

Eidg. Institut für Reaktorforschung Würenlingen
Schweiz

Kostenoptimierte Energieversorgungs-Szenarien für die Schweiz und deren politische Randbedingungen

S. Kypreos



Würenlingen, April 1984

**Kostenoptimierte Energieversorgungs - Szenarien für die
Schweiz und deren politische Randbedingungen**

S. Kypreos

April 1984

Vorwort

Im EIR-Bericht Nr. 485, "Modal Splits für die Schweizerische Energieversorgung bis zum Jahr 2000" leistete die Systemanalysengruppe der Abteilung Prospektivstudien des Eidgenössischen Institutes für Reaktorforschung (EIR) ihren Beitrag zur Diskussion der "Eingriffslosen Entwicklung der Schweizerischen Energieversorgung bis zum Jahr 2000". Die vorliegende Studie enthält die Ausdehnung dieser Arbeit auf den Fall von Szenarien, welche Eingriffe beinhalten. Wiederum war das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) der Auftraggeber.

Die Aufgabe bestand darin, unter vorgegebenen Annahmen über die Entwicklung der Energiepreise und des Bruttosozialproduktes und ausgehend von den von der Universität Genf (CUEPE, Centre Universitaire d'Etude des Problèmes de l'Energie) gerechneten Bedarfs-szenarien die Anteile der verschiedenen Energieträger und Energietechnologien an der Schweizerischen Energieversorgung (Modal Splits) zu bestimmen. Die Aufgabe wurde durch Anwendung des Linearen Optimierungsprogrammes MARKAL gelöst.

Nicht oft genug kann betont werden - und deshalb wiederholen wir hier eine Passage aus dem früheren Bericht -, dass die Resultate nicht als Prognose aufgefasst werden dürfen. Die angewandte Methode besteht stark verkürzt gesagt darin, sich rationale Antworten auf möglichst viele und intelligente Fragen vom Typ "Was ist, wenn?" geben zu lassen. Durch die Diskussion der Antworten in Verbindung mit den zugehörigen Fragestellungen und Randbedingungen darf man mit Recht erwarten, ein besseres Verständnis der sehr komplexen Zusammenhänge zu erlangen. Im günstigsten Falle bekommt man auch Hinweise dafür, welche Massnahmen unter anderem ergriffen werden könnten, um bestimmte Ziele anzustreben. Mehr zu erwarten wäre unrealistisch. Wenn dies trotzdem immer wieder etwa geschieht, dann wohl deshalb, weil die Resultate der Modellrechnungen in Form von Tabellen und Kurven erscheinen, die wie die "Statistiken von morgen" aussehen.

Die Signifikanz der Resultate hängt - neben der Güte des Modells - wesentlich von der Qualität der zur Verfügung stehenden Datenbasis und den angenommenen Randbedingungen ab. Für Unterstützung in diesen heiklen Fragen, wie auch für das generell unserer Arbeit entgegengebrachte kritische Interesse, haben wir nach vielen Seiten zu danken:

den Herren Dr. H.L. Schmid und M. Renggli vom Bundesamt für Energiewirtschaft, den Herren Prof. F. Carlevaro und Dr. Ch. Spierer sowie Prof. B. Giovannini der Universität Genf. Last but not least danken wir Frl. P. Barth und unserer Sekretärin, Frl. B. Heierling, die es möglich machten, dass die Studie sauber dargestellt und rechtzeitig erscheint.

Wir hoffen, dass dieser Bericht ein brauchbarer, wenn auch bescheidener Beitrag in der komplexen Diskussion um die Frage der Auswirkungen von energiepolitischen Massnahmen sei.

Der Abteilungsleiter
Prospektivstudien am EIR

Der Vorhabensleiter

Dr. P. Kesselring

S. Kypreos

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung
2. Einführung
2. Organisation der Studie
3. Ziel der Studie mit MARKAL
4. Hauptcharakteristiken der untersuchten Szenarien
5. Allgemeines über MARKAL
6. Die Verbindung zwischen dem Genfer techno-ökonomischen Modell und MARKAL
7. Weitere Annahmen/Daten
8. Diskussion der Resultate
9. Schlussfolgerungen

Anhang A: Verbindung zwischen dem techno-ökonomischen Modell der CUEPE und MARKAL

Anhang B: Annahmen zur MARKAL-Analyse

Anhang C: Technologie-Daten

Anhang D: Szenario Resultate

Kostenoptimierte Energieversorgungs-Szenarien für die Schweiz und deren politische Randbedingungen

Zusammenfassung

Es werden Energieversorgungs-Szenarien (Modal Splits) für die Schweiz bis ins Jahr 2000 mit dem linearen Systemoptimierungsmodell MARKAL unter verschiedenen Annahmen des Wirtschaftswachstums und der Energiepreisentwicklung, sowie unter Einbezug von staatlichen Massnahmen untersucht.

MARKAL wurde im Rahmen eines IEA Projektes entwickelt. Die Perspektiven der Energienachfrage wurden von der Universität Genf, bzw. CUEPE analysiert und dienen hier als Randbedingungen für MARKAL.

Die Rollenverteilung der Energieträger sowie die dazu notwendigen Investitionen werden für verschiedene Szenarien nach Primär-, End- und Nutzungsenergie gerechnet. Substitutionsmöglichkeiten und der Beitrag neuer Technologien und regenerierbarer Energieträger werden dargestellt.

Die Studie gibt für jedes Szenario die kostenoptimalen Strukturen der Energieversorgungssysteme.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind:

- Die Schweiz bleibt auch weiterhin stark vom Oel abhängig.
- Im besten Falle wird der Endenergieanteil des Oels von 67 % (1982) auf 53 % reduziert. Bei real konstanten Preisen bleibt die Abhängigkeit von Erdöl unverändert.
- Der Ersatz von Oel erfolgt im wesentlichen durch Energiesparmassnahmen und Kernenergie. Die Substitution tritt vor allem bei Szenarien mit relativ grossen Preiszunahmen auf.
- Im Sektor Haushalt/Dienstleistungen sind Sparmassnahmen (Isolationen, Wirkungsgradverbesserungen) aus energetischer wie ökonomischer Sicht sehr empfehlenswert.
- Oelheizungen, Fernwärme und elektrische Wärmepumpen stellen sich in dieser Reihenfolge als die wirkungsvollsten Heiztechnologien heraus.
- Kohleheizungssysteme könnten einen Beitrag leisten zur Substitution des Erdöls.
- Die für 1982 und die folgenden Jahre angenommenen Gaspreise führen zu keiner zusätzlichen Erdölsubstitution durch Gas.

- Die Alternativenergien sind in Szenarien mit real konstanten Preisen bescheiden vertreten.
- Geothermie und Elektrowärmepumpen könnten schon bei relativ kleinem Preiszuwachs für Heizöl konkurrenzfähig sein.
- Die Solarenergie und Biogas sind auf staatliche Subventionen angewiesen.

Der Beitrag der Nuklearenergie nach Leibstadt hängt von den politischen Randbedingungen ab:

- Bei der Atominitiative, wo eine reduzierte Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs für die Haushalte und den Dienstleistungssektor angenommen wurde, darf nach Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt bis ins Jahr 2000 keine zusätzliche Kapazität erforderlich sein.
- Bei der Annahme der Energieinitiative und bei einem Zuwachs der Heizölpreise wird für Substitutionszwecke ein Kohlekraftwerk von 200 MWe installiert.
- In Szenarien bei welchen der Zuwachs des Bedarfs an elektrischer Energie der historischen Entwicklung folgt, wird eine zusätzliche Nuklearkapazität von ungefähr 0,9 - 1,0 GWe erforderlich sein.

Es ist wichtig festzuhalten, dass es sich hierbei nicht um Prognosen handelt, sondern um mögliche Entwicklungen, wie sie auf Grund der vorausgesetzten Szenarien - insbesondere den angenommenen Preis- und Technologienentwicklungen - eintreten könnten.

Diese Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft durchgeführt.

1. Einführung

Die Schweiz ist stark von Energieimporten abhängig. Die einheimische Energie ist entweder ausgebaut (Wasserkraft) oder sie hat ein begrenztes wirtschaftliches Potential.

80 % der Endenergie wird importiert, der weitaus grösste Anteil in Form von Erdöl.

Die Weltlage am Erdölmarkt ist in den letzten Jahren entspannt gewesen, die Erdölpreise haben sich stabilisiert. Aber diese Situation könnte sich rasch ändern, vor allem, was die Preise betrifft.

Zwei Energieinitiativen wurden eingereicht, die die Energiepolitik der Schweiz festlegen sollen: Die "Atominitiative" und die "Energieinitiative".

Die Energiepolitik der Kantone im Rahmen der heutigen gesetzlichen Möglichkeiten wäre die Alternative.

Das Bundesamt für Energiewirtschaft hat eine Serie von Studien in Auftrag gegeben um die Konsequenzen der Initiative und die dazugehörigen Massnahmen zu erfassen.

In diesem Bericht werden die Grundannahmen und die Resultate der Studie mit dem Hauptgewicht auf unseren Arbeiten im Energieverteilungsbereich dargestellt.

2. Organisation der Studie

Verschiedene Preisentwicklungen der Energieträger und verschiedener Wirtschaftsentwicklungen sind als exogene Bestimmungsgrössen vom BEW und SGZZ definiert worden.

Die folgende Tabelle 1 zeigt die Arbeitseinteilung der an dieser Studie beteiligten Institutionen und die verwendete Methodik.

Tabelle 1

• Organisation der Studie

Institution	Ziel der Studie	Methodik
BEV	Koordination/Auswertung der Arbeiten Preisentwicklung	
SGZZ	Bestimmung des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums	Oekonomische Untersuchungen
Uni Genf/CUEPE	Energienachfrage Massnahmen	Oekonomische Analysen Technisch-ökonometrische Simulation
EIR	Energieverteilung Beitrag neuer und alternativer Technologien	L.P. (MARKAL)

3. Ziel der Studie mit MARKAL

Mit Hilfe des IEA "Energy Allocation Model" MARKAL (1), werden Modal Splits der schweizerischen Energieversorgung gerechnet. Besonders betrachtet werden die Elektrizitätserzeugung und die Heizungs- und Warmwassersysteme. Die Schlussfolgerungen der CUEPE-Studie in Bezug auf Gebäudeisolierung und die Einsparungen beim Elektrizitätsverbrauch der Haushalte wurde übernommen (2).

Die Substitution des Erdöls mit Hilfe von fortgeschrittenen Technologien und der Beitrag der alternativen Energien unter verschiedenen staatlichen Massnahmen ist das Hauptproblem dieser Studie.

4. Haupt-Charakteristiken der untersuchten Szenarien

4.1 Szenario HK: Hohes Wachstum - Kantonale Energiepolitik

Diesem Szenarium unterstellt man das grösste wirtschaftliche Wachstum:

2,33 % pro Jahr bis 1990 und 1,59 % pro Jahr bis 2000.

Die Energiepolitik der Kantone ist im Rahmen der heutigen gesetzlichen Möglichkeiten begrenzt.

Die Energiepreise bleiben real fast konstant auf dem Niveau 1983.

4.2 Szenario HE: Hohes Wachstum, Politik im Rahmen der Energieinitiative

Szenario HE hat das gleiche wirtschaftliche Wachstum und die gleiche Preisentwicklung wie Szenario HK. Energiepolitik wird im Rahmen der institutionellen Möglichkeiten der Energieinitiative gemacht. Subventionen in Höhe von 500 Mio. Fr. pro Jahr werden verteilt. Davon sind 150 Mio. Fr. für Alternativtechnologien bestimmt.

4.3 Szenario HA: Hohes Wachstum, Politik im Rahmen der Atominitiative

Auch in diesem Szenario wird das gleiche Wirtschaftswachstum und die gleiche Preisentwicklung wie bei HK und HE angenommen.

Energiepolitik wird im Rahmen der gesetzlichen Möglichkeiten der Atominitiative gemacht. Die Einsparungen beim Elektrizitätsverbrauch sind deshalb intensiv genug, damit kein wesentlicher Bedarf für neue Produktionskapazitäten entsteht.

4.4 Szenario KK: Energie-Krise, Kantonale Energiepolitik

Diesem Szenario wird nach einem Wirtschaftswachstum von 2,32 % pro Jahr bis ins Jahr 1990, eine nachfolgende Rezession unterstellt (0,6 % pro Jahr bis 2000). Der kumulative Wirtschaftswachstums-Index beträgt 1,22. Die Rezession ist als eine Folge der Knappheit an Erdöl, eine massive Preiserhöhung (100%) des Rohöls und eine Weltwirtschaftskrise zu verstehen. Real steigt der Preis für Heizöl um 68 % in 1990. Nach 1990 wird sich der Erdölmarkt wieder beruhigen. Der kumulative Preisindex ist deshalb 1,28. Der Index für Gas ist 1,46 und für Kohle 1,22.

4.5 Szenario KE und Szenario KA

In diesem zwei Szenarien werden gleiches Wirtschaftswachstum und Preisentwicklung angenommen wie bei Szenario KK. Die Energiepolitik aber entspricht jeweils den Randbedingungen der Energie- oder der Atominitiative.

5. Allgemeines über MARKAL

MARKAL ist ein Mehrperioden LP-Programm für die Analyse von Energie-Versorgungssystemen.

Die Zielfunktion minimiert die totalen diskontierten Kosten (Investitionen, Betriebs- und Unterhaltskosten sowie Brennstoffkosten) des Energiesystems, der gesamten Planungslänge (1980 - 2000).

Die wichtigsten System-Einschränkungen (Nebenbedingungen) sind:

- die Nutzenergie-Nachfrage nach Sektoren für den betrachteten Zeitraum,
- die jährliche Energiebilanz der Energieträger und die saisonalen Tag-/Nacht-Bilanzen für Elektrizität und Fernwärme,
- die Bildung neuer Kapazitäten,
- die Spitzenlast der Elektrizitätsproduktion und Fernwärme.

Die Struktur des Modells ist einfach:

Die Marktsegmente der Energie-Nachfrage und die "Technologien" zu deren Befriedigung werden definiert.

Die Technologien werden durch ihre Kosten und die wichtigsten Energie-Umwandlungsparameter beschrieben. Das Modell entscheidet über neue Investitionen (Anlagen), um die Nachfrage zu befriedigen.

Substitution, d.h. Ersatz eines Energieträgers durch einen anderen, erfolgen solange als dies wirtschaftlich ist. Einsparungen durch Anlage-Verbesserungen und Gebäudeisolierungen können von MARKAL selber bestimmt werden.

An dieser Stelle muss betont werden, dass MARKAL ein Optimierungsprogramm ist und kein Prognose-Modell. MARKAL beschreibt, was man tun müsste, um optimale Wirtschaftlichkeit zu erreichen und nicht, was in Zukunft geschehen wird. Die Resultate weisen darauf hin, wie die Energiewirtschaft aussehen müsste, damit sie - gemessen an der gewählten Zielfunktion und unter Einhaltung der vorgegebenen Einschränkungen - optimal wäre. Die Qualität der Resultate hängt von der Qualität der Technologiebeschreibung ab.

Die Stärke des Modells liegt im Aufzeigen der möglichen Trends und Konsequenzen bei verschiedenen Annahmen der Preisentwicklung und technologischen Verbesserungen.

Andere Zielfunktionen könnten berücksichtigt werden:

- Minimierung der gesamten Oelimporte (beschleunigter Ersatz des Oels),
- Forcierung der erneuerbaren Energien,
- Reduktion der Umweltbelastung, wobei aus den entsprechenden Mehrinvestitionen interessante Schlüsse gezogen werden könnten.

Einer der kritischen Faktoren in der Studie ist die Sicherung der Konsistenz bei der Bestimmung der Technologiekosten, bzw. der Systemabgrenzung für die verschiedenen Heizungstechnologien. Ihr wurde deshalb besondere Aufmerksamkeit geschenkt.

6. Die Verbindung zwischen dem Genfer Modell und MARKAL

Das ökonomische Modell der Uni Genf und des techno-ökonomischen Modells von CUEPE liefern Prognosen über den Endenergieverbrauch, MARKAL benötigt Nutzenergiedaten als Randbedingung für die Optimierung der Heizungssysteme. Es ist also eine Schnittstelle nötig.

Diese Verbindung zwischen den Genfer Modellen und dem Energie-zuteilungsmodell MARKAL wird hier kurz beschrieben.

6.1 Industrie und Transport

Die Resultate des ökonomischen Modells im Industrie- und Transportsektor werden in MARKAL übertragen. Ebenso wird der Elektrizitätsverbrauch im Sektor Haushalt, Gewerbe, Dienstleistungen für Haushaltsgeräte, Licht und Prozesse übernommen. Der heutige Verbrauch der Industrie an Gas, Kohle, Holz und Abfälle wird als konstant angenommen. Erdöl wird entsprechend reduziert.

6.2 Heizungs- und Warmwasser

Die Aufteilung der Energienachfrage für Heizung und Warmwasser im Sektor Haushalt, Gewerbe, Dienstleistungen und Landwirtschaft ist notwendig für eine sinnvolle Optimierung, um den Beitrag neuer Technologien und alternativer Energien zu finden.

Um die Energienachfrage für Heizung und Warmwasser aufzuteilen, wird eine Schnittstelle (Interface) erstellt!

Die Endenergie-Nachfrage für Raumheizung und Warmwasserbereitung wird in sechs Nutzenergie-Arten (Kategorien) aufgeteilt:

- 1 Die Nutzenergie-Nachfrage für Warmwasser der Einfamilienhäuser (EFH),
- 2 Die Nutzenergie-Nachfrage für Warmwasser aller anderen Gebäude (Mehrfamilienhäuser (MFH), Dienstleistungsgebäude, Gewerbe),
- 3 Die Nutzenergie-Nachfrage für Raumheizung alter EFH,
- 4 Die Nutzenergie-Nachfrage für Raumheizung renovierter und neuer EFH,
- 5 Die Nutzenergie-Nachfrage für Raumheizung alter MFH und Dienstleistungsgebäude,
- 6 Die Raumheizungs-Nachfrage für renovierte und neue MFH und Dienstleistungsgebäude.

Die gesamte Endenergie-Nachfrage des Genfer Modells wird mit Hilfe eines mittleren zeitabhängigen Wirkungsgrades in eine Nutzenergie-Nachfrage umgesetzt.

Iterationen waren notwendig zwischen den MARKAL Resultaten und dem angenommenen mittleren Wirkungsgrad, um den gleichen Endenergie-Verbrauch zu erreichen.

Die Aufteilung der gesamten Nutzenergie nach EFH, MFH und Dienstleistungsgebäuden wird mit der gleichen Annahme gemacht wie bei CUEPE.

In jeder Kategorie (1 - 6) konkurriert eine Serie von Technologien um die Nachfrage zu decken.

Für die Bestimmung der spezifischen Kosten der verschiedenen Heizungssysteme nach Gebäudetypen und Isolationsgrad wurde die Motor Columbus Studie "Kosten der Heizungssysteme", BEW Schriftreihe 12, als Basisstudie benutzt. Zusätzliche Studien wurden verwendet, um das technische Potential und die spezifischen Kosten für WKK-Anlage, für Gebäudegruppen, Geothermie, Fernheizung, Biogas und Sonnenenergiesysteme zu bestimmen (siehe Anhang C). Die Aufteilung der Nutzenergie wird in den Figuren des Anhangs A gezeigt.

Eine detaillierte Beschreibung der Schnittstelle (Interface) befindet sich in Anhang A.

