weitere Nord-Süd-Profile und 1 Ost-West-Profil vermessen. Die Profile liegen mehrheitlich auf dem Gebiet des nördlichen Kantons Zürich, tangieren im Osten teilweise noch den Kanton Thurgau und im Westen, im Bachsertal, den Kanton Aargau.

In 3 Truppmonaten wurden im Rahmen dieser Arbeiten 210 Profilkilometer vermessen, für Aufzeitmessungen wurden 25 Bohrungen mit total 2039 Bohrmetern abgeteuft.

Die bereits für Beginn 1980 geplante Bodensee-Seismik musste aus verschiedenen Gründen auf den Winter 1980/81 verschoben werden. Kurz vor Weihnachten wurde mit den ersten Messungen auf dem Bodensee begonnen; die Arbeiten gelangten in der ersten Hälfte Februar 1981 zum Abschluss. Genaue Details über die gemessenen Profilkilometer und deren Aufteilung auf die 3 beteiligten Länder (Schweiz, Deutschland, Österreich) liegen zur Zeit noch nicht vor. Die Messungen konnten ohne grössere Zwischenfälle durchgeführt werden, was vor allem auch auf das grosse Entgegenkommen und die aktive Unterstützung durch die Behörden der Kantone St. Gallen und Thurgau zurückzuführen ist.

Auf dem Seerücken konnte mittels der Detailseismik im Gebiet Herdern - Lanzenneunforn - Dettighofen eine Struktur auskartiert werden, die allseitig geschlossen ist.

1.2 LEAG, Aktiengesellschaft für luzernisches Erdöl, Luzern

Die am 24.9.1979 begonnene Erdgas-Aufschlussbohrung Entlebuch 1 wurde am 22.20.1980 in einer Tiefe von 5289,5 m im Permo-Karbon eingestellt.

Wir verweisen hiezu auf den Sonderbericht von Ralph Schoop, Chefgeophysiker der BEB.

1.3 SA des Hydrocarbures, Lausanne

Die Auswertung der seismischen Messungen der Vorjahre erbrachte im Gebiet der Mormont-Struktur eine allseitig geschlossene Hochlage. Noch im Herbst 1980 konnte

mit den Unterhandlungen für eine Bohrung Eclépens 1 begonnen werden. In der Zwischenzeit sind die entsprechenden Verträge mit den Behörden und den Grundbesitzern zum Abschluss gebracht worden. Der Bohrbeginn ist auf den Frühsommer 1981 vorgesehen.

1.4 BEAG, Bernische Erdöl AG, Bern

Die Vorarbeiten für die Tiefbohrung Hermrigen auf der Struktur Mörigen konnten auch im Berichtsjahr noch nicht abgeschlossen werden. Eine Finanzierungsaktion der Bohrung Hermrigen und weitere Arbeiten waren erfolgreich.

Die Forschungsarbeiten beschränkten sich vor allem auf weitere Auswertungen der seismischen Arbeiten bezüglich der regionaltektonischen Verhältnisse, wobei auch Satellitenaufnahmen zur Interpretation gelangten. Auch die sedimentologischen, petrographischen und paläogeographischen Studien der Vorjahre wurden weitergeführt. Diese Untersuchungen rechtfertigen weitere seismische Vermessungen in verschiedenen Teilen der Konzessionsgebiete Bern und Fribourg.

1.5 Petrosvibri SA, Vich/VD

Im Berichtsjahr 1980 wurde von SWISSPETROL und der Gewerkschaft Brigitta, Hannover, mit schweizerischer Mehrheit für den Süd-Ost-Teil des Kantons Waadt die neue Gesellschaft Petrosvibri SA, Vich, gegründet. Im neu erworbenen Konzessionsgebiet wurden erste seismische Messungen ausgeführt. Sie umfassen in einem halben Truppmonat 24,7 Profilkilometer Vibroseismik und 3 Aufzeitmessungen mit total 135 Bohrmetern.