7. Weitere Annahmen/Daten

Zu den folgenden Punkten wurden Annahmen getroffen:

- Annahme über die existierenden Heizungssysteme im Jahre 1980 und den zeitlichen Verlauf ihrer Ersetzung.
- Obere Grenze der Marktanteile für Gas, Fernwärme und elektrische Heizung.
- Total möglicher Energieverbrauch von Gruppen-Heizungen.
- Obere Grenze der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen wie Wärme aus Grundwasser, Luft, Kehrlicht, Sonnenenergie-Potential, geothermaler Energie.
- Annahme über die mittleren Produktionsmöglichkeiten von Wasserkraftwerken, über nukleare und erneuerbare Energiequellen.
- Annahme über Elektrizitäts-Reserven und Exportüberschüsse bei mittleren Produktionsverhältnissen.

Die Technologie-Daten (spezifische Kosten, Energieanteile, Wirkungsgrade, etc.) für alle in dieser Studie berücksichtigten Technologien sind in Anhang C aufgeführt.

8. Diskussion der Resultate

Die Hauptresultate (installierte elektrische Leistung und Heizungssysteme) sind als Diagramm in Anhang D dargestellt. Wir beschränken uns hier auf die wichtigsten Ergebnisse. Sie widerspiegeln die Hauptannahmen bezüglich Wirtschaftswachstum und Energiepreissteigerungen.

8.1 Primärenergie

Die Primärenergieaufteilung in absolute und relative Werte wird in der folgenden Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2: Rollenverteilung der Energieträger (Primärenergie) (PJ/Jahr)

Szenario	1982 Sta- tistik	HK		HE		HA		KK		KE		KA	
		1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000
Erdöl	446,7	560,3	686,3	533,0	620,0	555,0	695,2	463,5	494,5	420,0	414,9	471,6	507,2
Wasserkraft	166,7	136,5	139,9	136,5	139,9	136,5	139,6	146,0	151,0	136,4	139,9	136,5	139,6
Kernenergie	155,7	251,9	324,9	246,0	247,7	235,0	247,6	270,1	327,1	247,1	247,6	243,1	247,6
Erdgas	45,9	51,8	51,6	46,8	47,4	51,8	54,9	50,4	4,5	48,7	42,8	52,0	52,0
Kohle und Abfälle	38,6	43,0	50,3	39,9	52,2	41,0	39,6	61,9	66,0	86,4	96,9	54,6	56,9
Regenerierbare Energien	11,0	16,2	23,6	28,3	38,5	23,0	34,8	23,6	41,8	37,5	60,6	23,7	45,2
Total	864,6	1059,2	1276,5	1020,6	1145,9	1042,4	1211,8	1006,0	1120,7	976,0	1002,7	981,5	1048,5
Abzügl. Netto-Exporte	39,0												

Inländischer Verbrauch 825,6

Erdöl	54,1	52,9	53,8	52,2	54,1	53,2	57,4	46,1	44,2	43,0	41,4	48,1	48,1
Wasserkraft	20,2	12,9	11,0	13,4	12,2	13,1	11,5	13,6	12,5	14,0	14,0	13,9	13,3
Kernenergie	14,1	23,7	25,5	23,1	21,6	22,6	20,4	26,8	29,2	25,3	24,7	24,8	23,6
Erdgas	5,6	4,9	4,0	4,6	4,1	5,0	4,5	5,0	4,6	5,0	4,3	5,3	5,0
Kohle und Abfälle	4,7	4,1	3,9	3,9	4,6	3,9	3,2	6,2	5,9	8,8	9,7	5,6	5,4
Regenerierbare Energien	1,3	1,5	1,9	2,8	3,4	2,2	2,9	2,4	3,7	3,8	6,0	2,4	4,3

In der Spalte Nuklear-Energie sind Werte aufgeführt, die um 30 % der Stromnettoexporte reduziert wurden. Die Stromexporte wurden auf 10 TWh pro Jahr begrenzt. Die Resultate werden vornehmlich auf der Stufe Endenergie diskutiert; es sollen hier nun einige Bemerkungen zur Primärenergie gemacht werden.

- Die Oelabhängigkeit kann um ca. 41 % der gesamten Primärenergie reduziert werden in Szenarien, bei welchen eine Wirtschaftskrise mit relativ grossen Preiserhöhungen und Subventionen für Einsparungen und regenerierbare Technologien angenommen wird.

In allen anderen Szenarien bei welchen ein hohes Wirtschaftswachstum und ziemlich konstante Preise angenommen wurden, bleibt die heutige Abhängigkeit im wesentlichen unverändert.

Die Nuklearenergie beträgt 20 % bis 30 % der Primärenergie im Jahr 2000.

In Szenarien für welche Bedingungen der Atom- und Energieinitiative gelten, werden solche Massnahmen getroffen, die a priori zu grossen Einsparungen beim Verbrauch von Elektrizität führen. Diese Szenarien beinhalten keine zusätzliche Nuklearenergie. Im Gegensatz dazu führen Szenarien, deren gesetzliche Randbedingungen nur durch die Politik der Kantone definiert werden, zu einer wesentlichen Substitution von Erdöl durch Kernenergie.

- Der Beitrag der Wasserkraft ist auf 11 - 14 % der totalen primären Energie beschränkt.
MARKAL rechnet mit mittleren Erzeugungsmöglichkeiten für die elektrische Produktion aus Wasserkraft. Für die Wasserkraft wurden im Diagramm die effektive Produktion minus 70 % der Nettostromexporte eingesetzt.
- Gas variiert zwischen 4 % und 5 % und Kohle und Abfälle (16 PJ) zwischen 4 % und 10 %. Die für 1982 und die Folgejahre angenommenen Preise führen zu keiner zusätzlichen Erdölsubstitution durch Gas. Der heutige Verbrauch im Haushaltssektor wird beibehalten. Müll- und Industrieabfälle sind als ziemlich konstant angenommen (16 PJ).
Der grösste Verbrauch an Kohle findet in Szenario KE statt. In diesem Szenario ist die Kohle für Substitutionszwecke und für die Produktion von Elektrizität angewendet worden.

Tabelle 3: Rollenverteilung der Energieträger (Endenergie) (PJ/Jahr)

Szenario	1982	HR		HE		HA		KK		KE		KA	
	Statist.	1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000	1990	2000
Erdölprodukte	449,0	541,9	665,7	515,5	600,2	536,8	672,9	449,4	479,6	407,4	402,4	457,2	491,8
Elektrizität (abzüglich Netto-Exporte)	132,2	158,8	178,9	153,7	160,1	154,2	158,2	164,4	179,9	160,7	161,5	157,0	158,3
Fernheizung	8,4	14,6	30,4	14,4	19,2	11,3	14,7	17,0	33,7	14,3	25,1	13,6	23,2
Erdgas	39,8	45,8	49,0	40,9	42,0	45,8	49,0	47,6	48,9	46,1	40,3	48,8	49,0
Kohle + Abfälle (4,9 PJ)	26,4	29,2	35,9	26,5	28,6	27,7	23,3	46,7	51,7	65,1	69,5	39,7	38,4
Regenerierbare Energien *)	11,0	16,2	23,6	28,3	38,5	23,0	34,8	23,6	41,8	37,5	60,5	23,7	45,2
Gesamt	667,3	806,6	983,5	779,0	888,6	798,2	953,0	748,8	835,6	731,1	759,4	739,9	805,9

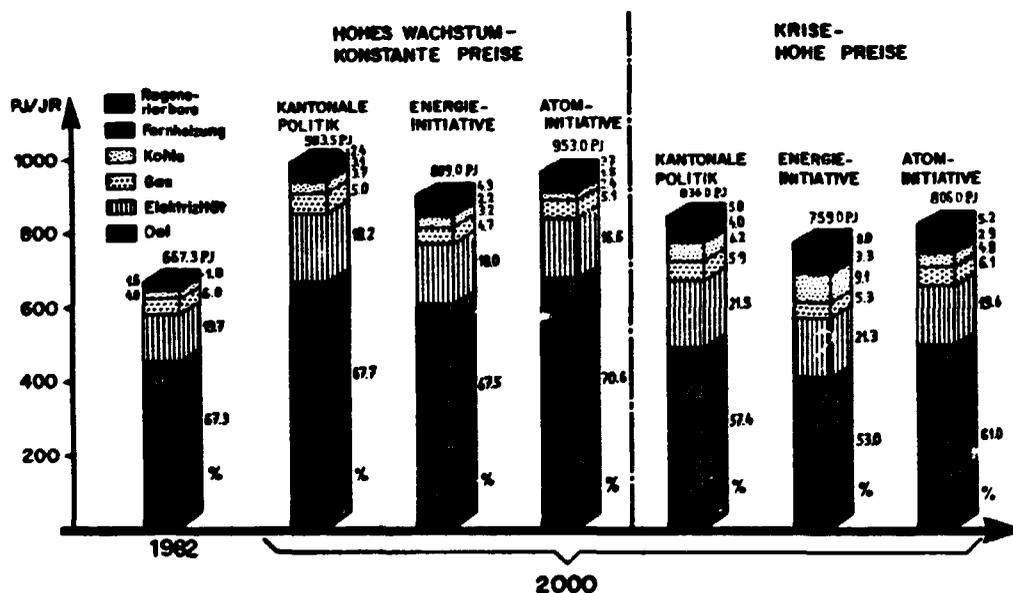
Endenergie-Verteilung (in %)

Erdölprodukte	67,3	67,2	67,7	66,1	67,5	67,3	70,6	66,0	57,4	55,7	53,0	61,8	61,0
Elektrizität	19,8	19,7	18,2	19,7	18,0	19,3	16,6	22,0	21,5	22,0	21,3	21,2	19,6
Fernheizung	1,3	1,8	3,1	1,8	2,2	1,4	1,5	2,3	4,0	2,0	3,3	1,8	2,9
Erdgas	6,0	5,7	5,0	5,2	4,7	5,7	5,1	6,4	5,9	6,3	5,3	6,6	6,1
Kohle und Abfälle	4,0	3,6	3,7	3,4	3,2	3,4	2,4	6,2	6,2	8,9	9,1	5,4	4,8
Regenerierbare Energien	1,6	2,0	2,4	3,6	4,3	2,9	3,7	3,2	5,0	5,1	8,0	3,2	5,6

*) Holz, Sonne, Umgebungswärme, Biogas, Geothermie

8.2 Endenergie

Der Endenergieverbrauch im Jahr 2000 variiert zwischen 147 % des Verbrauchs von 1982 für Szenario HK und 114 % für Szenario KE. Die absoluten Werte des Endenergieverbrauchs und die Aufteilung nach Energieträgern ist in Figur 1 und Tabelle 3 dargestellt.



Figur 1: Endenergieverbrauch

Die absoluten Werte sind als Resultat des angenommenen Wirtschaftswachstums und der getroffenen Massnahmen zu verstehen.

Die Substitution des Erdöls ist stark von der Preisentwicklung abhängig.

8.3 Öelabhängigkeit

Die folgende Tabelle 4 zeigt die Öelabhängigkeit im Jahr 2000, die relativen Anteile des Erdöls am Endenergieverbrauch und die erzielte Substitution zusätzlich zu jener der CUEPE-Studie. Die Erdölsubstitution ist eine Folge des Einsatzes neuer Technologien.

Tabelle 4: Oelabhängigkeit im Jahr 2000

Szenario	Oelimporte (Mio. t)	Oelanteil am Endenergie- verbrauch (%)	Substitution zusätzlich zu CUEPE (Mio. t)
1982	10,6	67,3	-
Hoch-Kantonale Politik	16,4	67,3	1,53
Hoch-Energieinitiative	14,8	67,5	1,48
Hoch-Atominitiative	16,6	70,6	1,43
Krise - Kantonale Politik	11,9	57,4	2,39
Krise - Energieinitiative	9,9	53,0	3,11
Krise - Atominitiative	12,1	61,0	2,17

In Szenarien mit konstanten Preisen bleibt die Abhängigkeit von Erdöl sehr hoch. Bei der Atominitiative wird die Abhängigkeit sogar noch grösser.

Bei kleinerem Wirtschaftswachstum und bei hohen Preisen könnte die Oelabhängigkeit reduziert werden.

8.4 Andere Energieträger

Der Beitrag der Kohle (inklusive Abfälle) an der Endenergie zeigt steigende Tendenz und erreicht typischerweise 6 % des gesamten Verbrauchs. Für die Variante KE erreicht die Kohle einen Anteil von 9 %, hauptsächlich als Folge der Oelsubstitution.

Der Anteil des Gases bleibt konstant (ca. 6 %) wegen der angenommenen hohen Preise im Vergleich zu Heizöl.

Der Beitrag der Energiesparmassnahmen bei Gebäudeisolierung ist durch alle Szenarien der gleiche, wie ihn das CUEPE-Modell angibt. Er wird mit MARKAL nicht explizit erfasst.

Schlussendlich decken Holz (13,4 PJ) und die andern erneuerbaren Energiequellen wie Sonne, Biogas, Geothermie und Umgebungswärme den Rest des Endenergiebedarfs.

Ueber den Beitrag der regenerierbaren Energien wird in Kapitel 8.7 detailliert berichtet.

8.5 Elektrizitätsproduktion und installierte Leistung

Die Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraftwerken ist im Prinzip nicht optimiert worden. Die Produktion der Fluss- und Speicherwerke wurde entsprechend ihrem durchschnittlichen Potential eingesetzt.

Obwohl in MARKAL die Kapazitätsreserven in die Spitzenlast-Nebenbedingungen eingebaut sind, wurde vom Programm nie eine neue Kapazität verlangt, um diese zu befriedigen; dies wohl infolge der sehr hohen Wasserkraft-Kapazität, die in der Schweiz schon installiert ist. Für die neuen installierten Kapazitäten ist die Elektrizitätsbilanz im Winter massgebend.

Im ZWB wird eine Reserve von 13 % des Winterproduktionspotentials von der Energiebilanz abgezogen, was einer 95 %-igen Sicherheit der Versorgung entspricht.

Wir haben die Produktionsreserven als Nettoexporte betrachtet und mit mittleren Produktionsmöglichkeiten gerechnet. Die Nettoexporte im Winterhalbjahr sind auf 1,5 TWh begrenzt (siehe auch Anhang B).*

Neue Kraftwerke werden im MARKAL-Modell nicht blockweise erstellt, sondern es wird genausoviel Kapazität installiert wie notwendig ist, um den zusätzlichen Elektrizitätsverbrauch im Winterhalbjahr zu befriedigen.

Das Kernkraftwerk Leibstadt und der Schweizer Anteil an Fessenheim und Bugey wurden fest in die Lösung eingebaut. Die gesamte nukleare Kapazität im Jahr 1985 beträgt deshalb 3,5 GW.

Die Hauptresultate bezüglich neuer installierter Kapazitäten nach dem KKW Leibstadt könnten wie folgt zusammengefasst werden:

Gilt die Atominitiative, so wird bis ins Jahr 2000 keine neue Anlage, mit Ausnahme von Wasserkraftwerken und Kehrichtverbrennungsanlagen installiert. Bei der Energieinitiative und in dem Fall, wo die Energiekosten (Heizöl) steigen, wird ein zusätzliches Kohlekraftwerk von 200 MWe installiert. Diese Anlage dient Substitutionszwecken, primär für elektrische Wärmepumpen und Elektrowarmwasserbereitung.

ZWB = Zehnwerke-Bericht (Juni 1979)

* Eine Produktionsreserve von 13 % des Winterproduktionspotentials würde zu einer Kapazität von 450 MW bis 500 MW zusätzlich zu den MARKAL-Werten führen.

Bei den Szenarien HK und KK wo der Bedarf an elektrischer Energie die historische Entwicklung widerspiegelt, wird eine Leistung von 900 MWe für HK und 1000 MWe für KK erforderlich sein. Diese Anlage ist als Wärme-Kraft-Kopplung konzipiert.

Der Zuwachs der Wasserkraftproduktion zwischen 1982 und 2000 beträgt bei allen Szenarien 2,2 TWh.

8.6 Heizungs- und Warmwassersysteme

Wir betonen noch einmal, dass die MARKAL-Resultate keine Prognosen darstellen für die Einführung neuer Technologien. Sie sind als Resultate eines normativen Modells zu verstehen, die kostenoptimale Lösungen für das Energieversorgungssystem der Schweiz zeigen.

Die Resultate sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Als Indikator für die Einordnung der Technologien dient der kumulative Beitrag der neu installierten Heizungssysteme zwischen 1981 und 2000 in PJ Nutzenergie.

Die graphische Darstellung der Resultate ist auch in Anhang D detailliert wiedergegeben.

Szenario	Raumheizung Grosse Gebäude	PJ 1980 - 2002	Raumheizung Einfamilienhaus	PJ 1980 - 2002	Warmwasser- bereitung	PJ
Hoch/Energie- Initiative (HE)	Ölheizung	1460	Elektroheizung	121	Ölheizung	495
	Gasheizung	178	Holzheizung	107	Solar/Elektrizität	161
	Fernheizung	110	Gas/Biogas	50	Gasheizung	44
	Elektrowärmepumpe	107	Kohleheizung	60	Elektrowärmepumpe	44
	Geothermie/Öl	30			Elektrizität	29
					Fernheizung	27
Hoch/Kantonale Politik (EHK)	Ölheizung	1702	Kohleheizung	121	Ölheizung	495
	Fernheizung	171	Holzheizung	100	Elektrowärmepumpe	95
	Gasheizung	170	Elektroheizung	102	Elektrizität	90
	Geothermie/Öl	41	Gasheizung	45	Gasheizung	54
	Elektrowärmepumpe	15,5	Ölheizung	7	Fernheizung	45
Krise/ Energie- Initiative (KE)	Ölheizung	556	Holzheizung	107	Solar/Ölheizung	195
	Kohleheizung	426	Kohleheizung	92	Elektrizität	113
	Elektrowärmepumpe	271	Elektroheizung	61	Elektrowärmepumpe	104
	Gas/Biogas	221	Gas/Biogas	50	Gas/Biogas	55
	Fernheizung	134			Fernheizung	39
	Geothermie/Öl	124			Geothermie	33
Krise/ Kantonale Politik (KK)	Ölheizung	933	Kohleheizung	134	Öl	304
	Elektrowärmepumpe	270	Holzheizung	101	Elektrizität	139
	Fernheizung	198	Elektrizität	54	Elektrowärmepumpe	114
	Gasheizung	196	Gasheizung	44	Elektrizität	139
	Kohleheizung	155			Gas	60
	Geothermie/Öl	125			Fernheizung	55
				Geothermie/Öl	33	

Tabelle 5: Einordnung der Heizungssysteme und der kumulative Beitrag der Systeme in PJ Netzenergie zwischen 1980 und 2000.

Die Zusammenfassung der Resultate der Tabelle 5 zeigt, dass Ölheizungssysteme die kostenoptimalen Systeme sind für Szenarien bei welchen konstante Heizölpreise angenommen wurden.

Bei Einfamilienhäusern decken hauptsächlich Holz, Elektrizität (nur für gut isolierte Häuser), Kohle und Gas die Nachfrage. Die Fernheizung bringt bei Szenarien, in denen nukleare Energie erlaubt ist, einen wesentlichen Beitrag. Elektrowärmepumpen und regenerierbare Energien wie Geothermie, Biogas und Solarenergie bringen einen grossen Beitrag bei Szenarien, in denen Preissteigerungen für Heizöl angenommen wurden.

Dezentrale Wärme-Kraft-Koppelungs-Anlagen haben sich nie als kostenoptimal erwiesen. Der Gaspreis, relativ hoch gegenüber Heizöl (6,5 Rp/kWh) und die hohen spezifischen Investitionskosten sind der Hauptgrund für die hohen Produktionskosten bei diesen Systemen.

8.7 Subventionen und der Beitrag der regenerierbaren Energieträger

Die Energieinitiative erlaubt die Subventionierung alternativer Energietechnologien, wie z.B. Solarenergie, Geothermie und Biogas. Eines der wichtigsten Probleme dieser Studie war die Verteilung von 150 Mio. Franken pro Jahr an Alternativtechnologien um ihren Durchbruch und wenn möglich eine Maximierung ihrer Marktanteile zu ermöglichen.