1.6 Jura Vaudois Pétrole SA, Lausanne

Die Oberflächen- und Tiefbohrbewilligungen wurden nicht erneuert, da in diesem Konzessionsgebiet in absehbarer Zeit keine Aktivitäten geplant sind. Die Gesellschaft als solche wurde jedoch nicht aufgelöst, da mit der Wiederaufnahme von Forschungsarbeiten zu rechnen ist.

1.7 Jura Bernois Pétrole SA, Moutier

Im Berichtsjahr fand keine Feldaktivität statt. Die Auswertung der seismischen Messungen bestätigte, dass es sehr schwierig ist, im gefalteten Jura sinnvolle Reflexionsergebnisse zu erhalten, ferner konnte ein befriedigende Deutung der Resultate nicht erreicht werden.

1.8 Jura Soleurois Pétrole SA, Solothurn

Im mittelländischen Teil des Konzessionsgebietes wurden 1 seismisches Profil in Ost-West-Richtung und 5 Profile in Nord-Süd-Richtung westlich und östlich der Stadt Solothurn vermessen. Es handelte sich um die Weiterführung der Untersuchungen der Jahre 1976 und 1978. Die geologischen und geophysikalischen Interpretationen der früheren Messkampagnen rechtfertigten die schon gewonnenen Erkenntnisse weiter zu optimalisieren.

Insgesamt wurden 53,5 Profilkilometer vermessen. Für 8 Aufzeitmessungen wurden total 762 Bohrmeter abgeteuft. Die Auswertung der Resultate ist zur Zeit noch im Gang.

1.9 Baselland Petrol AG, Liestal

1980 fanden keine seismischen Messungen statt. Die Hauptaktionen beschränkten sich auf die Schlussinterpretation der 1979 vermessenen Profile. Die Resultate sind z.T. wenig aussagekräftig. Es scheint wenig wahrscheinlich, dass sich die Technik der seismischen Vermessung und Interpretation so schnell verbessert, dass in nächster Zukunft sinnvolle Ergebnisse über die Verbreitung der Permo-Karbon-Tröge gewonnen werden können. Trotzdem ist vorgesehen, die Untersuchungen in diesem Konzessionsgebiet fortzusetzen.

Zur Zeit ist bereits eine neue regionalgeologische Studie im Gang, mit dem Ziel, das mögliche Potential an Kohlenwasserstoffen der vermuteten Sedimentationsbecken zu bestimmen. Basierend darauf werden die weiteren Forschungsschritte entschieden werden.

1.10 Jura Pétrole SA, Delémont

Seismische Untersuchungen erfolgten im November 1980 in der Ajoie. 4 Profile wurden vermessen, von denen 2 nach Frankreich, ins Konzessionsgebiet der Shell (Territoire de Belfort und Département du Haut-Rhin) verlängert wurden.

Insgesamt wurden 52,6 km im Osten, Norden und Westen von Porrentruy vermessen. Dazu kommen 6 Aufzeitbohrungen mit einem Total von 344 Bohrmetern. Die Qualität der Reflexionen war im allgemeinen zufriedenstellend. Die Auswertung der Ergebnisse ist noch im Gang.

2. Raffinerien

Die nachstehenden Daten und Tabellen über Rohölverarbeitung und Leistungen der Pipelines sind dem Geschäftsbericht 1980 der Erdöl-Vereinigung entnommen worden.

2.1 Produktionsstatistik

	1975 to	1976 to	1977 to	1978 to	1979 to	1980 to
Flüssiggase	104 563	86 580	92 891	91 991	105 986	103 326
Leichtbenzin	71 443	43 752	25 112	23 222	22 981	18 722
Supertreibstoff	694 901	799 117	772 534	717 923	808 613	909 205
Normalbenzin	162 231	194 936	198 884	156 646	169 085	192 914
Leuchtpetrol	4 392	4 980	4 565	4 750	5 734	5 710
Flugpetrol	162 491	167 163	189 225	200 536	208 495	224 087
Dieseltreibstoff	193 466	218 305	204 209	183 495	223 243	235 237
Heizöl extra leicht	1 719 117	1 950 939	1 706 168	1 620 369	1 742 180	1 768 547
Heizöl mittel	87 765	95 148	96 689	69 411	92 517	77 674
Heizöl schwer	1 061 011	973 542	915 937	734 492	833 475	665 244
Bitumen	159 320	163 464	169 299	140 188	149 546	131 692
Schwefel + Diverse	2 263	2 279	2 428	2 990	2 957	3 262
Subtotal	4 422 963	4 700 205	4 377 941	3 946 013	4 364 812	4 335 620
Eigenverbrauch	217 661	205 168	198 625	185 185	192 781	197 054
TOTAL	4 640 624	4 905 373	4 576 566	4 131 198	4 557 593	4 532 674