Die gesamten Subventionen betragen jährlich 500 Mio. Fr., 350 Mio. Fr. davon sind für die Sanierung von Gebäuden bestimmt. Um den Alternativtechnologien einen beschleunigten Durchbruch zu ermöglichen, wurde in MARKAL eine neue Zielfunktion eingeführt. Die Zielfunktion lautet:

$$(A) \quad \text{Minimize } Z = \sum_{i,c(\text{alt})}^{t=85,2000} \text{Tech}_{i,t} \cdot \text{Inv}_{i,t} \cdot (1-s) \\ + \sum_{i,t} (\text{Tech}_{i,t} \cdot \text{Inv}_{i,t} + \text{Betriebs- und Unterhaltskosten} + \text{Brennstoffkosten})$$

(alt): *Alternativtechnologien*

Tech : *bedeutet die installierte Kapazität an Technologie (=i) und Zeitschritt (=t)*

Inv : *sind die spezifischen Investitionskosten und*

S : *der subventionierte Anteil der Investitionskosten.*

Um eine Maximierung der Einführung der Alternativtechnologien zu erreichen, müsste man den Faktor s als variabel definieren. Das Resultat wäre dann eine nicht lineare Zielfunktion.

Um den subventionierten Anteil der Investitionskosten s zu bestimmen, ist eine Vorstudie notwendig.

Diese Vorstudie vergleicht die Wärmeproduktionskosten für Solaranlagen, Geothermie und Biogas mit der konkurrierenden Technologie und bestimmt den subventionierten Anteil der Investitionskosten um die gleichen Produktionskosten zu erreichen. Mit Hilfe des gesamten vorhandenen Kapitals für Subventionen (ca. 150 Mio. Franken/a, 15 Jahre) und dem berechneten Anteil s wurden die Beiträge der subventionierten Alternativtechnologien bestimmt und in die Lösung eingebaut (siehe auch Anhang B).

Tabelle 6 zeigt die notwendigen Subventionen für die Einführung der Alternativtechnologien. Der erreichte Beitrag der Alternativtechnologien ist in Tabelle 7 gezeigt.

Tabelle 6

Gesamtinvestitionen in Alternativenergien und ihre Subventionen bis ins Jahr 2000.

Alternative Technologien	Hohes Wachstum Energieinitiative		Krise - Energieinitiative	
	Gesamte Invest. Mio.	davon Subventionen Fr.	Gesamte Invest. Mio.	davon Subvent. Fr.
Solar Warmwasser/ Ein-/Zweifamilienhäuser	3036	850	3730	1044
Solar Warmwasser/ Grössere Gebäude	1386	350	2418	240
Biogas	1500	750	1920	576
Geothermie	1075	300*	5670	300*
Elektro-Wärmepumpen	1720	-	3350	-
Total	8717	2250	17088	2160

* Die Subventionen für Geothermie sind für Demonstrationsanlagen vorgesehen.

Tabelle 7:

Beitrag der Alternativenergie pro Szenario im Jahr 2000 (PJ/Jahr)

Szenarien	Hoch/ Energie- initiat.	Hoch/ Kantonal	Hoch Atom- initiat.	Krise Energie- initiat.	Krise Kantonal	Krise Atom- initiat.
Solarenergie	9,9	0,8	2,6	14,4	3,2	4,6
Umgebungs- wärme	6,6	6,7	10,2	11,6	12,2	14,3
Geothermie	2,1	2,8	8,7	12,9	12,9	12,9
Biogas	6,3	-	-	8,0	-	-
Total	24,9	10,3	21,5	46,9	28,3	31,8

Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind:

Der Beitrag der regenerierbaren Energien erreicht im Jahr 2000 einen Substitutionseffekt von 0,25 bis 1,1 Mio. Tonnen Oel pro Jahr.

Bei Szenarien mit real konstanten Preisen haben die Alternativtechnologien wenig Chance, den Durchbruch zu schaffen.

Die Effizienz der Subventionen ist relativ klein. Der Grund liegt in der Höhe der spezifischen Kosten für Solarenergie und ihrem grossen Anteil an Backup-Energien.

Technologien wie Wärmepumpen und Geothermie könnten in der Zukunft schon bei relativ kleinen Änderungen der Heizölpreise einen Durchbruch erreichen (wobei bei der Geothermie zu sagen ist, dass die angenommenen Preisstrukturen mangels praktischer Erfahrungen wenig gesichert sind). Solarenergie und Biogas sind auf Subventionen angewiesen, auch bei Szenarien wo eine Energieteuerung angenommen wurde.

9. Schlussfolgerungen

Wir ziehen Schlussfolgerungen in Bezug auf

- die Abhängigkeit der Schweiz vom Oel und den Ersatz von Erdölprodukten,
- den optimalen Ersatz und Anteil der verschiedenen Technologien für Raumheizung und Warmwasserbereitung und
- die Elektrizitäts-Produktionssysteme.

* Oelabhängigkeit

Bleiben die Preise der Energieträger, insbesondere von Oel, real konstant, so bleibt die Abhängigkeit von Oel im Jahre 2000 gleich wie heute, nämlich ca. 70 %.

Eine Reduktion der Oelabhängigkeit ergibt sich durch eine Erhöhung der Erdölpreise wie Szenario KK zeigt. Damit verringert sich die Oelabhängigkeit auf ca. 57 %. Eine noch grössere Unabhängigkeit wäre bei der Energieinitiative zu erreichen (53 %). Bei der Atominitiative ist die Abhängigkeit immer am grössten. Interessant ist die Feststellung, dass unter den Bedingungen der Atominitiative am wenigsten Substitution von Erdöl erfolgt, und zwar absolut wie relativ.

* Optimale Raumheizungstechnologien

Folgende neue Technologien, bzw. Sparmassnahmen stellen im Sektor Haushalt/Dienstleistungen die wirkungsvollsten dar:

- Energieeinsparungen durch Wirkungsgrad-Verbesserungen der Heizsysteme und Sanierung der bestehenden Gebäude sowie Hausisolationen bei Neubauten, wie die CUEPE-Studie explizit gezeigt hat.
- Fernwärme
- Elektrische Wärmepumpen bzw. Elektrizität
- Kohle.

Bei real konstanten Preisen ist die Oelheizung das optimale System.

Die angenommenen Gaspreise führen zu keiner Erdölsubstitution.

Die Alternativenergien sind also im betrachteten Zeitraum und ohne Subventionen vorerst nur bescheiden vertreten. Geothermie und Wärmepumpen bleiben konkurrenzfähig bei relativ kleinem Preiszuwachs bei den Erdölprodukten (Kosten und Verfügbarkeit der Geothermie unsicher). Die Solarenergie und Biogas sind auf staatliche Hilfe angewiesen.

* Elektrizitätsproduktions-Systeme

Die Elektrizitäts- und Fernwärme-Produktion basiert im optimalen Fall auf Kernreaktoren.

Diese Schlussfolgerung wird auch durch die Rechnungen mit den neuesten erhöhten Investitionskosten für das KKW Leibstadt bestätigt.

Bei Annahme der Atominitiative wird keine zusätzliche Anlage gebraucht, mit Ausnahme der Mehrproduktion aus Wasserkraftwerken und kleinen Kehrlichtverbrennungsanlagen.

Bei Annahme der Energieinitiative wird zusätzlich ein Kohlekraftwerk von 200 MWe installiert.

In beiden Szenarien wurde eine starke Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs der Haushaltsgeräte und im Dienstleistungssektor angenommen.

* Bemerkungen

Weitere Informationen sind notwendig um eine Gesamtbeurteilung der Szenarien zu ermöglichen, wie:

- Die Umweltbelastung mit Emissionen wie NO_x , SO_2 , CO_2 und Radioaktivität. Dazu sind die neuesten Informationen des BUS notwendig.
- Die langfristigen Konsequenzen der Atominitiative müssen dargestellt werden. Die Frage, die dabei zu beantworten wäre: Wie könnte man die ca. 3 GWe installierte nukleare Kapazität nach dem Jahr 2000 ersetzen?

Mit welchen Investitionen, Produktionskosten und Umweltbelastung und anderen Konsequenzen ist die Abschaffung der nuklearen Energie verbunden?

Solche Fragen müssten der Inhalt einer neuen Studie sein.

Referenzen

- (1) MARKAL - ein Mehrperioden-LP-Modell des Energieversorgungssystems. Giesen G., Rath-Nagel St., Sivert D., DGOR-Jahrestagung, Essen 1980
- (2) Influence sur la consommation d'énergie des scénarios de politique énergétique en Suisse.
B. Giovannini et A. Delfosse, Septembre 83, Centre Universitaire d'étude des problèmes de l'énergie.

ANHAENGE

Anhang A: Verbindung zwischen dem techno-
ökonomischen Modell der CUEPE
und MARKAL

Anhang B: Annahmen zur MARKAL-Analyse

Anhang C: Technologie-Daten

Anhang D: Szenario Resultate

Anhang A - 1

Verbindung zwischen dem techno-ökonomischen Modell, CUEPE und MARKAL

1. Zusammenfassung

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für eine sinnvolle Optimierung mit MARKAL ist die Ermittlung des Nutzenergie-Bedarfs und die Aufteilung nach Sektoren und Verbrauchszwecken.

Nur eine solche Aufteilung erlaubt die Berechnung der Beiträge der neuen und alternativen Technologien im Raumheizungssektor und die Substitution der Erdölprodukte.

Um die Konsistenz zwischen der CUEPE-Studie und MARKAL zu bewahren, wurde bewusst auf eine unabhängige Ermittlung der Einsparungen mittels Gebäudeisolierung verzichtet.

Es wurde eine solche "Interface" zwischen CUEPE und MARKAL definiert, in welcher die errechneten Einsparungen mittels Gebäudeisolierung in der CUEPE-Studie automatisch von MARKAL übernommen wurden. Das gleiche gilt für Einsparungen im Bereich Elektrizitätsverbrauch am Haushaltsgerät.

Der gesamte Endenergieverbrauch der CUEPE-Studie im Bereich Raumheizung wurde auf iterative Weise mit einem mittleren zeitabhängigen Wirkungsgrad multipliziert, um die gesamte Nutzenergie zu berechnen.

Die Projektionen im Industrie- und Transportsektor des CUEPE-Modells werden auf MARKAL übertragen und beibehalten.

Die Elektrizitätsverbrauchs-Prognosen für Licht und Geräte im Haushalt, Gewerbe- und Dienstleistungssektor wurden übernommen ohne auf die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der spezifischen Massnahmen einzugehen.

2. Einführung

Das Genfer ökonomische Modell und das Modell von CUEPE arbeiten auf der Basis von vorhandenen schweizerischen statistischen Daten über den Endenergieverbrauch. Das Problem liegt bei der Ermittlung der Nutzenergieverteilung für MARKAL mit Hilfe der Endenergie-"Prognosen" von Genf. Um die Schnittstelle zwischen dem Energienachfragemodell von Genf und dem Energieversorgungsmodell MARKAL zu beschreiben, folgen wir den Schritten:

Anhang A - 2

- a) Die Resultate des Genfer Modells pro Sektor und Energieträger sind in Tabelle 1 definiert.
- b) Die MARKAL Nutzenergie-Nachfrage ist definiert in Tabelle 2.
- c) Das Verhältnis zwischen den Nachfrage-Eingabedaten von MARKAL und den Resultaten des Genfer Modells werden erklärt anhand der Definitionen und Symbole aus den Schritten a und b.
- d) Die Methode der Aufteilung im Haushaltssektor wird erklärt und die bekannten Daten sowie die notwendigen Annahmen werden gegeben.

A) Tabelle 1: Ausdruck (Resultate) des Genfer Modells

Sektor	(R1) Haushalt	(R2) Gewerbe Landwirtschaft Dienstleistung	(R)=(R1)+(R2) Haushalt Gewerbe Landwirtschaft Dienstleistung	(I) Industrie	(T) Transport
Energieträger					
Heizöl (0)			OR	OI	
Benzin (B)					BT
Diesel (D)					DT
Kerosin (A)					AT
Elektrizität ohne Raumheizung (E)	ER1	ER2		EI	ET
Elektrizität für Raumheizung (HE)			HER		
Gas (G)			GR	GI	
Kohle (C)			CR	CI	
Holz (W)			WR		

Anhang A - 3

B) Tabelle 2: MARKAL Nachfrage-Sektoren

Symbol	Erklärung
TX	Transport: Strasse, Schiene, Wasser, Luft
IY	Industrieller Energieverbrauch
RD	Energieverbrauch für Licht und Haushaltgeräte
R1	Raumheizung für Einfamilienhäuser (EFH); Alte, nicht isolierte Gebäude
R2	" " " ; neue und renovierte Gebäude
RA	Raumheizung für Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Handels- und Dienstleistungsgebäude; Alte, nicht isolierte Gebäude
RB	Raumheizung für Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Handels- und Dienstleistungsgebäude; neue und renovierte Gebäude
R5	Warmwasser für Einfamilienhäuser (EFH)
R6	Warmwasser für alle anderen Verbraucher

3. Schnittstelle des ökonomischen Modells und MARKAL

3.1 Transportsektor

Weil hier keine Optimierung von neuen Transportsystemen durchgeführt wird, haben wir

$$\text{Totale Nachfrage } TX = ET + AT + BT + DT \quad (1)$$

Diese Beziehung beschreibt auch die Energieträger-Aufteilung.

3.2 Industriesektor

Es wurde beschlossen, für den Industriesektor keine Optimierungsrechnungen durchzuführen. Der heutige Verbrauch an Gas, Kohle, Industrieabfällen, Holz und der Beitrag der Fernheizung wurde als konstant angenommen. Der Verbrauch an Elektrizität ist wie bei CUEPE. Der Verbrauch an Erdölprodukten gleicht den gesamten Endenergieverbrauch der CUEPE-Studie aus.

$$\text{Total Nachfrage } IX = OI + EI + GI + CI \quad (2)$$

Anhang A - 4

Bemerkungen

Im Moment ist es wegen mangelnder Daten nicht möglich, den Sektor Industrie mit MARKAL zu bearbeiten. Eine Studie für die bedeutenden Industriesektoren ist in Vorbereitung. Diese Analyse soll den Energieverbrauch der Industrie aufschlüsseln in Niedertemperaturwärme und Prozesswärme nach verschiedenen Temperaturniveaus. Daraus lässt sich auch die Nachfrage für industrielle Verbundsysteme (Wärme-Kraft-Koppelung, Prozesswärme, Heizwärme), Wärmepumpen und erneuerbare Energien ableiten.

3.3 Sektor Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen

3.3.1 Elektrizitätsverbrauch ohne Heizung und Warmwasser

Der Verbrauch an Strom für Licht, Kraft (mechanische Arbeit) und Prozesse wird den Resultaten des Genfer Modells gleichgesetzt.

$$RD = ER1 + ER2 - EWW \quad (3)$$

Für das Elektrowarmwasser (EWW) wird ein Verbrauch von 6,5 PJ im Jahr 1980 angenommen. Für die anderen Jahre ist der Verbrauch an Elektrowarmwasser linear von 20 % bis 28 % des Elektrizitätsverbrauchs der Haushalte angenommen worden.

3.3.2 Heizung und Warmwasserbereitung

Die Grundgleichung lautet:

$$\text{Endenergie} \cdot \text{mittlerer Wirkungsgrad} = \text{Nutzenergie}$$

$$(1) \quad (OR + GR + CR + WR + HER + EWW) \cdot \eta = \\ = \underbrace{R1 + R2 + R5}_{(EFH)} + \underbrace{RA + RB + R6}_{\text{andere Gebäude}}$$

Die Aufteilung des Verbrauchs nach EFH und anderen Gebäuden hat die CUEPE-Annahmen berücksichtigt:

Einfamilienhäuser:	15,3 % des Verbrauchs
Mehrfamilienhäuser:	46,9 % des Verbrauchs
Dienstleistungsgebäude, Landwirtschaft und Gewerbe:	37,8 % des Verbrauchs

Anhang A - 5

$$(2) R1 + R2 + R5 = (\text{Nutzenergie}) \quad 0,153$$

$$(3) Ra + RB + R6 = (\text{Nutzenergie}) \quad (1,0 - 0,153)$$

$$(4) R5 = f \quad (R1, R2)$$

$$(5) R6 = f \quad (Ra, RB)$$

Die Ermittlung der Nachfrage der nicht isolierten Gebäude (R1, RA) ist mit Hilfe des Verbrauchs im Jahre 1982 und des Nicht-Abbruchs und der Nicht-Renovation-Wahrscheinlichkeiten berechnet worden.

Der mittlere zeitabhängige Wirkungsgrad η ist durch Iterationen und für jedes Szenario zu bestimmen, damit der Endenergieverbrauch bei beiden Modellen gleich ist.

Tabelle 3: Endenergie: CUEPE/MARKAL (PJ/Jahr) im Jahr 2000

Szenarien Energieträger	Hohes Wachstum Energieinitiative		Hohes Wachstum Kantonalpolitik		Krise Energieinitiative		Krise Atominitiative	
	CUEPE	MARKAL	CUEPE	MARKAL	CUEPE	MARKAL	CUEPE	MARKAL
Erdölprodukte	662	600,2	730	665,7	532	402,4	503	491,8
Elektrizität	165	160,1	187	170,9	163	161,5	150	150,3
Gas	52	42,0	55	49,0	49	40,3	52	49,0
Kohle	5,4	28,6	5,4	35,9	7,4	69,5	7,4	38,4
Fernheizung	0	19,2	0	30,4	0	25,1	0	23,2
Alternativenergien	7,3	38,5	7,3	23,6	8,4	60,6	8,4	45,2

Vergleich der Genfer und MARKAL Resultate

Tabelle 3 vergleicht die Endenergiewerte beider Modelle für das Jahr 2000.

Der gesamte Endenergieverbrauch ist für beide Modelle identisch ($\pm 1\%$).

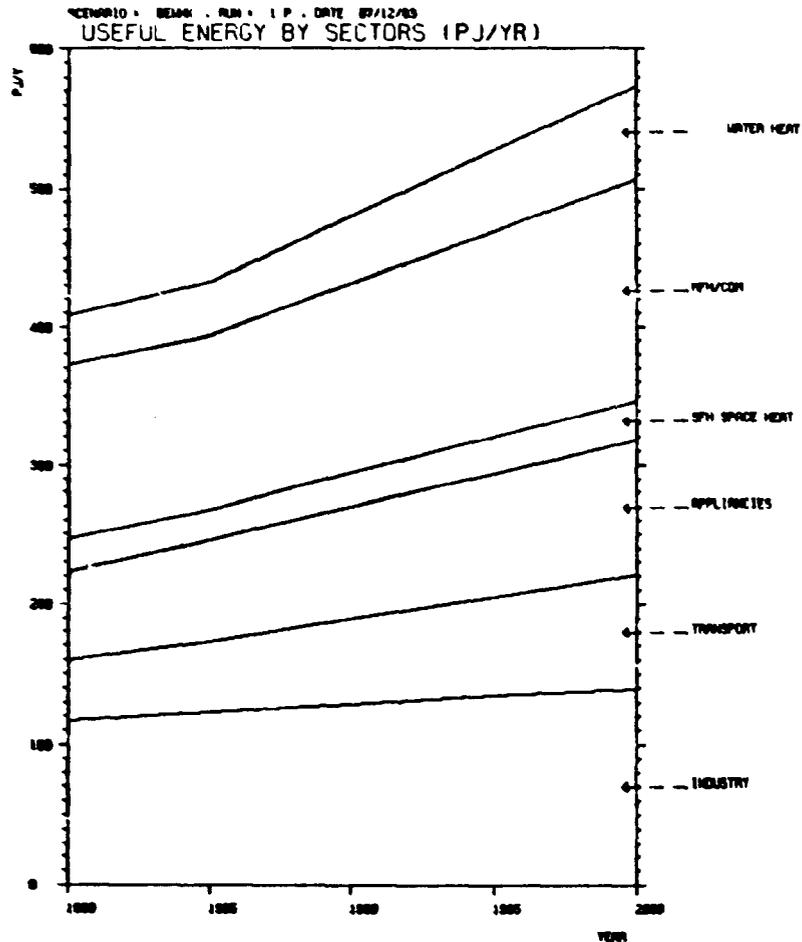
Bei allen Szenarien mit konstanten Heizölpreisen liegt der Verbrauch an Erdölprodukten bei MARKAL um 1,5 Mio. Tonnen tiefer.