2.2 *Aufgliederung der Produktion nach Raffinerien*

	Rohöl to	Produkte, Spikes to	Total to
Raffinerie du Sud-Ouest SA	772 847	740 762	1 513 609
Raffinerie de Cressier SA	3 035 173	–	3 035 173
Raffinerie Rheintal AG	–	308 222	308 222

3. Pipelines

Name	Güterart	Tonnen	Total Tonnen	Betriebs-Stunden	Durchschnittlicher Stundendurchsatz t/h
Oleodotto del Reno	Rohöl	6 736 325			
	verunreinigtes Heizöl	325 161	7 061 486	6 447	1 095
davon Sennwald	verunreinigtes Heizöl	325 161	325 161	288	1 127
Oléoduc du Jura Neuchâtelois	Rohöl	3 044 211	3 044 211	6 510	468
Oléoduc du Rhône	Rohöl	788 231			
	Spikes[1])	736 376	1 524 607	3 746	407
SAPRO	Produkte	1 034 587	1 034 587	3 353	309
RSO-Vouvry	Heizöl schwer	55 927	55 927	1 369	41

[1]) Spikes und Halb- und Fertigprodukte, die entweder zwischen den Rohölen oder vermischt mit Rohöl durch die Pipelines den Raffinerien zur Verarbeitung zugeführt werden.

Gasindustrie

Die nachstehenden Ausführungen wurden in verdankenswerter Weise von Herrn Dr. Walter Hunzinger, Präsident der SWISSGAS AG, zur Verfügung gestellt.

4.1 *Die schweizerische Gaswirtschaft im Jahre 1980*

Der schweizerische Gesamtenergieverbrauch nahm um 3,5 Prozent zu und wird mit 190 117 GWh ausgewiesen. Das Gas hat somit wiederum einen bedeutenden Beitrag an die Ölsubstitution geleistet.

Die Gasabgabe der schweizerischen Gasindustrie im Jahre 1980 betrug 11 420 GWh (1979: 10 045 GWh); hievon gingen an Fernheizungen und zur Stromerzeugung 1 343 GWh (1979: 1 499 GWh). Der Gasendverbrauch belief sich auf 9 372 GWh (1979: 7 848 GWh), was einer Zunahme von 19,4 Prozent enspricht (1979: 13,3 Prozent). Der Anteil des Gases am Gesamtenergiebedarf erhöhte sich entsprechend auf 4,9 Prozent. Der Verbrauch an flüssigen Brenn- und Treibstoffen reduzierte sich von 73 auf 71,4 Prozent. Während der Bedarf an „Heizöl leicht" praktisch stagnierte, zeigte sich für den Treibstoff eine Zunahme von 6 Prozent. Die Elektrizität verzeichnet eine Zuwachsrate von 4,4 Prozent, die Kohle eine solche von 44,4 Prozent und erhöhte damit ihren Anteil am Gesamtenergiebedarf von 1,4 auf 2,0 Prozent; einen noch immer zu geringen Anteil dieses langfristig verfügbaren Energieträgers.

Der Gasbezug erfolgt wie bisher auf Basis langfristiger Verträge aus Holland und der Nordsee und in bescheidenem Umfange aus Süddeutschland (Fronhofen/Pfullendorf). Die hohen Ölpreise hatten auch ein Nachziehen der Gaspreise zur Folge, jedoch nicht im gleichen Ausmasse, da die Transport- und Verteilkosten – weitgehend Fixkosten – beim Gas etwa doppelt so hoch sind wie die Transport-, Raffinations- und Verteilkosten beim Öl. Dank dem weiter steigenden Gasabsatz sinken die genannten Fixkosten pro Einheit. Das Gas wird daher im Wärmemarkt auch in der Schweiz weitgehend konkurrenzfähig bleiben und damit weiterhin in der Lage sein, den im internationalen Vergleich noch immer überdurchschnittlich hohen Ölanteil reduzieren zu helfen.