Bei Szenarien mit einer Preissteigerung rechnet MARKAL mit einer zusätzlichen Substitution von Erdöl von 2 Mio. bis 2,3 Mio. Tonnen pro Jahr. Diese Substitution ist mit Hilfe der Fernheizung, Kohle und der Alternativtechnologien erreicht worden.

4. Nutzenergie-Aufteilung für die verschiedenen Szenarien nach MARKAL

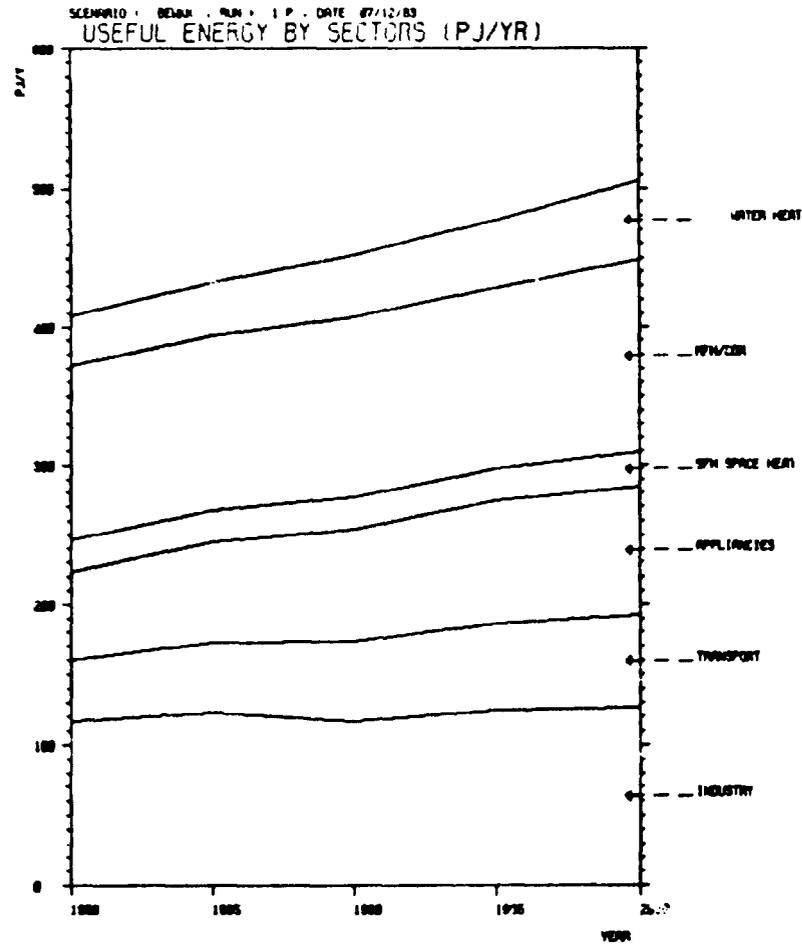
Die erhaltenen Resultate auf Nutzenergieebene sind in den folgenden Diagrammen dargestellt. Diese Resultate dienen als Randbedingungen für das MARKAL-Modell und sind mit Hilfe der Formeln, die in diesem Anhang beschrieben sind und den Genfer Endenergie-Prognosen gerechnet. Die Nutzenergie für Industrie und Transport ist mit Hilfe der Endenergieprognosen der CUEPE-Studie für beide Sektoren, multipliziert mit dem mittleren Wirkungsgrad des Sektors berechnet, für das Jahr 1982.

Szenario Hoch - Kantonale Politik



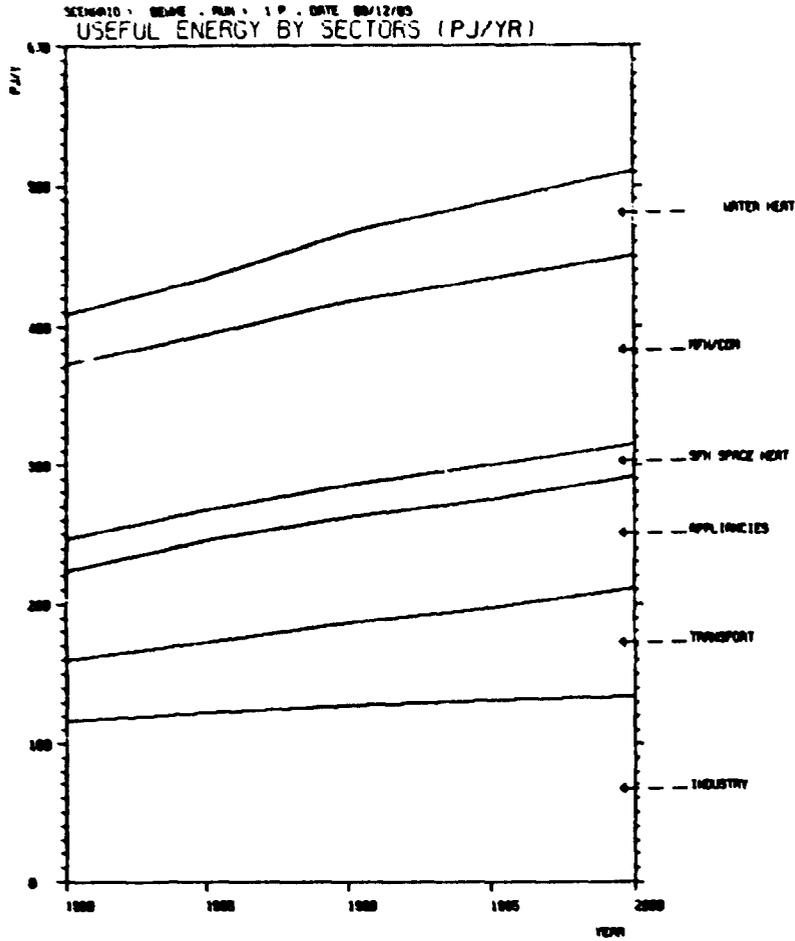
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
116.0	122.0	128.0	134.5	138.3	INDUSTRY
43.0	50.3	60.5	70.2	81.4	TRANSPORT
63.5	72.1	80.0	88.1	97.0	APPLIANCES
22.6	22.4	24.3	26.4	28.4	SFH SPACE HEAT
126.0	126.0	137.1	148.0	160.1	HPH/COM
35.3	39.0	46.4	50.2	67.4	REST WATER HEAT
480.1	432.4	480.1	527.2	573.5	TOTAL

Szenario Krise - Kantonale Politik



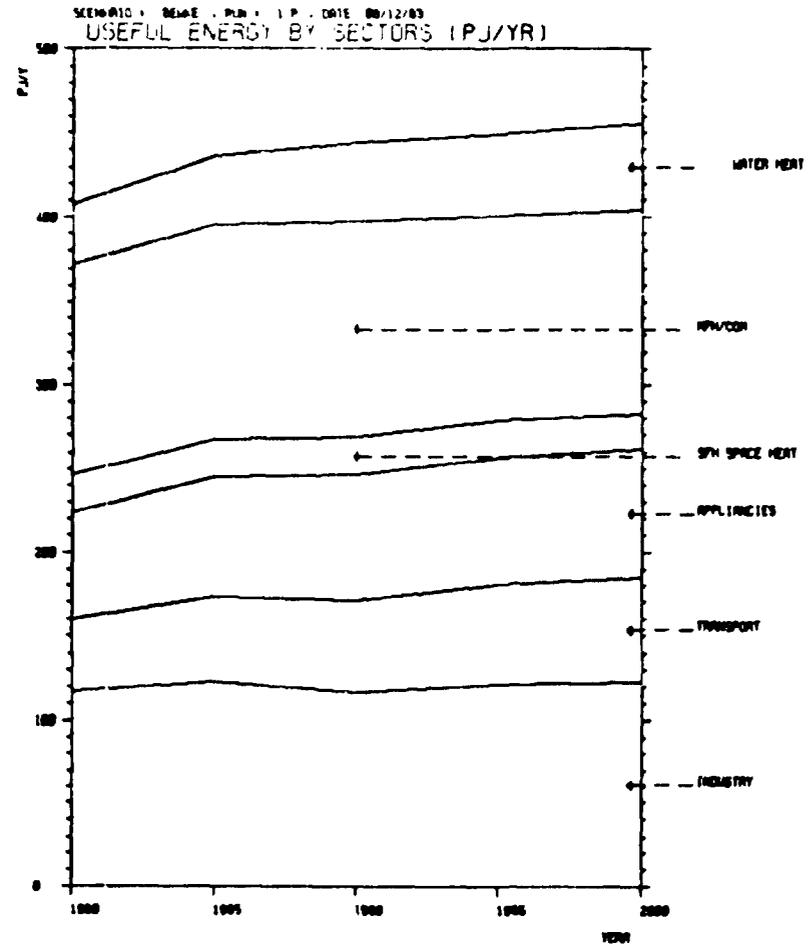
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
116.0	122.0	117.2	124.2	126.5	INDUSTRY
43.0	50.1	56.3	62.4	68.0	TRANSPORT
63.5	72.1	68.7	67.4	62.3	APPLIANCES
22.6	22.4	23.0	23.1	24.6	SFH SPACE HEAT
126.0	126.4	130.3	131.1	130.6	HPH/COM
35.3	39.0	44.0	48.6	56.3	REST WATER HEAT
480.1	432.7	452.4	476.9	505.2	TOTAL

Szenario Hoch - Energieinitiative



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
116.9	122.0	129.2	131.0	134.2	INDUSTRY
43.0	50.3	58.0	66.1	70.5	TRANSPORT
63.5	72.1	75.9	77.9	88.4	APPLIANCES
22.6	22.5	23.5	23.9	24.8	SFH SPACE HEAT
120.0	129.4	132.2	134.7	135.7	RPA/COH
35.3	48.6	49.9	54.0	59.6	REST WATER HEAT
400.1	434.8	446.7	469.0	510.5	TOTAL

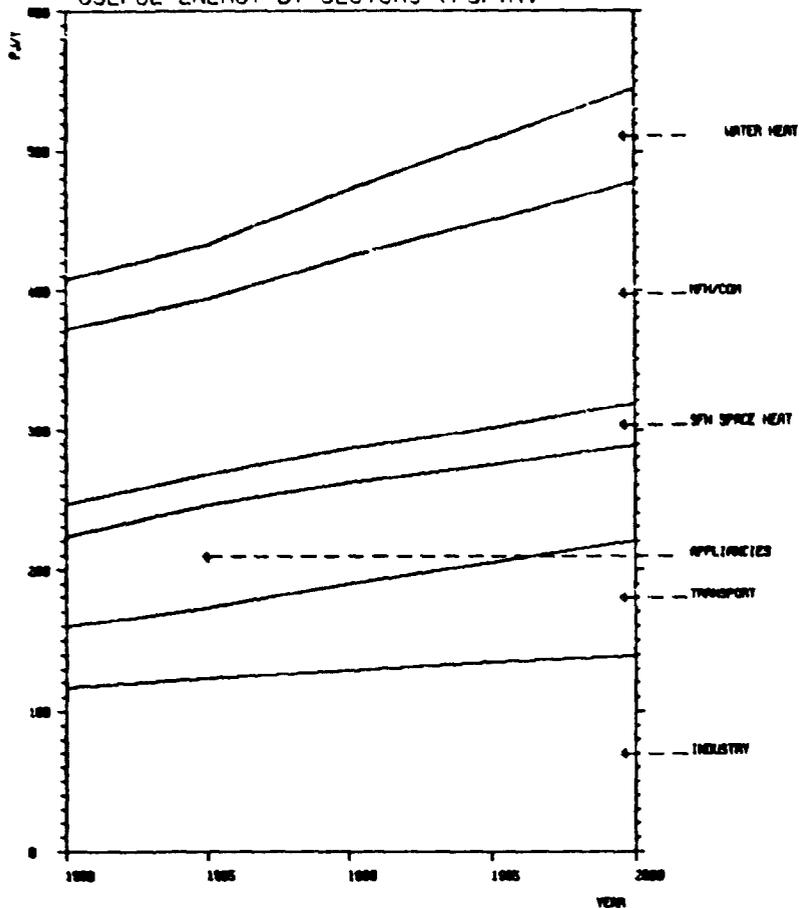
Szenario Krise - Energieinitiative



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
118.6	122.0	118.5	121.7	122.0	INDUSTRY
43.0	50.1	53.0	50.7	61.0	TRANSPORT
63.5	72.1	75.9	76.6	76.7	APPLIANCES
22.6	22.7	22.7	21.6	21.4	SFH SPACE HEAT
126.0	127.5	129.0	122.1	121.1	RPA/COH
35.3	41.2	46.0	48.0	51.7	REST WATER HEAT
400.1	436.3	443.7	448.0	455.7	TOTAL

Szenario Hoch - Atominitiative

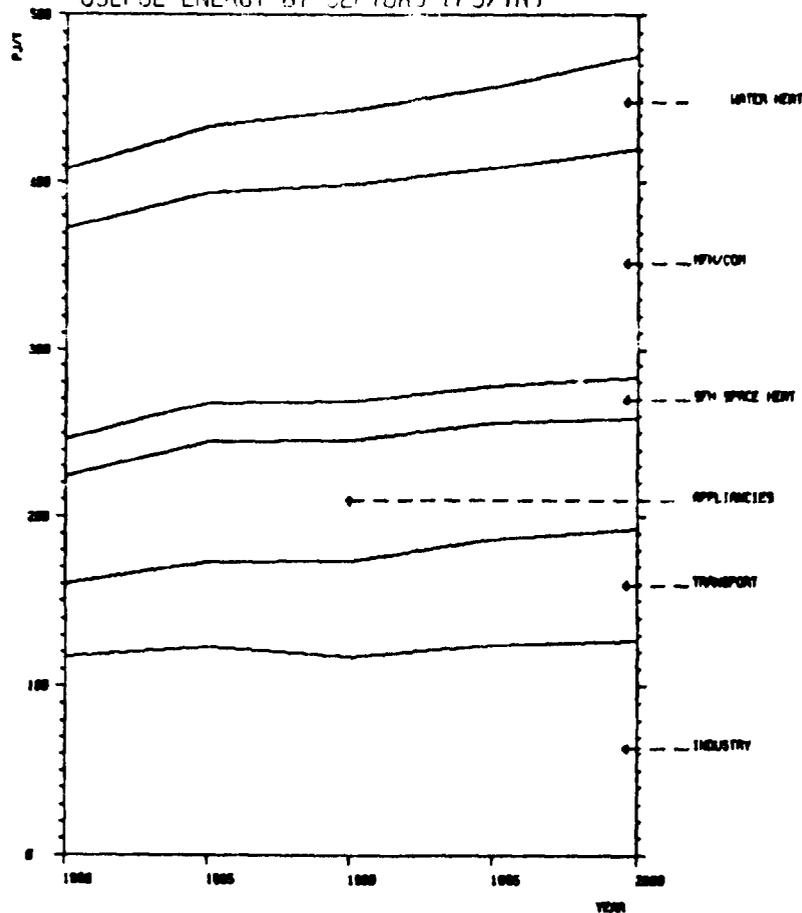
SCENARIO: BELEN . PLAN . I P . DATE 07/12/83
USEFUL ENERGY BY SECTORS (PJ/YR)



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
116.9	122.8	126.9	134.4	139.0	INDUSTRY
43.0	50.3	60.5	70.2	81.4	TRANSPORT
63.5	72.1	72.0	76.0	80.0	APPLIANCES
22.6	22.4	24.5	26.5	29.4	SFH SPACE HEAT
126.0	126.4	130.1	140.4	168.0	RFW/CO2
35.3	39.0	49.0	58.5	67.3	REST WATER HEAT
480.1	433.1	472.9	500.0	544.0	TOTAL

Szenario Krise - Atominitiative

SCENARIO: BELEN . PLAN . I P . DATE 07/12/83
USEFUL ENERGY BY SECTORS (PJ/YR)



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
116.9	122.8	117.1	123.9	126.0	INDUSTRY
43.0	50.3	56.3	62.4	65.0	TRANSPORT
63.5	72.1	72.2	69.9	65.0	APPLIANCES
22.6	22.4	23.0	23.0	24.3	SFH SPACE HEAT
126.0	126.3	130.1	130.3	137.0	RFW/CO2
35.3	39.0	44.7	48.1	55.3	REST WATER HEAT
480.1	433.8	443.4	456.7	475.0	TOTAL

Anhang B - 1

Annahmen zur MARKAL-Analyse

1. Elektrische Systeme

Quelle: ZWB, Eidg. Energiestatistik 1980

Für die Hydroelektrizität werden mittlere Produktionsverhältnisse simuliert.

1.1 Wasserkraftwerke

a) Flusskraftwerke

Installierte Kapazität	3,82 GW
mittlere jährliche Produktion	19,32 TWh = 69,55 PJ
Saisonale Produktion: Winter	30,10 %
Sommer	41,80 %
Herbst/ Frühjahr	28,10 %

b) Saisonale Speichersysteme (Stauseen)

Installierte Kapazität 5,13 GW

Das Winterproduktionspotential der Saisonspeicher wurde durch folgende Beziehungen beschränkt:

Winterproduktion \leq 1,5277 Sommerproduktion

für 1980 W = 6,84 TWh; S = 4,48 TWh

2.2 Wärmepumpen (Quelle SES Bericht 11)

EFH, MFH und Handels-/Gewerbebauten

Potential Grundwasser	8 PJ
Potential Luft	36 PJ
Totales Potential	44 PJ

2.3 Gas- und Fernwärmesysteme

Diese Systeme könnten bis zu 40 % der Nachfrage für Heizung und Warmwasser in den Sparten Haushalt und Dienstleistung befriedigen (Quelle ZWB).

Das gesamte Fernwärmepotential ist differenziert betrachtet je nach den politischen Randbedingungen. Es variiert zwischen 25 und 35 PJ/a.

Anhang B - 2

Der Gasimport wird auf 110 PJ/a im Jahre 2000 beschränkt, währenddem das Erdöl und Kohle keiner Importbeschränkung unterliegen. Diese Beschränkung hat keinen Einfluss auf die Resultate gehabt.

2.4 Elektroheizungs- und Warmwassersysteme

Obere Grenze bis zum Jahr 2000: 9,6 TWh (zusätzlich zum Verbrauch im Jahr 1980).

2.5 Sammelheizungen

Mögliche Anteile für Warmwasser und Heizung für dieses System:

Tabelle 2:

Jahr	1985	1990	1995	2000
%	5	10	15	25

2.6 Holz

Quelle GEK: Endenergie 24 PJ

Annahme: heutige Holzheizungssysteme werden leicht zunehmen, obwohl im Vergleich zu anderen nicht am wirtschaftlichsten.

2.7 Fernwärme in MARKAL

Die Fernwärme hat einen Beitrag von 8,4 PJ an Endenergie im Jahr 1982 geleistet. Die nukleare Fernwärme (NFW) hat aber davon keinen wesentlichen Anteil.

Die existierenden Projekte und Vorstudien für NFW ergeben ein Potential der NFW ohne Basel von ca. 15 PJ/a. Wenn man den Raum Basel berücksichtigt, dann wäre das Potential für das Jahr 2000 ca. 25 PJ/a.

Anhang B - 3

Tabelle 3: Fernwärme aus Kernenergie:
Bestehende Projekte und Vorstudie,
Quelle: BEW/Presse

Wärmequelle	Projekt	Ölsubstitution Ktonnen/a PJ/a		Bemerkungen
Beznau bzw. Leibstadt	Refuna	20	0,8	Erste Wärmelieferung im Winter 83/84 - Gültig für Jahr 2000
	WAL	220	9,2	
Gösgen	Karton Fabrik	14	0,6	
	Aarau		?	
	Olten			
Kaiseraugst	Plenar	48	2,0	
	Energie Leitbilder Basel	230	9,6	
Mühleberg	Bern	?		

Die Kernkraftwerke Mühleberg, Gösgen, Beznau, Leibstadt und Kaiseraugst könnten aber einen wesentlichen Beitrag (30 - 40 PJ) leisten. Die Städte Bern, Aarau, Olten und die Regionen im Aare- und Limmattal und Basel sind potentielle Abnehmer der NFW.

Die Einschliessung dieser Gebiete braucht grosse Hauptleitungen von 10 - 40 km und liegen an den Grenzen der Wirtschaftlichkeit.

Aus diesem Grund ist das Potential aus existierenden Kernkraftwerken auf 15 PJ/a reduziert und für neue Anlagen auf 10 PJ/a für das Jahr 2000 angenommen worden. Die Studie hat keine Heizreaktoren berücksichtigt. Die Kosten für kleine Anlagen (10 MW - 50 MW) sind noch nicht festgelegt. Betrachtet man die Heizreaktoren als eine mögliche Technologie für die Schweiz, dann wäre das Potential ziemlich hoch. Das technische Potential definiert in MARKAL die obere Grenze für die Einführung einer Technologie. Das wirtschaftliche Potential wird im Modell bestimmt in Konkurrenz mit allen anderen Technologien.

Anhang B - 4

NFW Beschreibung für MARKAL:

Spezifische Kosten: 125 Fr. (1980)/GJ

In diesen Kosten sind die Investitionen für die Entkopplung der Turbine, die Haupt- und Regionalleitungen für Pumpstationen und die Reservedeckung inbegriffen.

Hausstation: Mehrfamilienhäuser (MFH) 45 bis 70 Fr./GJ
Einfamilienhäuser (EFH) 70 bis 123 Fr./GJ

Andere Hausinvestitionen für Rohrleitungen, Radiatoren etc.

MFH 95 bis 120 Fr./GJ
EFH 130 bis 155 Fr./GJ

Die kleinen spezifischen Kosten sind für Häuser mit ca. 600 MJ/m²a, Nutzenergieverbrauch und die grösseren für Häuser für ca. 400 MJ/m²a. Wenn man die Betriebs- und Unterhaltskosten auf 2,5 % der Gesamtinvestitionen annimmt, die Lebensdauer der Anlagen für 30 Jahre und die Elektrizitätsverluste als 1/6 der produzierten Wärme, dann sind die Gesamtkosten wie folgt:

	Schlecht isoliertes Haus		Gut isoliertes Haus	
		Rp./kWh		Rp./kWh
MFH Refuna		10,1		11,9
MFH Oel		10,4		11,4
EFH Refuna		11,9		14,2
EFH Oel		15,6		16,4

2.8 Solarenergie

In der Studie wurde nur die aktive Sonnenenergie berücksichtigt. Die passive Sonnenenergie ist implizit erfasst beim angenommenen spezifischen Energieverbrauch der neuen Häuser.

Die Schlussfolgerung der neuesten Wirtschaftlichkeitsstudie des Sonnenenergieverbrauchs der Schweiz SOFAS (*1) hat gezeigt, dass die Warmwasser(WW-)aufbereitungsanlagen für Hotels, Mehrfamilienhäuser, Kasernen und andere grosse Gebäude konkurrenzfähig sein können mit Oelheizanlagen.

Die Sonnenenergieanlagen müssen einfach konzipiert sein und der vollständige Ertrag der Kollektoren müsste ausgenutzt werden. Für Einfamilienhäuser (EFH) ist die Anlage weniger wirtschaftlich wegen den hohen spezifischen Investitionskosten.

Anhang B - 5

Wenn man 32 - 35 % der gesamten Investitionen für eine Sonnenenergie-Anlage für WW + Raumwärme und für EFH subventionieren könnte, dann wäre die Anlage konkurrenzfähig mit Heizöl. Für WW-Aufbereitungsanlagen wäre der Substitutionsanteil zwischen 23 % und 28 % der Investitionskosten je nach der mittleren Kollektor-Output-Temperatur. Der subventionierte Anteil für MARKAL wurde als 28 % angenommen. Die spezifischen Kosten, Fremdenergieanteil und B + U sind in der folgenden Tabelle für WW und EFH dargestellt.

Die angenommenen Kosten und Erträge sind aus Ref. (1), Graphiken Z-2, und EIR-Bericht Nr. 427 übernommen worden.

Tabelle 4: Solarenergieanlagen für Warmwasser-Aufbereitung

<u>Sonnenkollektoren</u>		<u>Elektroboiler</u>
Bedarf 5500 kWh/a (Nutzenergie)		5500 kWh/a
Elektroboiler + Speicher	2,1 kFr.	Elektroboiler 1,9 kFr.
Kollektoren (10 m ²)	5,0 kFr.	
Installation	1,0 kFr.	
Total	8,1 kFr.	1,9 kFr.
Sonnenanteil	70 %	
Elektrizität	30 %	100 %
B + U als % der gesamten Kosten	0,6 %	1,5 %
Lebensdauer	20 Jahre	20 Jahre
Zinsfuss	4 %	4 %
Angenommene Elektrizitätskosten (Nachtтарif)		7 Rp./kWh
Wirkungsgrad	90 %	
Spezifische Investitionskosten	410 Fr./GJ	96 Fr./GJ
Kosten pro kWh	14,4 Rp./kWh	11,9 Rp./kWh

* 40°C mittlerer Kollektortemperatur-Output, Lage Kloten

** 60°C mittlerer Kollektortemperatur-Output, Lage Kloten

Referenz

- 1 "Wirtschaftliche Einsatzgebiete für Sonnenenergie-Anlagen mit aktiven Kollektoren 1983", Dezember 83, Zug, SOFAS

2.9 Geothermie

Das Potential für Geothermie in der Schweiz ist ziemlich hoch.

Die BEW-Studie Nr. 26 "Die geothermische Datensynthese der Schweiz" hat gezeigt, dass es - wenn man nur 1 % der natürlichen Energieflüsse an der Erdoberfläche anzapfen könnte - möglich wäre, bis zu 5 % des Endenergieverbrauchs der Schweiz mit Geothermie zu decken.

Die BEW-Studie 29 "Etude du marché potentiel de la géothermie en Suisse" rechnet mit 118 Ortschaften, die geeignet wären für die Geothermie in der Schweiz. Berücksichtigt man die Einwohner dieser Ortschaften (1,385 Mio.) mit einem mittleren Nutzenergiebedarf von 5,35 MWh/Einwohner pro Jahr, dann ist der Bedarf (ohne Arbeitsplätze) ca. 27 PJ/a. 3/4 davon könnten von der Geothermie geliefert werden.

Wenn man die Industrie und Dienstleistungsgebäude dazu berücksichtigt, dann wäre das Potential zwischen 30 PJ und 40 PJ pro Jahr. Es ist deshalb realistisch, ein Potential von 15 PJ zu definieren. Die Geothermie ist natürlich mit Unsicherheiten und hohen Kapitalkosten verbunden. Die Produktionskosten (BEW Studie 20) liegen an den Wirtschaftlichkeitsgrenzen bei konstanten Heizölpreisen

Aus diesem Grund sollte man die technologische Entwicklung und die Demonstration des Systemes unterstützen.

Das System könnte konkurrenzfähig sein bei realer Preissteigerung für das Heizöl. Bei der Energieinitiative sind die Subventionen für Demonstrationsanlagen angewendet worden.

Anhang B - 7

Tabelle 5: Technologiedaten der Geothermie in MARKAL Data File

	<i>Gut isolierte MFH</i>		<i>Sehr gut isol. MFH</i>	
	<i>Geoth/öl</i>	<i>Geoth/El.</i>	<i>Geoth/öl</i>	<i>Geoth/El.</i>
<i>Investitionskosten* (Fr./GJ)</i>	310	325	400	420
<i>B + U (Fr./GJa)</i>	7,75	8,15	10	10,5
<i>Wirkungsgrad (-)</i>	0,9	0,9	0,9	0,9
<i>Lebensdauer (Jahre)</i>	25	25	25	25
<i>Elektrizitätsanteil (%)</i>	-	11,7	-	11,7
<i>Heizöl (%)</i>	26	3,6	26	3,6
<i>Geothermische Energie (%)</i>	74	84,7	74	84,7
<i>Raumheizungsanteil (%)</i>	0,80	0,80	0,73	0,73
<i>Warmwasseranteil (%)</i>	0,20	0,20	0,27	0,27

* In den Gesamtinvestitionen sind die Kosten für das Aquifer, die Pumpstationen, Fernheizungsnetz und die Hausinstallationen enthalten.

2.10 Biogas

A) Systembeschreibung

Biogas ist eine Mischung von brennbarem Methan (Anteil ca. 60 %), Kohlendioxid und Restgasen. Es entsteht bei einem mehrstufigen anaeroben Abbau durch Bakterien aus Biomasse.

Biogas kann in der Landwirtschaft z.B. aus Gülle produziert werden und dient

- a) zum Heizen, Warmwasserbereiten und Kochen,
- b) in Wärmekraftkoppelungs-Anlagen (TOTEM) zum Heizen und zur Stromerzeugung,
- c) als Traktortreibstoff im Sommer und zum Heizen im Winter

Die hier beschriebene Technologie "Biogas" verwendet als Input Gülle aus der Freihaltung und liefert als Output Biogas. Die mitgeteilten Kosten beziehen sich auf das System vom Güllen-Eingang bis und mit Gas ab Gasometer, inkl. dem Fermenter, dem Gasometer (die normalerweise zwei getrennte Behälter sind), aller Vorratsgefäße, Sicherheitsarmaturen, der Planung und Montagekosten. Die Gülle und die Arbeitszeit des Bauern wurden nicht bewertet; sie sind gratis.

Anhang B - 8

B) Spezifische Investitionskosten sIK: Fr./GVE 2'200 275,0 Fr./GJ¹
(30 GVE) (*A)

C) Spezifische Betriebs- und Unterhaltskosten sBUK: Fr./GVE 66 8,25 Fr./GJ¹
(3 % der IK)

D) Mittlere Lebensdauer der Anlage: 15 Jahre

E) Gasgestehungskosten

Zins:	5 %		
Annuität:	9,6 %		
sIKA: sBUK (30 GVE)	34,65 Fr./GJ ¹	0,125 Fr./kWh ¹	
grosser Betrieb (75 GVE)	25,20 Fr./GJ ¹	0,091 Fr./kWh ¹	
kleiner Betrieb (25 GVE)	39,38 Fr./GJ ¹	0,142 Fr./kWh ¹	

F) Potential

Würde alle in der Landwirtschaft anfallende Biomasse mit heutiger Technologie genutzt, so beträgt das Potential 10 PJ, es lässt sich längerfristig durch verbesserte Technik auf 13 PJ steigern.

Mit Rücksicht auf ungleiche Anfall-/Nutzungszeit, ungeeignete Standorte, Berücksichtigung der Betriebsgrösse, sonstige Einschränkungen lässt sich nur nutzen (*B, S.70):

1. für Heizen	2,5 PJ ² /a
2. für WKK	3,1 PJ ² /a
3. für Treibstoff + Heizen	3,5 PJ ² /a

1) Vollständige Nutzung von allem anfallenden Gas
2) Teilnutzung gemäss Heizbedarf

Angenommene mittlere Kosten in MARKAL

IK: 250 Fr./GJ

Angenommenes Potential für Heizen: 8 PJ/a

WKK-Anlagen aus Biogas wurden nicht berücksichtigt.

1) Vollständige Nutzung von allem anfallenden Gas
2) Teilnutzung gemäss Heizbedarf

Anhang B - 9

Um Biogas mit 6,5 Rp./kWh zu produzieren (konstante Preise), muss man die Investitionskosten mit 50 % subventionieren, bei 8 Rp./kWh machen die Subventionen ca. 30 % der IK aus.

3. Quellen

- (*A) Wirtschaftliche Aspekte der Biogasgewinnung
R. Kaufmann in Fachtagung Biogas 1982 in Weinfelden
- (*B) Auswirkungen der Biogasproduktion auf die Landwirtschaft.
R. Kaufmann in Fachtagung Biogas 1982 in Weinfelden

4. Schätzung der erwarteten Elektrizitätsexporte

MARKAL rechnet mit mittleren Betriebsbedingungen für die Elektrizitätsproduktion, d.h. für die Wasserkraft wird die Produktion eines mittleren hydrologischen Jahres angenommen und ein 80 %-iger Lastfaktor für die Kernkraftwerke eingesetzt.

Die Stromexporte sind auf max. 10 TWh pro Jahr begrenzt.

1,5 TWh der gesamten Exporte sind im Winterhalbjahr zu erwarten. Dieser Wert entspricht ähnlichen Resultaten einer Studie von Prof. Glavitsch (ETHZ) für das Jahr 1990.

Anhang B - 10

5. Energieträgerpreise für 1982 und Preisentwicklung

Tabelle 6: Energiepreise 1982 (Quelle BEW/MCI)

Sektor Haushalt, Dienstleistungen

Energieträger	Preis	Heizwert	Fr./GJ
Heizöl extra leicht	620 $\frac{\text{Fr.}}{\text{ton}}$	10,8 $\frac{\text{Mcal}}{\text{kg}}$	14,5
Gas	ca. 7,6 $\frac{\text{cts.}}{\text{Mcal}}$		18,0
Kohle	310 $\frac{\text{Fr.}}{\text{ton}}$	7,0 $\frac{\text{Mcal}}{\text{kg}}$	13,6

Elektrizitätssektor

Energieträger	Preis	Heizwert $\frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$	Fr./GJ
Schweröl	395 $\frac{\text{Fr.}}{\text{ton}}$	41,1	9,6
Leichtöl	620 $\frac{\text{Fr.}}{\text{ton}}$	42,7	14,5
Steinkohle	150 $\frac{\text{Fr.}}{\text{ton}}$	26,8	5,6
Gas	4,65 $\frac{\text{Rp.}}{\text{Mcal}}$		11,1
Kernbrennstoff	2,5 $\frac{\text{Rp.}}{\text{kWh}}$		

Anhang B - 11

Tabelle 7: Reale Energiepreisentwicklung in % p.a.

Energieträger	Jahr	Hoch	Krise
Heizöl	1984 - 1985	-3	-3
	1986 - 1989		-0,2
	1990		68,4
	1991 - 1993	-0,1	-6,4
	1994 - 2000		-0,1
Gas	1983 - 1989		0
	1990		10
	1991 - 1993	0	10
	1994 - 2000		0
Kohle und Holz	1983 - 1989		0
	1990		5
	1991 - 1993	0	5
	1994 - 2000		0

Tabelle 8: Bevölkerung und Wirtschaftswachstum in % p.a.

	Jahr	Hoch	Krise
Bevölkerung	1984 - 1990	0,31	0,31
	1991 - 2000	0,20	-0,03
Haushalte	1984 - 1990	0,71	0,71
	1991 - 2000	0,49	0,05
BIP real	1984 - 1990	2,33	2,32
	1991 - 2000	1,59	0,60

Anhang C - 1

Technologie-Daten

In diesem Anhang sind beschrieben:

die spezifischen Kosten, Energieanteile und Wirkungsgrade für

- Elektrokraftwerke
- Kraft-Wärme-Kopplung Fernwärme-Werke
- Spitzen-Heizwerke
- Heizungssysteme Mehrfamilienhäuser
- Heizungssysteme Einfamilienhäuser und
- Warmwasserbereitung

Quellen: - BEW-Studie Nr. 12 (1980)
- BEW-Studie Nr. 20 (1981)
- Wirtschaftlichkeitsvergleich von Heizungssystemen
- GRUNEKO AG, diverse Berichte (1981)
- Leitbilder für die Wärmeversorgung, B. 9.1/2, Schlussbericht
(Direktion der öffentlichen Bauten des Kantons Zürich)
Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen, Motor Columbus,
Oktober 1983

Tabelle 1		Elektrizität erzeugende Kraftwerke					
Technologie	Kapazität (MWe)	Lastfaktor (obere Werte)	mittlerer Wirkungs- (-)	Lebensdauer (a)	spezifische Kapitalkosten (Fr/kWe)	spez. jährlich fixe Kosten (B + U) (Fr/kWe)	variable Kosten (Rp./kWh)
LWR Kernkraftwerk	940	0,80	0,32	25	4'000.-	120.-	-
Steinkohle-Kraftwerk	900	0,80	0,37	25	1'968.-	59.-	0,70 0,40
Öl-Gas-Kraftwerk 1:1	946	0,80	0,385	25	1'738.-	30.-	0,43
Kohle-Gas-Kraftwerk 2:1	921	0,80	0,373	25	2'272.-	39.-	-
Flusskraftwerk neu	17	0,51	0,80	40	4'100.-	100.-	-
Saisonales Speichersee- Kraftwerk	80	0,37	0,80	40	4'200.-	100.-	-
Pumpspeicherwerk	500	0,17	0,72	40	850.-	27,8	-
Solarkraftwerk in den Alpen	100	0,25	0,26	20	6'000.-	200.-	-
Schweröl-Gasturbine Spitzenlast	10 x 9,75	0,23	0,26	20	1'000.-	30.-	0,70
Übertragungs- und Verteilungsverluste	gesamtes Netz		0,93		angenommene Kosten: 6 Rp./kWh		

Elektrikraftwerke

Tabelle 2		Kraft-Fernwärme-Werke			
Technologie	Kapazität	mittlerer Wirkungsgrad	Lebensdauer	spezifische Kapitalkosten	spez. jährliche fixe Kosten
	(MWe)	(-)	(a)	(Fr./kWe)	(Fr./kWe)
Müllverbrennungsanlage mit Gegendruck-Turbine (subventioniert)	2 MWe 4 MW _{th}	e: 0,16 th: 0,33	20	2'000.-	100.-
Kohle-Kraftwerk mit Anzapf-Turbine	100 MWe 200 MW _{th}	e: 0,309 th: 0,541	20	3'040.-	143.-
	130 MWe				
Gas-/Dampfturbine Kombi-Anlage Anzapf-Turbine gasgefeuert	130 MWe	e: 0,4	20	1'750.-	87.-
	130 MW _{th}	th: 0,4			
LWR Kernkraftwerk mit Anzapf-Turbine	146 MWe				
	860 MWe 460 MW _{th}			4'300.-	94.-
	930 MWe	e: 0,32	20		

Anhang C-4

Nutzenergie Bedarfsrechnung

Die Bedarfsrechnungen werden anhand statistisch typisierter Gebäude gemacht, wobei nach drei Wohngebäudetypen unterschieden wird: Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus mit 8 Wohnungen und Siedlung mit 10 Achtfamilienhäusern.

Die Daten basieren auf den Annahmen der Studie Nr. 12 des BEW "Wirtschaftlichkeitsvergleich von Heizsystemen" (1980)

Für die alten Gebäude sind die Kosten der Variante 2 repräsentativ (gut isoliert).
Für die neuen und renovierten Gebäude gelten die Kosten entsprechend der Variante 3 (sehr gut isoliert).