4.2 SWISSGAS AG

Gasabgabe

Die SWISSGAS hat aus ihren beiden Verträgen mit SNAM SpA, Mailand, und RUHRGAS AG, Essen, insgesamt 7 430 GWh (1979: 7 239 GWh) ausschliesslich den Regionalgesellschaften GASVERBUND MITTELLAND AG (GVM), GASVERBUND OSTSCHWEIZ AG (GVO), GAZNAT SA und ERDGAS ZENTRALSCHWEIZ (EGZ) geliefert und damit rund 70 Prozent des Gesamtbedarfs gedeckt. GVM hat auf Grund bereits vor der Gründung der SWISSGAS AG abgeschlossener Verträge mit der GASVERSORGUNG SÜDDEUTSCHLAND GmbH (GVS) und der GAZ DE FRANCE (GdF) im Berichtsjahr 2 469 GWh, d.h. gegen 60 Prozent ihres Bedarfs direkt bezogen. GVO deckte sich aus dem Feld Pfullendorf/Fronhofen mit 245 GWh nur in bescheidenem Rahmen ein.

Sicherstellung der künftigen Versorgung

Die Erdgasbeschaffung für die nächsten Dezennien ist sowohl für die Schweiz als auch für die Nachbarländer ein westeuropäisches Problem. Trotz erheblicher Unterschiede in der Ausgangslage stimmen die grossen benachbarten Gasgesellschaften in der Beurteilung der Versorgungsentwicklung überein, die zu erwarten ist. Überall steht die Tatsache im Vordergrund, dass sich die zukünftige westeuropäische Erdgasversorgung überwiegend auf die grossen, zwar entfernt liegenden, aber transporttechnisch erschliessbaren Erdgasvorkommen wird stützen müssen. Dabei wird eine grösstmögliche Diversifikation der Provenienzen angestrebt; sie soll eine ausgewogene Risikoverteilung in geographischer, transporttechnischer, politischer und finanzieller Hinsicht bewirken.

Die Erdgasvorkommen in der Nordsee sind eine wichtige, noch ausbaufähige Versorgungsbasis für Westeuropa; die technisch anspruchsvolle Technologie für die „off shore"-Erdgasgewinnung ist seit Jahren bewährt. Russland ist ein grosser Erdgasproduzent mit

riesenhaften Vorkommen; die sowjetischen Transportnetze für den Inland- und den Exportbedarf werden unter teilweise schwierigen klimatischen Bedingungen ausgebaut. Nordafrika (Algerien) schliesslich erscheint als wichtige und transporttechnisch durch eindrückliche Pionierleistungen erschlossene Versorgungsbasis für Westeuropa.

Weitere Ressourcen, deren Aufschluss teilweise erst begonnen hat, finden sich im Golf von Guinea, der als aussichtsreiches Zukunftsgebiet für weitere Grossprojekte zu betrachten ist. Die Ostküste von Nordamerika und insbesondere von Kanada bietet sehr grosse Produktionspotentiale, deren Nutzungsmöglichkeiten noch wenig überblickbar sind. Die Reserven im Nahen und Mittleren Osten sind gross; sie liegen im Grenzgebiet zwischen den westeuropäischen und asiatischen Einzugsbereichen. Allfällige neue Grossfunde im kontinental-westeuropäischen Gebiet würden eine willkommene Verstärkung und weitere Diversifikationen der Versorgungsbasis bedeuten.

Die Zielsetzung der GEK, dem Gas kurz- und mittelfristig einen beachtlichen Anteil an der Ölsubstitution zuzuordnen, scheint daher von der Versorgungsseite aus gesehen realistisch.

Ausbau der Infrastruktur

Die UNIGAZ SA, Fribourg, (GAZNAT SA, 70%, GASVERBUND MITTELLAND AG, 30%) hat im Jahre 1980 die von ihr gebaute Leitung Mülchi-Orbe in Betrieb nehmen können. Damit werden die Lücken zwischen den Erdgasversorgungsnetzen im deutschschweizerischen Mittelland und in der Westschweiz geschlossen und die Betriebsbedingungen der gesamtschweizerischen Erdgasversorgung verbessert. Die zur wirkungsvollen Netzsteuerung und Mengenbewirtschaftung von SWISSGAS in Orbe gebaute Druckreduzier- und Messtation hat im Sommer 1980 ihre Funktionen ebenfalls aufgenommen. Die neue Erdgasleitung erschliesst zahlreiche Städte und Gemeinden in den deutsch- und in den französischsprachigen Landesteilen; sie ermöglicht zudem den Bau eines Leitungssystems im Kanton Neuenburg, welches auch die französische Stadt Pontarlier versorgen kann. Überdies schafft sie die Voraussetzungen für eine eventuelle spätere Verbindung zwischen den Erdgastransportnetzen in Frankreich und der Schweiz via Vallorbe.

Die GASVERBUND OSTSCHWEIZ AG hat die Arbeiten zur Herstellung einer Pipelineverbindung zwischen ihrem Versorgungsnetz sowie den deutschen und österreichischen Leitungssystemen im Raume südlich des Bodensees im Berichtsjahr nahezu abgeschlossen.

Diese Massnahmen verbinden die schweizerische Erdgasversorgung immer enger mit den expandierenden Gasnetzen der Nachbarländer. Damit werden weitere Beiträge zur Verbesserung der Versorgungssicherheit geleistet. Für das Binnennetz ist der Baubeschluss der GASVERBUND MITTELLAND AG für die Erstellung einer Erdgasleitung von Bern nach Thun als bedeutsam hervorzuheben.

Das gesamte Pipeline-Netz hat auch im verflossenen Jahr im Dauerbetrieb störungsfrei gearbeitet.

Speicherproblem

Die Speicherung ist bekanntlich eine weitere Aufgabe der SWISSGAS. Im schweizerischen Hochdrucknetz und in den Gasbehältern der Gaswerke liegt eine Reserve, die zwischen 10 und 14 Tagen liegt. Bei allfällig vorübergehenden Minderlieferungen stellt dies eine erste bescheidene Reserve dar; eine zweite besteht in der Abschaltung von unterbrechbaren Verträgen (also von Grossabnehmern mit Zweistoffbrennern).

Die weitere zunehmende Bedeutung des Erdgases zwingt uns, die Versorgung für Notzeiten zu verbessern.

Die schweizerische Gasindustrie hat daher bereits 1971 mit der Ölwirtschaft, der sich später auch die NAGRA angeschlossen hat, ein Konsortium geschaffen, um die Frage der Lagerhaltung im Untergrund zu prüfen. Nach eingehenden seismischen Untersuchungen sind Mitte der Siebzigerjahre im Berner Seeland zwei Tiefbohrungen angesetzt worden, die leider, trotz Einsatz von insgesamt gegen 7 Mio Franken, nicht den erhofften Erfolg brachten. Aufgrund der vorhandenen umfangreichen Unterlagen (nicht zuletzt auch jene der SWISSPETROL), besteht die begründete Hoffnung, im thurgauischen Seerücken einen Untergrundspeicher zu finden. Nachdem die SEAG noch in diesem Jahr eine Tiefbohrung für Erdöl und Erdgas im Seerücken (Kanton Thurgau) niederbringen will, warten wir diesen Test noch ab.

Die Bohrung in Finsterwald im Entlebuch hat Ende April nach über 20 Jahren Forschung ein erstes, wenn auch bescheidenes positives Resultat gezeitigt. Dieses Gas kann entweder genutzt werden oder eine erste Reserve für Notzeiten bilden. Das positive Ergebnis ist aber auch Anlass, die Forschungstätigkeit fortzusetzen, wofür weitere 150 Mio Franken erforderlich sind, davon die schweizerischen Interessenten (SWISSPETROL) wie bisher 10% der Kosten, d.h. 15 Mio Franken, beitragen müssen. Obwohl die Bohrung Finsterwald unser Problem der Lagerhaltung im grossen nicht lösen wird, könnte es sich ergeben, dass aufgrund der weiteren Forschung erneut positive Resultate erzielt werden. Damit wäre für unsere Industrie – und damit auch für unser Land – ein kleiner, weiterer Schritt zu etwas weniger Auslandabhängigkeit unserer Energieversorgung möglich.