Wohngebäudetyp	Einfamilienhaus EFH		Mehrfamilienhaus MFH		10 x 8-Familienhaus
	Variante 2 (= gut isoliert)	Variante 3 (= sehr gut isoliert)	Variante 2 (= gut isoliert)	Variante 3 (= sehr gut isoliert)	
entpr. Studie Nr. 12					Variante 2 (= gut isoliert)
Anzahl Wohnungen	1	1	8	8	10 x 8
Wärmeleistungsbedarf (kWh)	10,6	7,4	40,5	27,5	10 x 40,5
totaler Jahresverbrauch (kWh)	20'848	16'296	88'043	70'103	10 x 88'043
- davon Heizung	15'348	10'701	57'243	39'330	10 x 57'243
- davon Warmwasser	5'500	5'500	30'800	30'800	10 x 30'800
k-Wert (W/m ² K)	0,62	0,46	0,74	0,54	0,74
Klimadaten	Bern		Bern		Bern
Abmessungen LxBxH	9 x 9 x 5,85 m		23,5 x 11 x 8,25 m		dito 10 x
Volumen	474 m ³		2'210 m ³		dito 10 x
Zinssatz für Annuität	4 %				
Betriebs- und Unterhaltskosten	2,5 % der Investitionen 1,5 % der Investitionen bei Elektrosystemen				ca. 2,7 %

Anhang C-5

Heizungssysteme Einfamilienhaus

Technologie	Energie-Anteil	Jahres- Wirkungs- grad (-)	Lebens- dauer (Jahre)	Variante 2		Variante 3	
				spez. Investit.- kosten (Fr./GJ) 1)	spez. Betr.- u. Unterhaltungskosten (Fr./GJ) 1)	spez. Investit.- kosten (Fr./GJ) 1)	spez. Betr.- u. Unterhaltungskosten (Fr./GJ) 1)
Elektro-Direktheizung	El.	1,00	25	-	-	141,30	2,10
Elektro-Zentralpeicher	El.	0,85	25	-	-	190,30	2,85
Öl-Kombikessel	Öl	0,70	25	253,00	6,30	284,00	7,10
Ölheizung	Öl	0,75	25	297,30	7,60	333,40	8,35
Gas-Kombikessel	Gas	0,70	25	212,00	5,30	237,00	5,95
Gasheizung	Gas	0,80	30	254,50	6,35	302,50	7,55
Kohleheizung	Kohle	0,70	30	270,80	8,10	313,00	9,40
Elektro-Wärmepumpe Luft	El=0,2, Öl=0,5 Umg=0,3	0,85	20	590,20	14,75	731,00	18,30
Solar + Elektrizität	El=0,64 Sonne=0,36	0,90	20	480,00	9,60	552,00	11,05
Solar + Öl	Öl=0,64 Sonne=0,36	0,75	20	516,50	12,90	579,60	14,50
Elektrowärmepumpe Wasser	El=0,33 Umg=0,67	0,85	20	592,75	8,90	730,00	11,00
Holzheizung	Holz	0,71	30	270,00	6,75	313,00	9,40

Anmerkungen: El = Elektrizität
 Umg = Umgebungswärme
 WRK = Wärme-Kraft-Koppelung
 1) Fr./GJ-Nutzwärme

Heizungssysteme Mehrfamilienhäuser und Dienstleistungs-/Gewerbe-Bauten sowie Siedlungen

Technologie	Energie-Anteil	Jahres-Wirkungs-grad	Lebens-Dauer	Variante 2 (alte Gebäude)		Variante 3 (neue Gebäude)	
				spez. Investit.-kosten (Fr./GJ) ¹⁾	spez. Betr.-u. Unterhaltskosten (Fr./GJ) ¹⁾	spez. Investit.-kosten (Fr./GJ) ¹⁾	spez. Betr.-u. Unterhaltskosten (Fr./GJ) ¹⁾
Elektrowärmepumpe	El=0,33 Umg=0,67	0,80	20	336,80	8,40	435,00	10,90
Holzheizung	Holz	0,71	30	155,30	3,90	220,00	5,50
Elektrozentralheizung	El	0,86	30	297,20	3,65	350,00	8,70
Elektrodirektheizung	El	1,00	26	243,40	3,65	280,00	4,20
Öl-Kombiheizung	Öl	0,70	25	138,00	3,45	150,00	3,75
Öl-Heizung	Öl	0,75	25	185,00	4,60	220,00	5,50
Gas-Kombiheizung	Gas	0,70	30	106,00	2,65	114,00	2,85
Gas-Heizung	Gas	0,80	30	149,50	3,75	183,00	4,60
Kohle-Heizung	Kohle	0,70	30	155,30	8,20	192,00	4,80
Gruppenheizungen: Öl	Öl	0,78	20	116,00	4,00	145,00	5,00
" Gas	Gas=1,82 Öl=0,18	0,78	20	110,00	3,90	137,50	4,90
" Gas-Wärmepumpe, Wasser		0,91	20	177,00	5,90	221,00	7,40
" Gas-Wärmepumpe, Luft		0,88	20	183,00	6,10	229,00	7,65
" El-Wärmepumpe, Wasser		0,91	20	148,00	4,90	180,00	6,15
" El-Wärmepumpe, Luft		0,87	20	149,00	5,00	186,80	6,25
" WKK, Gas		0,95	15	110,60	2,75	150,00	3,75
Geothermie + Öl		0,90	25	310,00	7,75	400,00	10,00
Geothermie + Öl + El. Wärmepumpe		0,90	20	325,00	8,15	420,00	10,50

Anhang D-1

Szenario Resultate

Die folgenden Figuren zeigen die Hauptresultate wie:

- die installierten elektrischen Kapazitäten
- die Kapazitäten für Raumheizung und Warmwasser auf Stufe Nutzenergie

Die End- und Primärenergie-Verteilung ist im Hauptbericht dargestellt

Die Reihenfolge der Szenarien ist:

Hoch - Kantonal-Politik (HK)

Hoch - Energie-Initiative (HE)

Hoch - Atominitiative (HA)

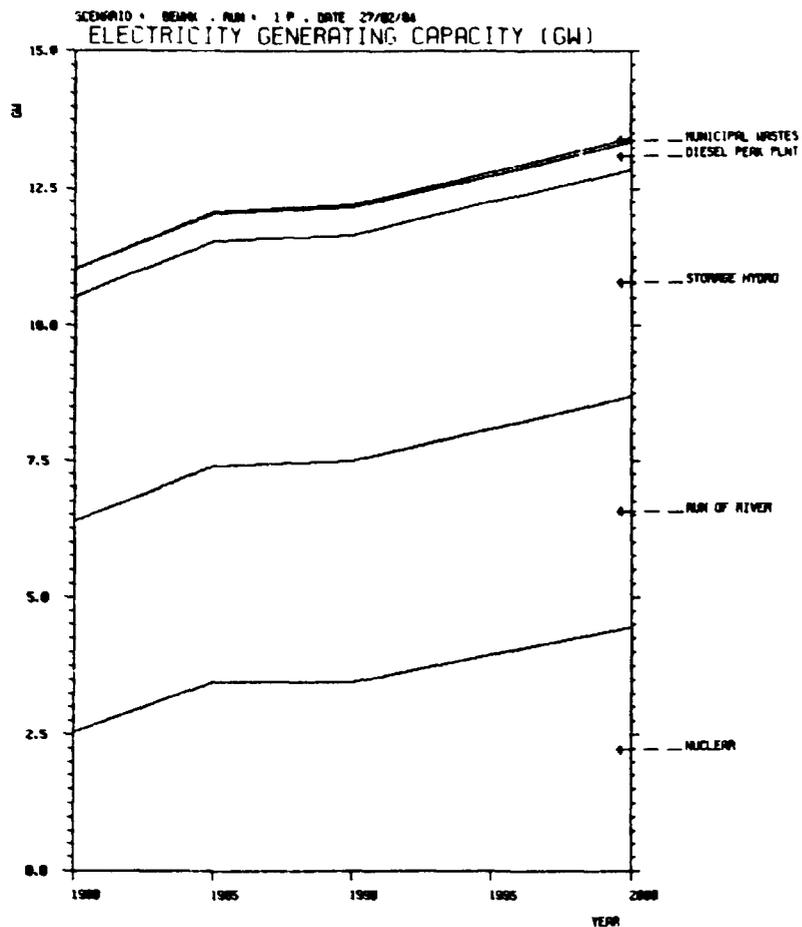
Krise - Kantonal-Politik (KK)

Krise - Energie-Initiative (KE)

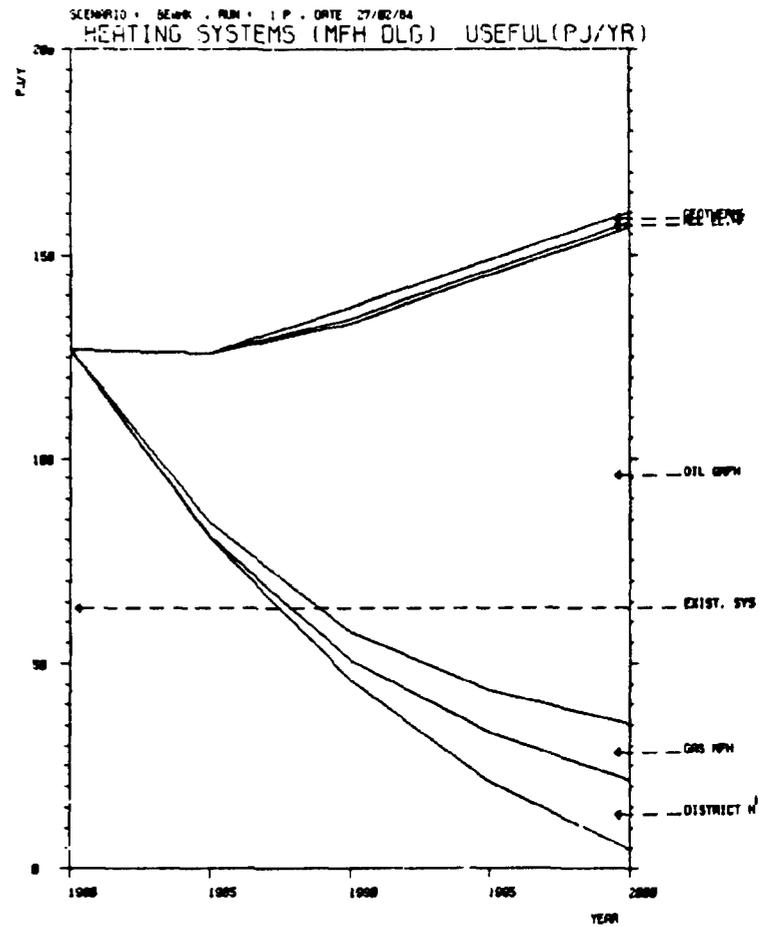
Krise - Atominitiative (KA)

Die letzten Figuren vergleichen die Erdölprodukte und den Elektrizitätsverbrauch der verschiedenen Szenarien.

Szenario Hoch - Kantonale Politik



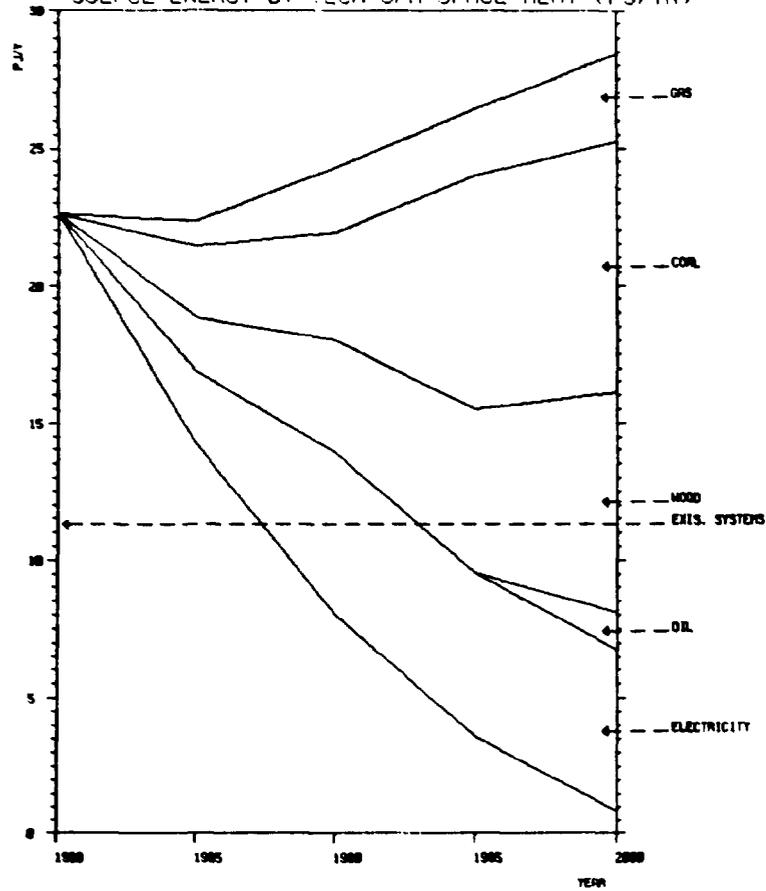
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
2.5	3.5	3.5	4.0	4.4	NUCLEAR
3.0	3.9	4.0	4.1	4.2	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.0	12.1	12.2	12.8	13.4	TOTAL



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.0	126.0	137.1	140.0	160.1	TOTAL
0.0	0.0	2.7	2.7	2.7	GEOTHERMAL
0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	ALL EL. MFH
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	DISTRICT HEAT
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.4	6.0	10.2	13.6	GAS MFH
0.0	3.4	6.0	10.2	13.6	OIL GPH
0.0	41.7	75.0	101.7	121.2	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	DISTRICT HEAT
0.0	0.4	6.0	10.2	13.6	GAS MFH
0.0	3.4	6.0	10.2	13.6	OIL GPH
0.0	41.7	75.0	101.7	121.2	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	DISTRICT HEAT

SCENARIO: BEAM . RUN . 1 P . DATE 27/02/04

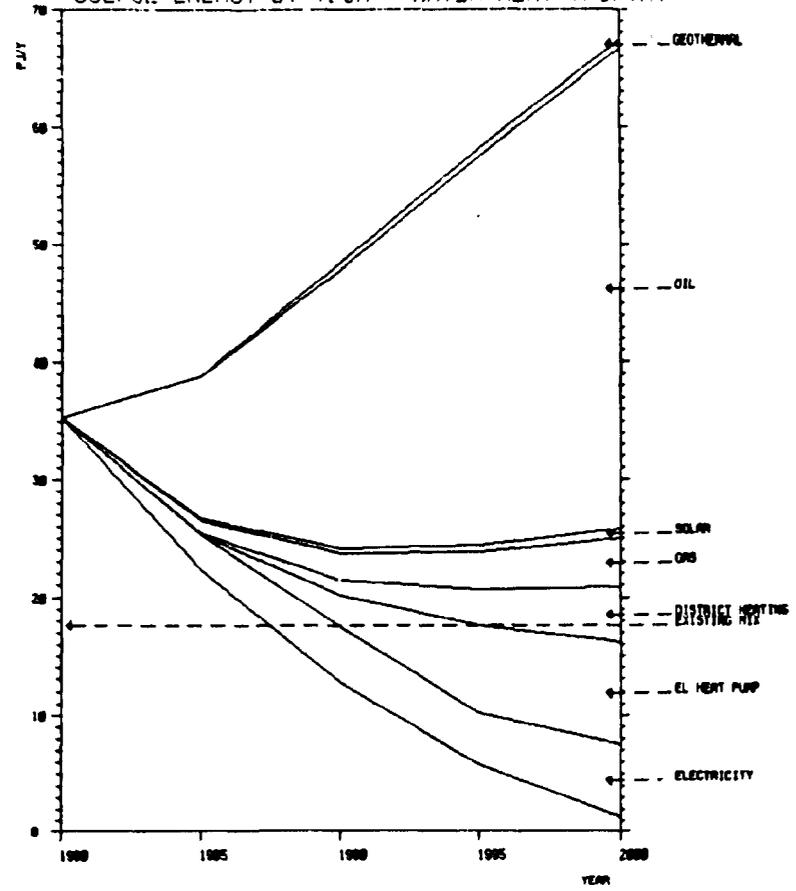
USEFUL ENERGY BY TECH SFH SPACE HEAT (PJ/YR)



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
22.6	14.2	8.0	5.6	8.0	EXIS. SYSTEMS
0.0	2.6	5.9	5.9	5.9	ELECTRICITY
0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	OIL
0.0	2.0	4.1	6.0	8.0	WOOD
0.0	2.6	3.9	8.5	9.1	COAL
0.0	0.9	2.4	2.4	3.2	GAS
22.6	22.4	24.3	26.4	28.4	TOTAL

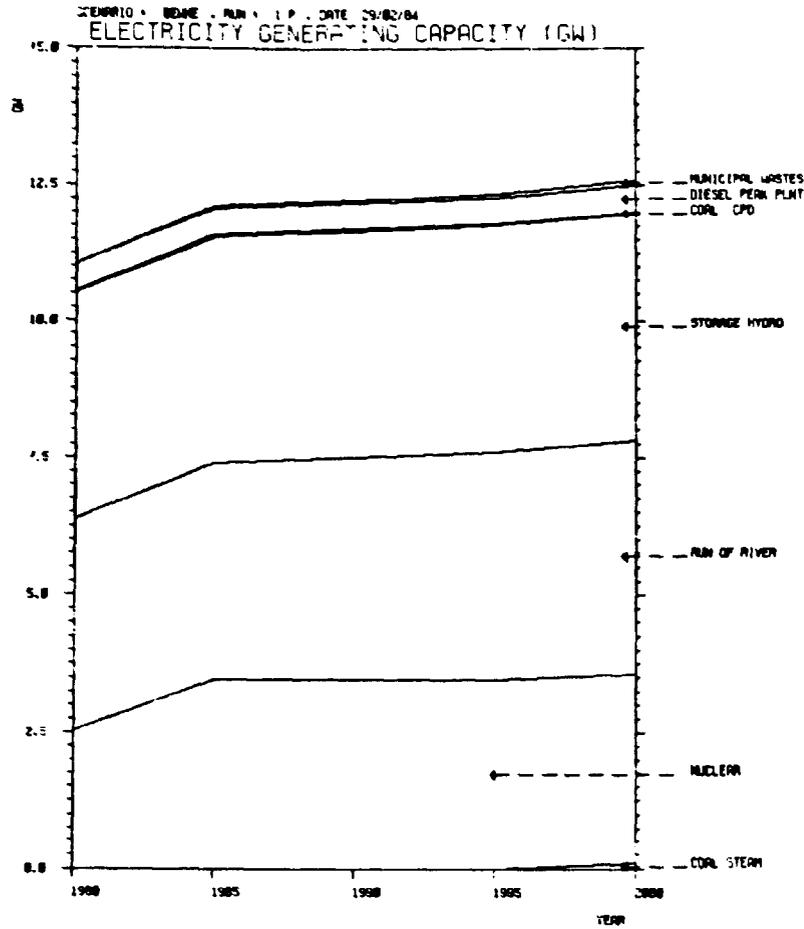
SCENARIO: BEAM . RUN . 1 P . DATE 27/02/04

USEFUL ENERGY BY TECH WATER HEAT (PJ/YR)