Auf alle Fälle werden wir im Rahmen der am 1. Dezember 1980 gegründeten SWISSGAS-SPEICHER AG dem Lagerproblem weiterhin höchste Priorität beimessen. Wir bedauern jedoch, dass der Bund der Erforschung unserer unterirdischen Rohstoff- und Energiequellen bisher nicht grössere Bedeutung durch Förderungsmassnahmen hat angedeihen lassen; doch was nicht ist, kann noch werden! Mit dem vorgeschlagenen Verfassungsartikel wäre ihm die Möglichkeit gegeben.

4.3 TRANSITGAS AG

Im Jahre 1980 wurde der seinerzeit vereinbarte Gas-Abtausch zwischen SNAM und GAZ de FRANCE (GdF) – GdF bezog statt russisches holländisches Gas und SNAM statt holländisches russisches Gas – nach Inbetriebnahme der MEGAL-Leitung (Ost-West-Verbindung) hinfällig, weshalb im Jahre 1980 die Transportmenge sich von 4 767 341 937 m³ auf 7 078 809 865 m³ oder 78,8 Milliarden KWh erhöhte. Für SWISSGAS sind 777 387 605 m³ (1979: 650 154 156 m³) transportiert worden. Die mittlere Stundenleistung erhöhte sich von 544 217 m³ auf 805 875 m³.

Die Anlagen gewährleisteten auch im Berichtsjahr einen einwandfreien Betrieb.

4.4 Erdgasreserven

Die Erdgasförderung betrug 1 617 Mia Kubikmeter. Die Erdgasreserven stiegen im Berichtsjahr um annähernd 1 800 Mia Kubikmeter und verteilen sich wie folgt:

	in Mia Kubikmetern
Westeuropa	4 420
Afrika	5 910
Naher Osten	21 310
Nordamerika	7 880
Mittel- und Südamerika	4 520
Ferner Osten/Australien	3 660
Osteuropa, UdSSR, VR China	27 280
TOTAL	74 980 [1])

Die wahrscheinlichen Reserven werden neu auf rund 192 000 Mia Kubikmeter geschätzt.

4.5 Statistische Daten:

	1980 GWh	1979 GWh
1. Gasproduktion	222	230
2. Erdgasimport	11 378	9 995
	11 600	10 225
3. Abzüglich Erdgasexport	– 180	– 180
Verbrauch für Stromerzeugung	– 400	– 452
Verbrauch für Wärmeerzeugung in Fernheizungen	– 945	–1 047
Eigenverbrauch, Netzverluste und Messdifferenzen	– 703	– 698
4. Endverbrauch	9 372	7 848

5. Rohstoffdurchsatz zur Gaserzeugung für 22 sog. Inselwerke

	1980	1979
Leichtbenzin	6 418 t	12 000 t
Propan	5 469 t	5 948 t
Butan	8 744 t	4 890 t

Die sprunghaft gestiegenen Preise für Leichtbenzin veranlassten einige Inselwerke, die Gasherstellung auf Butan umzustellen.

[1]) Quelle: OELDORADO 80; ESSO

Zum Schluss ist es mir eine angenehme Pflicht, all jenen zu danken, die mir Unterlagen und Hinweise für die Abfassung dieses Berichtes geliefert haben. Dank gebührt vor allem der