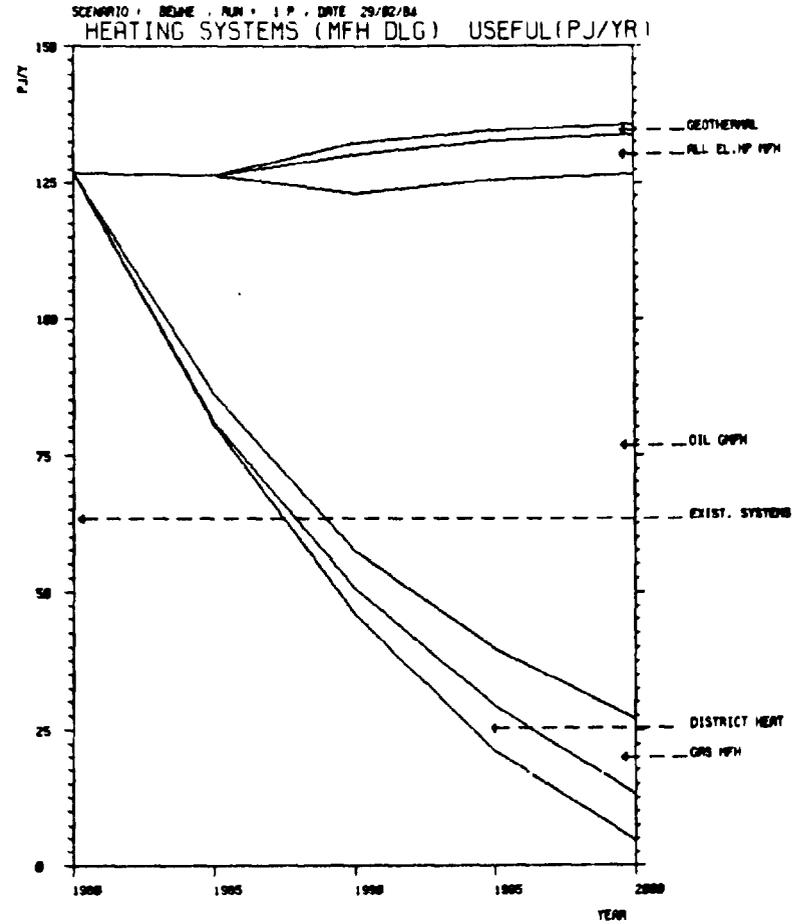


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
35.3	22.4	12.0	5.9	1.3	EXISTING MIX
0.0	2.0	4.7	4.3	6.2	ELECTRICITY
0.0	0.0	2.0	7.5	0.7	EL HEAT PUMP
0.0	0.1	1.2	3.0	4.6	DISTRICT HEATING
0.0	1.1	2.3	3.1	4.2	GAS
0.0	0.2	0.4	0.6	0.7	SOLAR
0.0	12.2	23.7	33.1	48.9	OIL
0.0	0.0	0.7	0.7	0.7	GEOTHERMAL
35.3	30.8	43.5	58.2	67.4	TOTAL

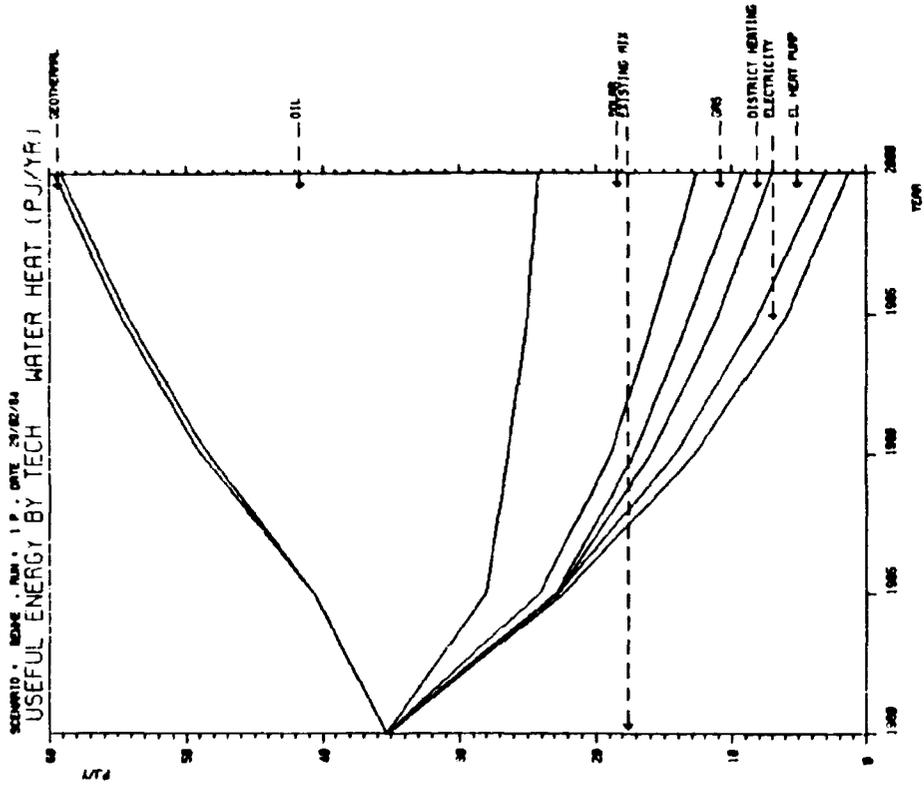
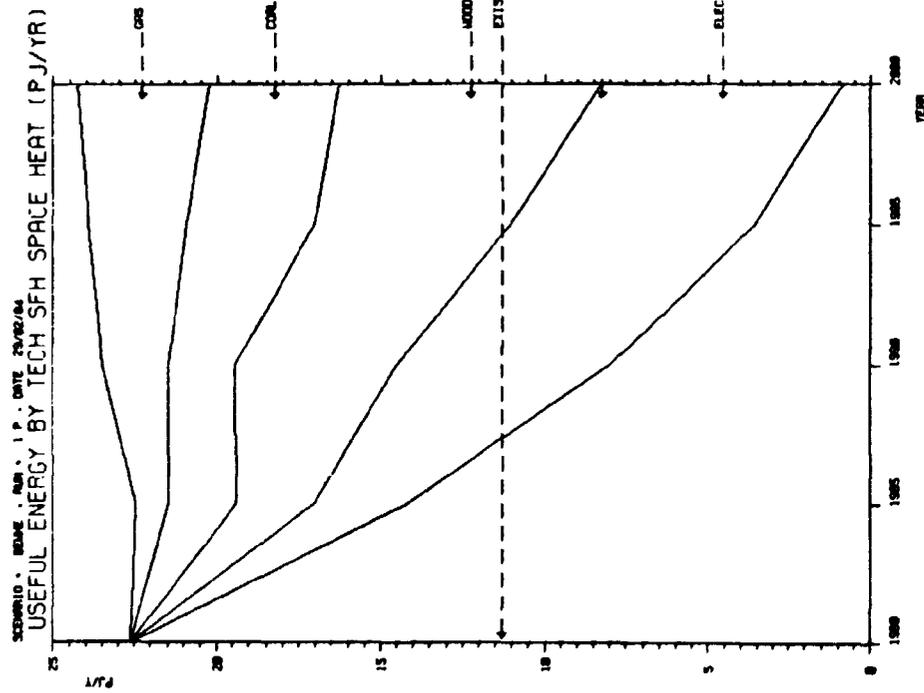
Szenario Hoch - Energie-initiative



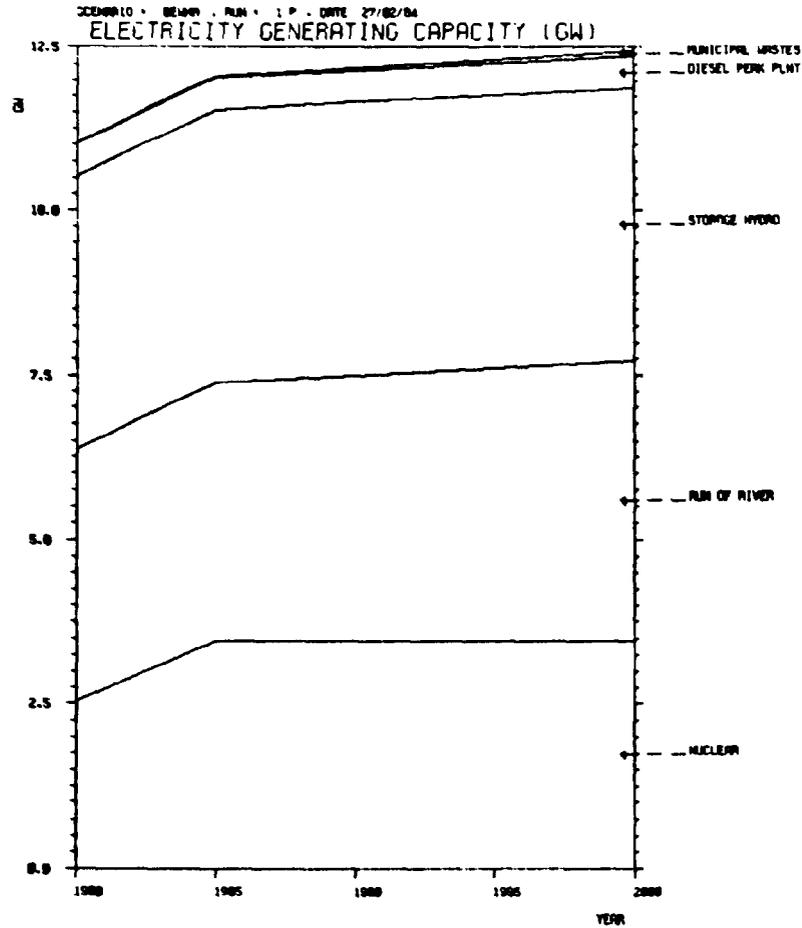
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	COAL STEAM
2.5	3.5	3.5	3.5	3.5	NUCLEAR
3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	COAL CPO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.1	12.1	12.2	12.3	12.6	TOTAL



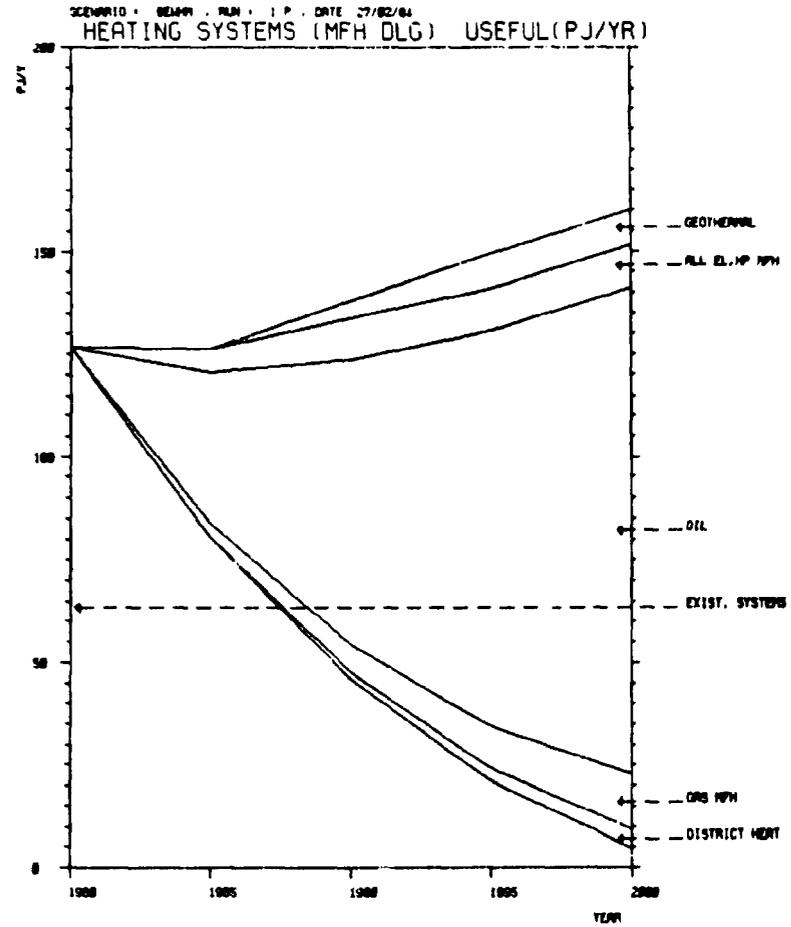
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.0	126.4	132.2	134.7	135.7	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.4	4.6	6.5	6.5	DISTRICT HEAT
0.0	5.1	6.8	10.1	13.6	GAS MFH
0.0	48.5	65.8	65.6	60.7	OIL GPH
0.0	0.0	7.2	7.2	7.2	ALL EL.MP MFH
0.0	0.0	2.8	2.8	2.8	GEOTHERMAL
126.0	126.4	132.2	134.7	135.7	TOTAL



Szenario Hoch - Atominitiative

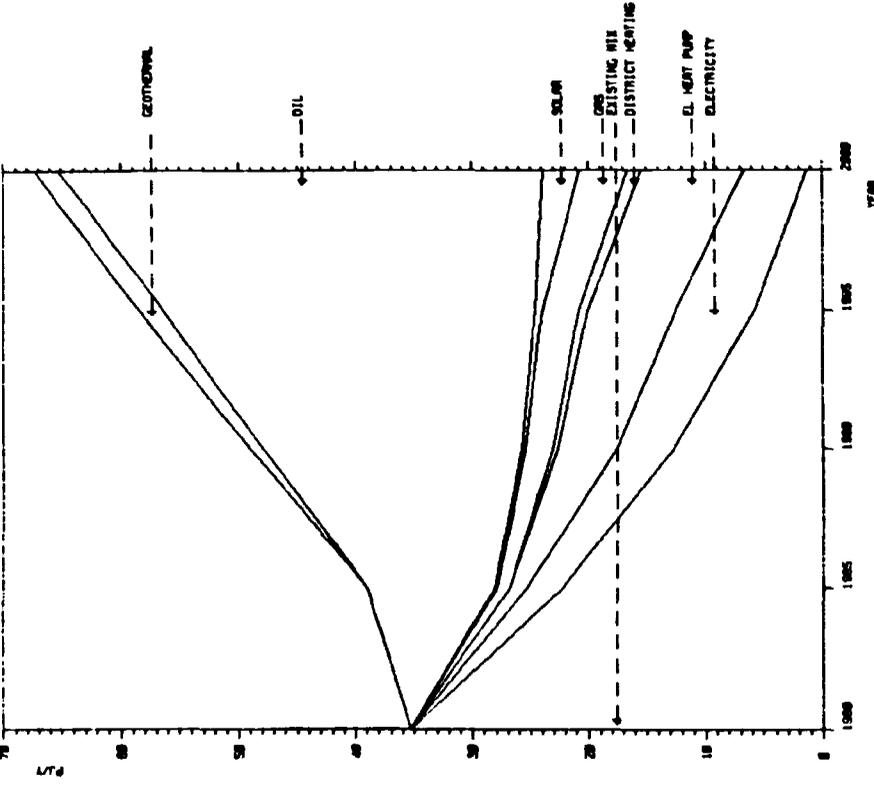


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
2.5	3.5	3.5	3.5	3.5	NUCLEAR
3.0	3.9	4.0	4.1	4.2	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.0	12.1	12.2	12.3	12.4	TOTAL

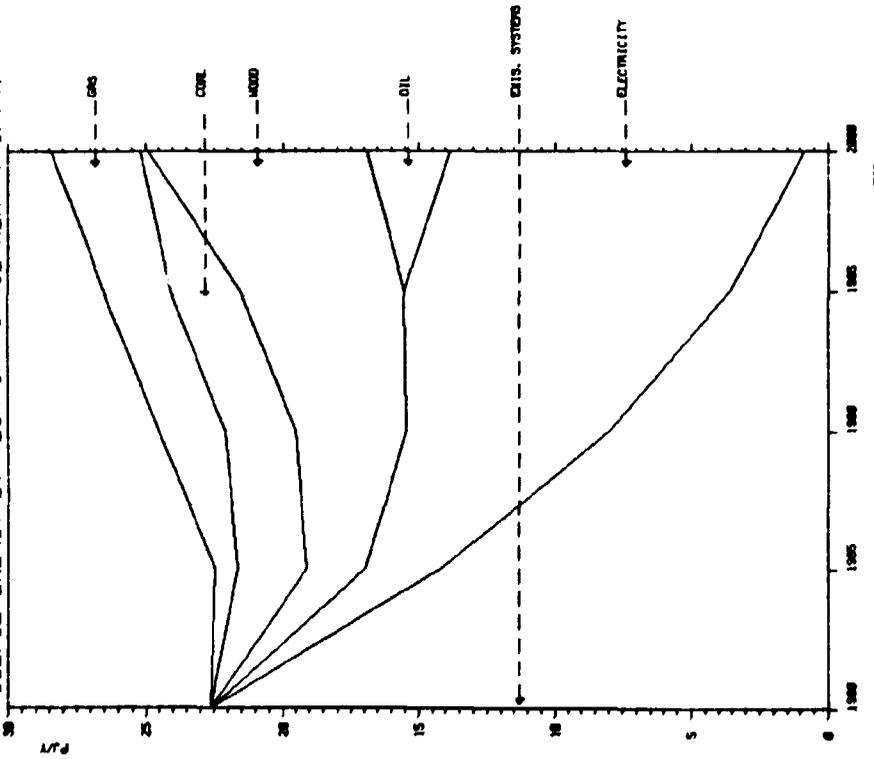


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.8	98.4	45.9	21.1	4.8	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.0	1.0	3.2	4.0	DISTRICT HEAT
0.0	3.4	6.8	10.2	13.6	GRS NPH
0.0	36.6	69.0	96.1	118.3	OIL GAP
0.0	0.0	10.3	10.3	10.3	ALL EL.NP NPH
0.0	0.0	4.2	0.4	0.4	GEO THERMAL
126.8	126.4	138.1	149.4	160.0	TOTAL

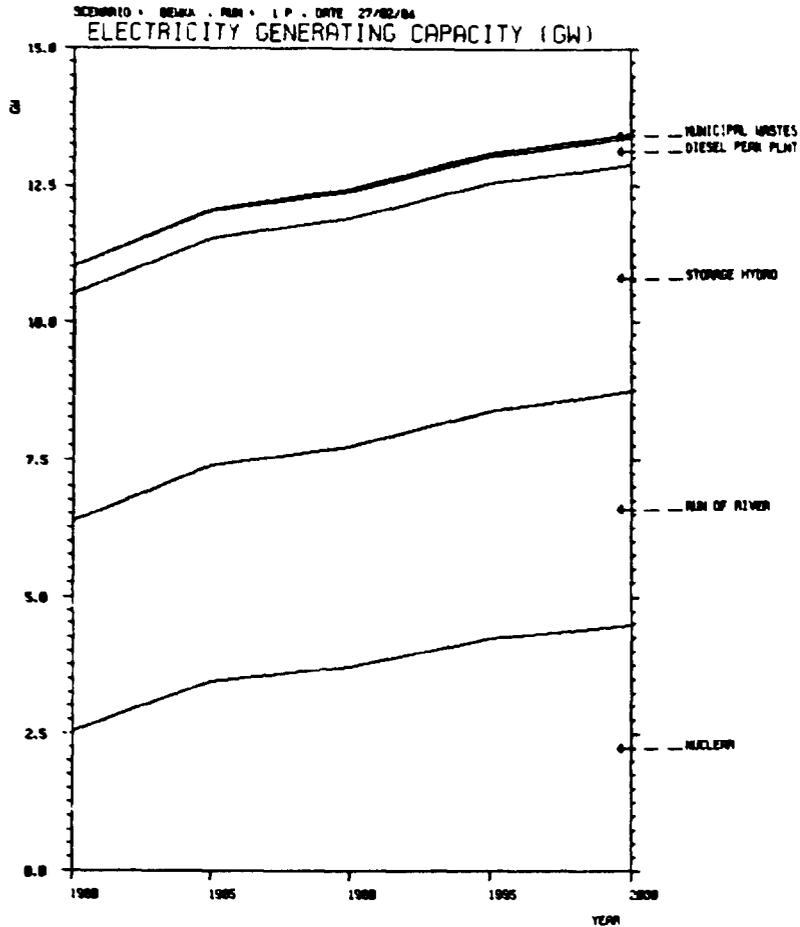
SCENARIO 10: SCADA, MAR. 1 P., DATE 27/02/04
USEFUL ENERGY BY TECH WATER HEAT (PJ/YR)