Swisspetrol Holding AG, Zürich

den 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

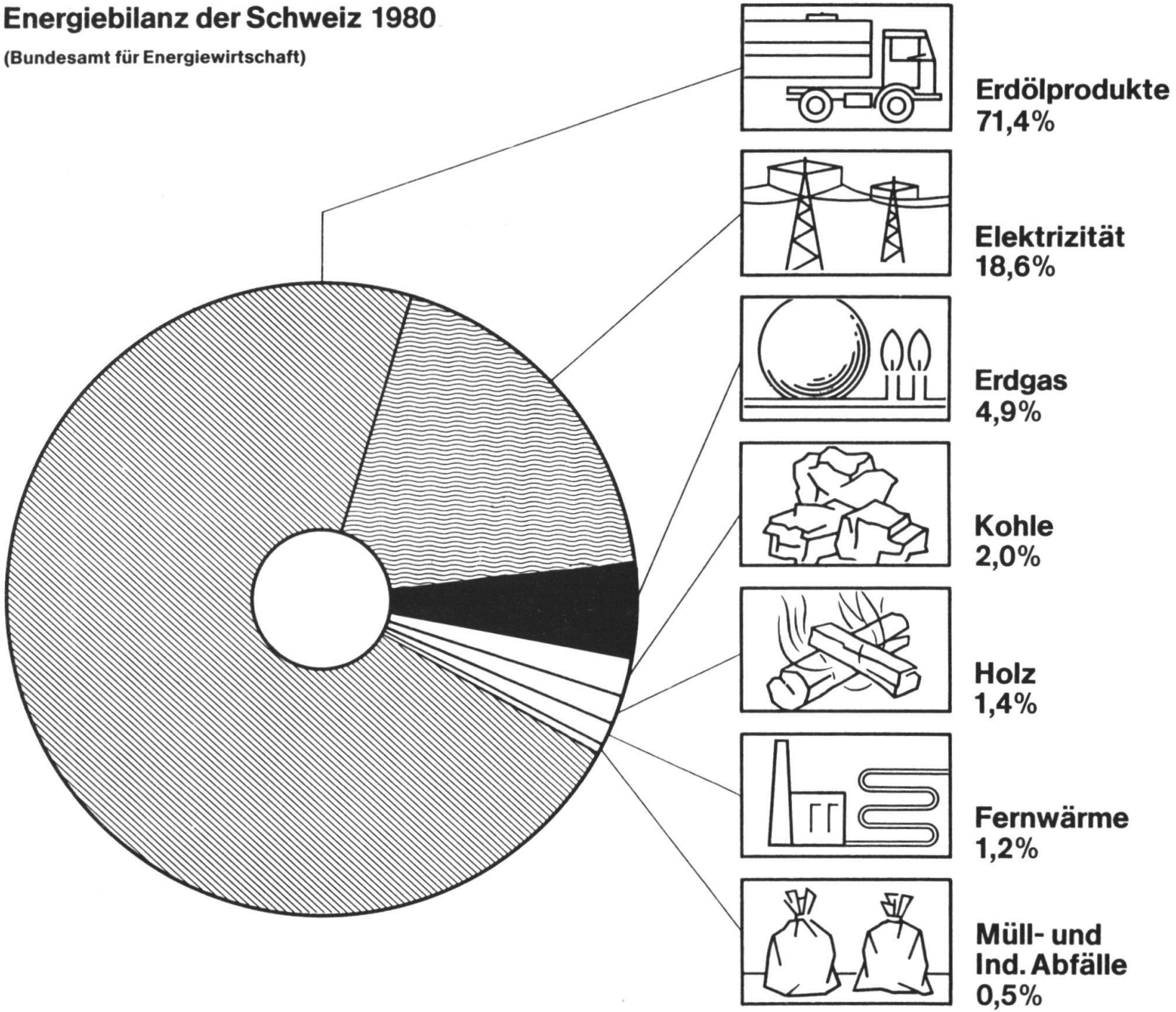
sowie den ausländischen Erdölpartnern:

BEB, Gewerkschaften Brigitta und Elwerath, Hannover
Elf-Aquitaine (Suisse) Exploration Production SA, Bienne
Shell Switzerland/Exploration, Le Mont-sur-Lausanne
Bomin, Bochumer Mineralöl GmbH, Bochum

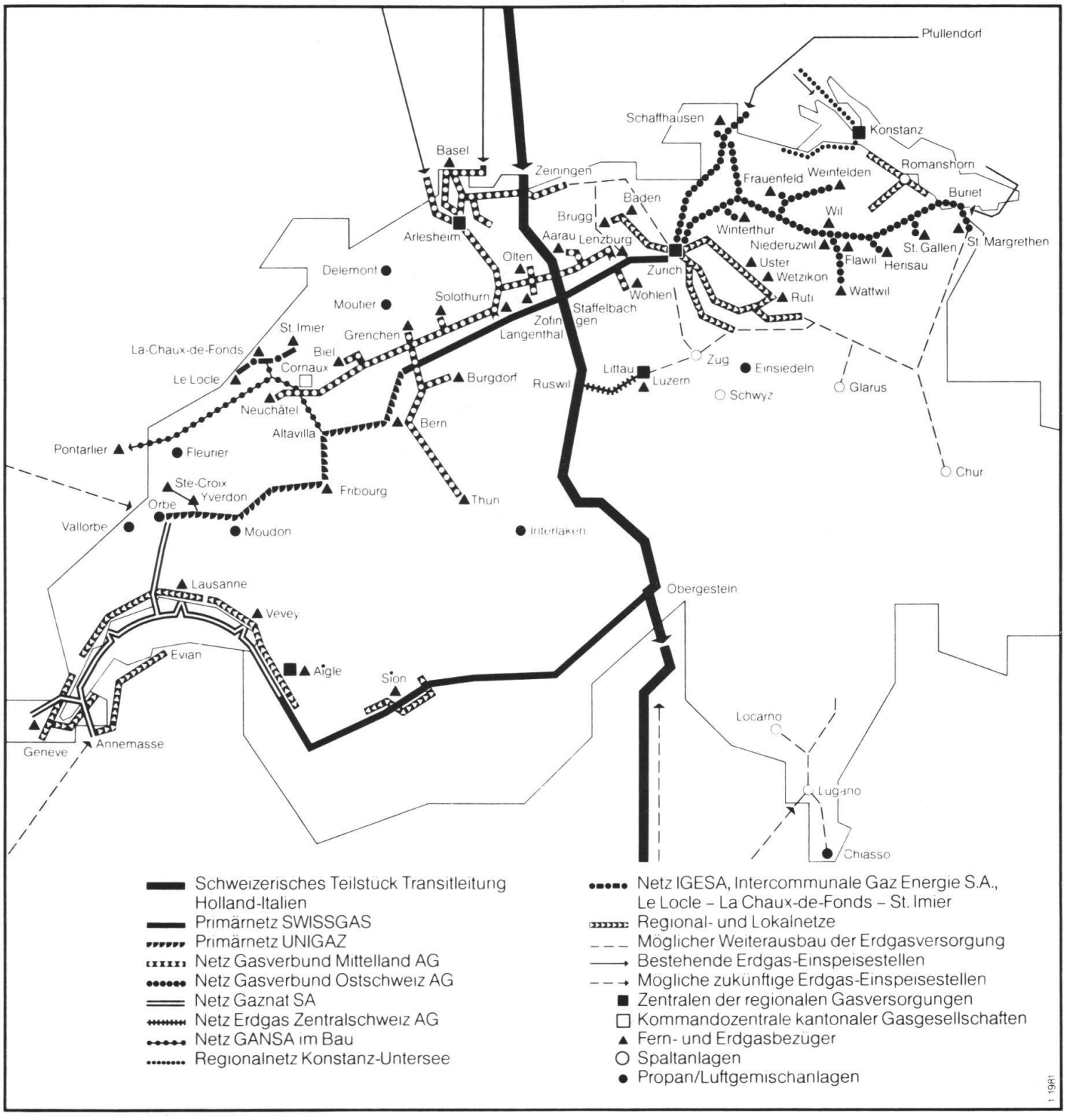
Ferner danke ich der Erdölvereinigung und der Swissgas für die zur Verfügung gestellten Unterlagen. Besondern Dank möchte ich Herrn Dr. Hunzinger, Präsident der Swissgas, für die Verfassung des Kapitels über die Gasindustrie aussprechen.

Energiebilanz der Schweiz 1980

(Bundesamt für Energiewirtschaft)



Primärnetz für die Gasversorgung der Schweiz



Das europäische Erdgastransportnetz