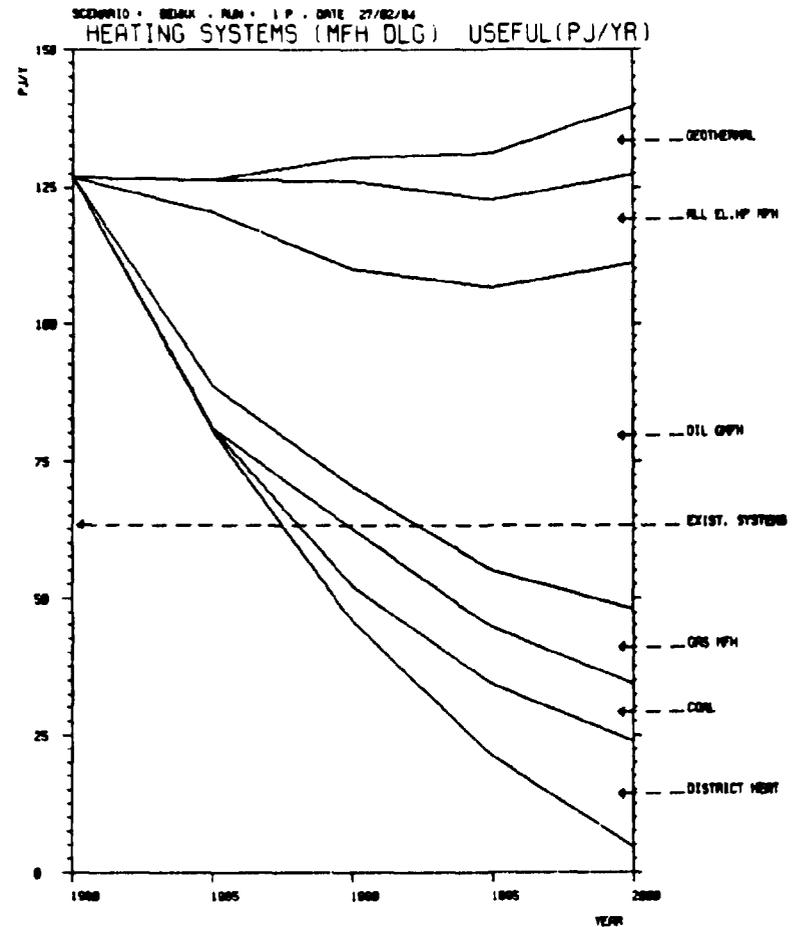
SCENARIO 10: SCADA, MAR. 1 P., DATE 27/02/04
USEFUL ENERGY BY TECH SFH SPACE HEAT (PJ/YR)



Szenario Krise - Kantonale Politik

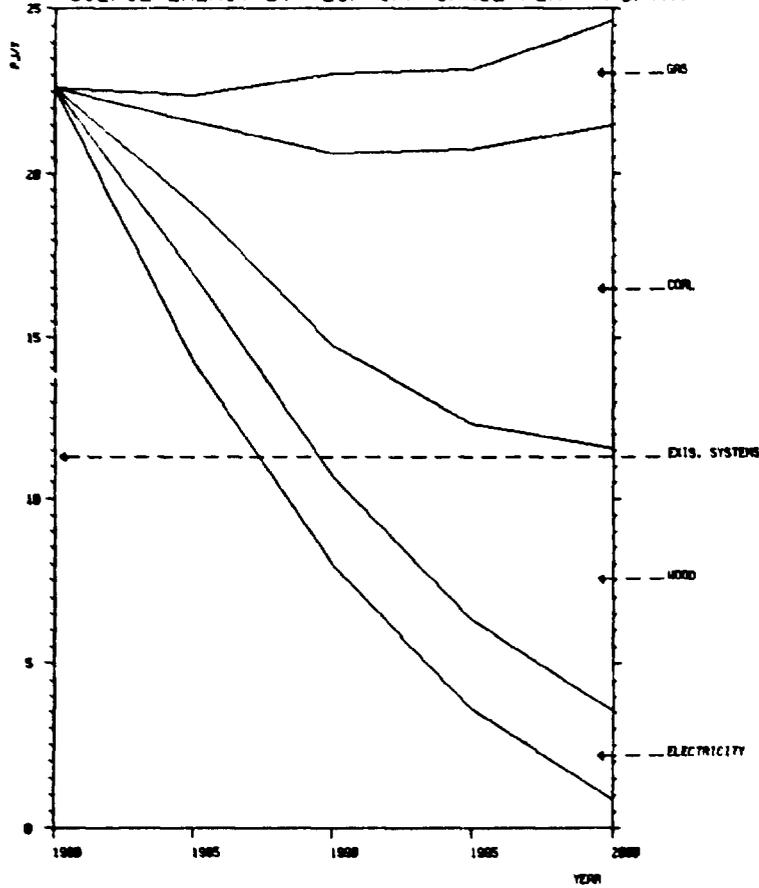


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
2.5	3.5	3.7	4.2	4.5	NUCLEAR
6.5	7.5	7.7	8.1	8.5	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.0	12.1	12.4	13.1	13.4	TOTAL



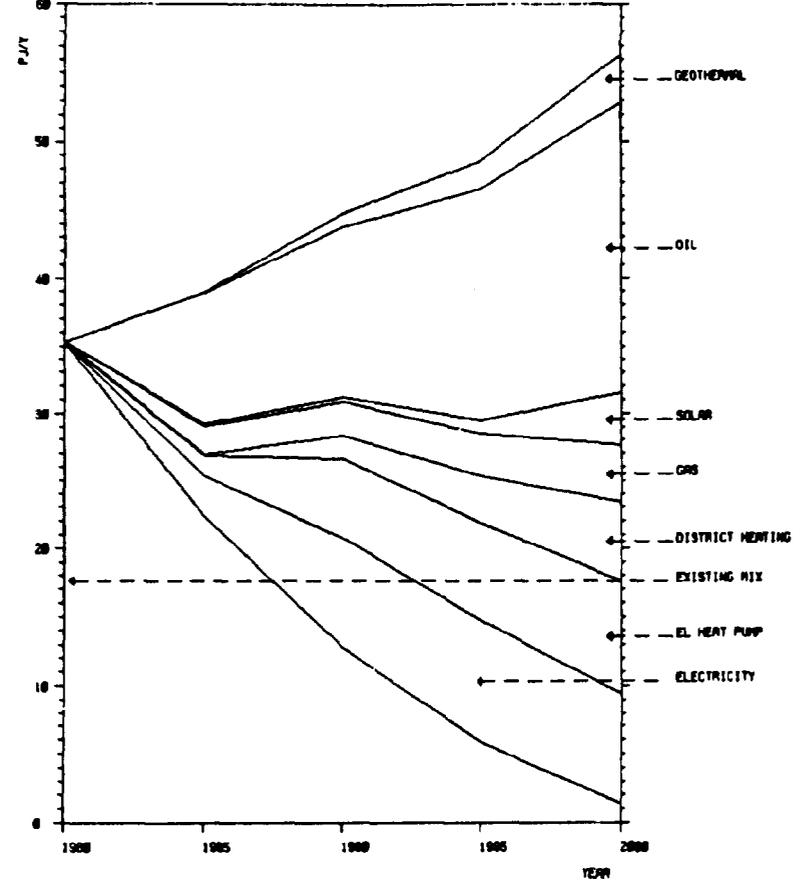
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.0	126.4	130.3	131.2	139.6	TOTAL
126.0	126.4	130.3	131.2	139.6	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.4	0.5	10.3	10.3	DISTRICT HEAT
0.0	0.0	10.3	10.3	10.3	COAL
0.0	7.6	7.0	10.2	13.6	GAS MFH
0.0	31.9	30.6	51.0	69.2	OIL GWF
0.0	6.0	16.0	16.0	16.0	ALL EL. HP MFH
0.0	0.0	4.2	0.4	12.4	GEOTHERMAL

SCENARIO * BEMOJ . RUN * 1 P . DATE 27/02/84
 USEFUL ENERGY BY TECH SFH SPACE HEAT (PJ/YR)



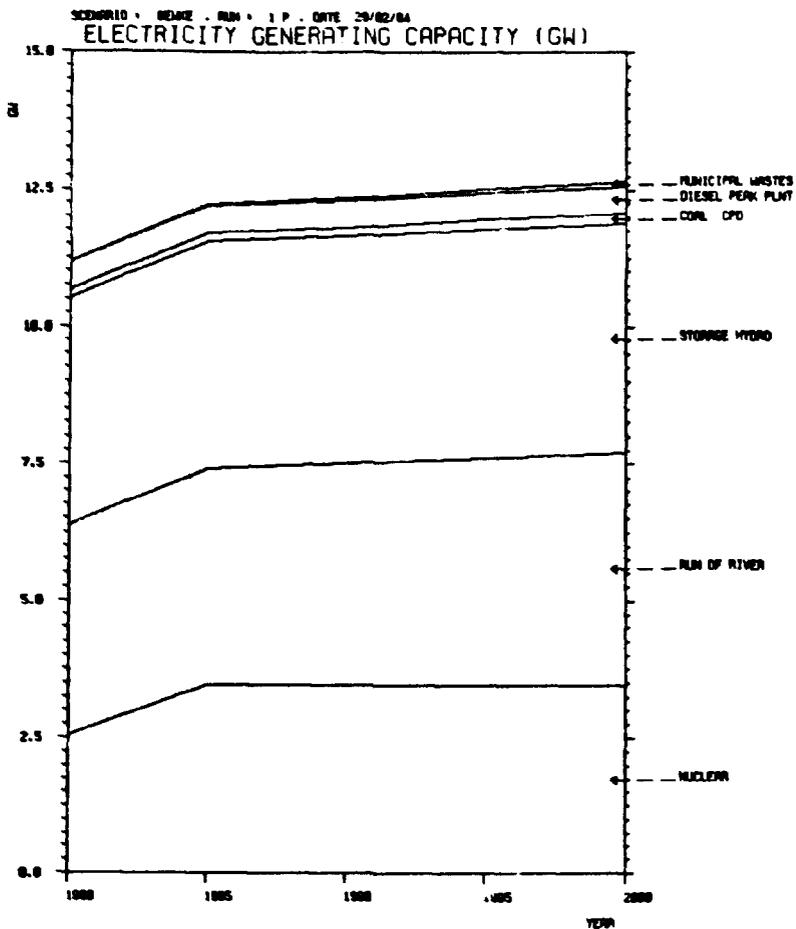
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
22.6	14.2	8.8	3.8	0.8	EXIS. SYSTEMS
0.0	2.7	2.7	2.7	2.7	ELECTRICITY
0.0	2.1	4.8	6.8	8.8	WOOD
0.0	2.6	5.9	8.4	9.9	COAL
0.0	0.8	2.4	2.4	3.2	GAS
22.6	22.4	23.8	23.1	24.6	TOTAL

SCENARIO * BEMOJ . RUN * 1 P . DATE 27/02/84
 USEFUL ENERGY BY TECH WATER HEAT (PJ/YR)

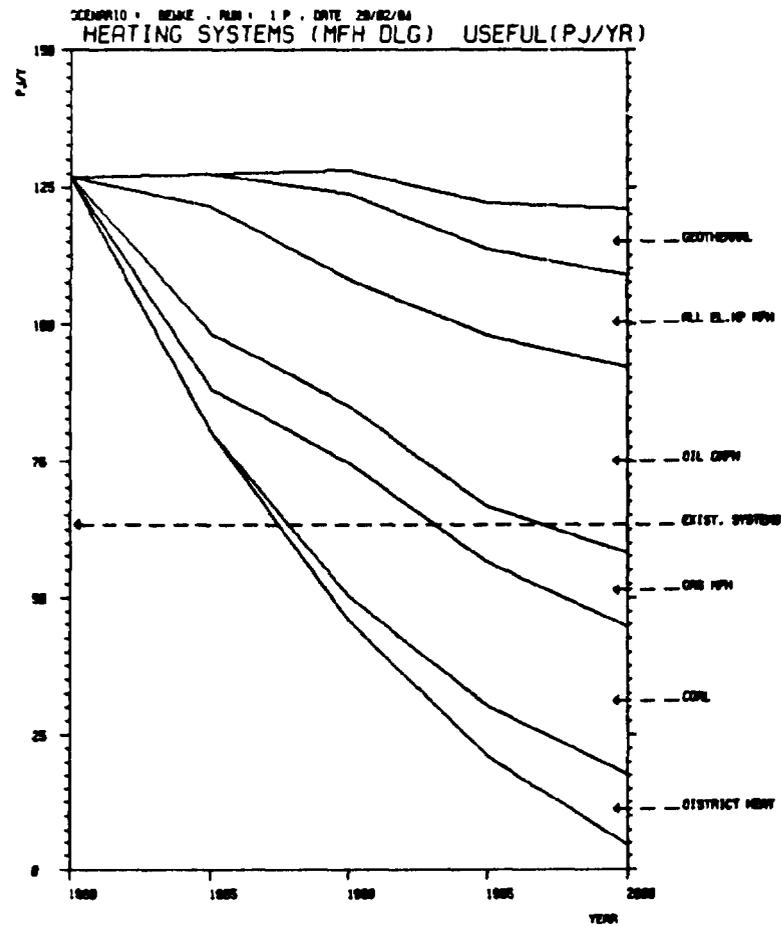


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
35.3	22.4	12.8	5.9	1.3	EXISTING MIX
0.0	3.0	7.0	8.0	8.1	ELECTRICITY
0.0	1.5	5.8	7.1	8.3	EL HEAT PUMP
0.0	0.1	1.8	3.5	5.7	DISTRICT HEATING
0.0	2.1	2.8	3.1	4.2	GAS
0.0	0.2	0.4	1.0	4.8	SOLAR
0.0	9.7	12.6	17.1	21.3	OIL
0.0	0.0	1.1	2.1	3.4	GEOTHERMAL
35.3	59.8	44.8	48.6	56.3	TOTAL

Szenario Krise - Energieinitiative



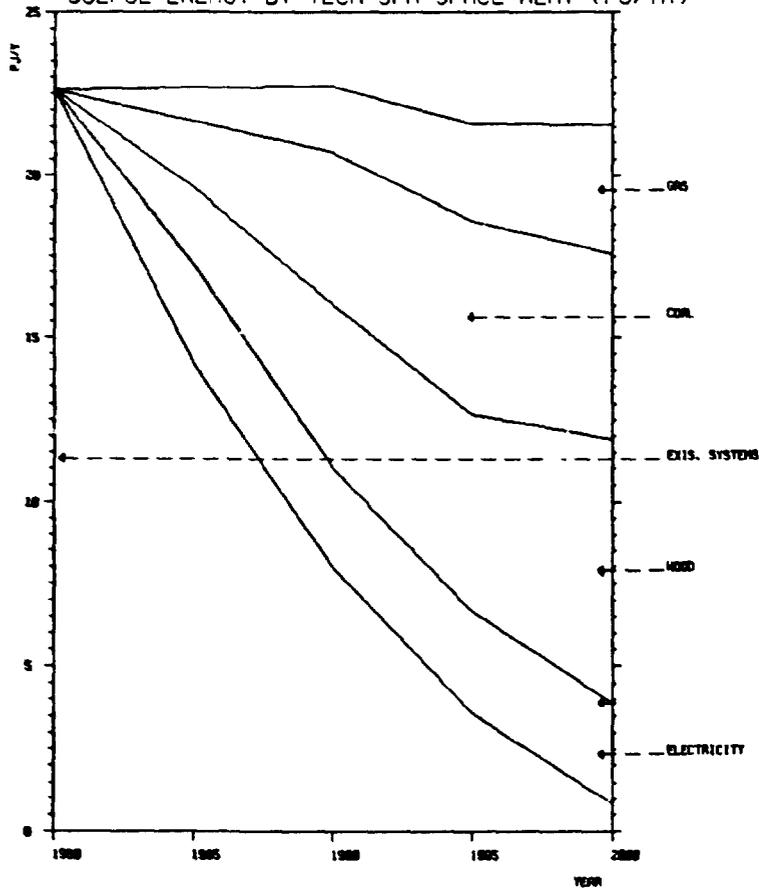
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
2.5	3.5	3.5	3.5	3.5	NUCLEAR
3.0	3.0	4.0	4.1	4.2	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	COAL CPO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.2	12.2	12.3	12.5	12.8	TOTAL



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.0	127.5	120.0	122.1	121.1	TOTAL
0.0	0.0	4.2	0.4	12.3	GEOTHERMAL
0.0	0.0	15.7	15.7	10.0	ALL EL, HP GPH
0.0	16.2	16.2	16.2	13.0	GAS GPH
0.0	23.1	23.1	31.3	30.0	OIL GPH
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	EXIST. SYSTEMS
0.0	7.0	24.4	26.2	20.0	COAL
0.0	0.0	4.5	0.2	19.0	DISTRICT HEAT

SCENARIO: BEAUC. PLAN: 1 P. DATE: 29/02/84

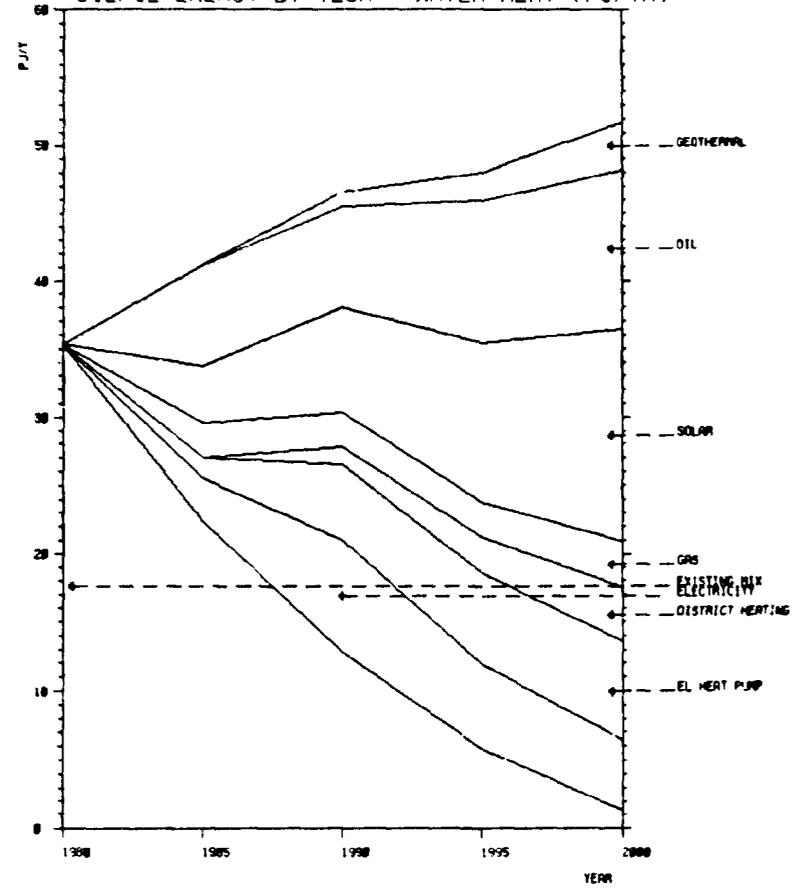
USEFUL ENERGY BY TECH SFH SPACE HEAT (PJ/YR)



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
22.6	14.2	8.0	5.0	0.0	EXIS. SYSTEMS
0.0	3.0	3.1	3.1	3.1	ELECTRICITY
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	SOLAR
0.0	2.4	4.3	6.0	8.0	HOOD
0.0	2.1	4.7	5.0	3.7	COAL
0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	GAS
22.6	22.7	22.7	21.6	21.6	TOTAL

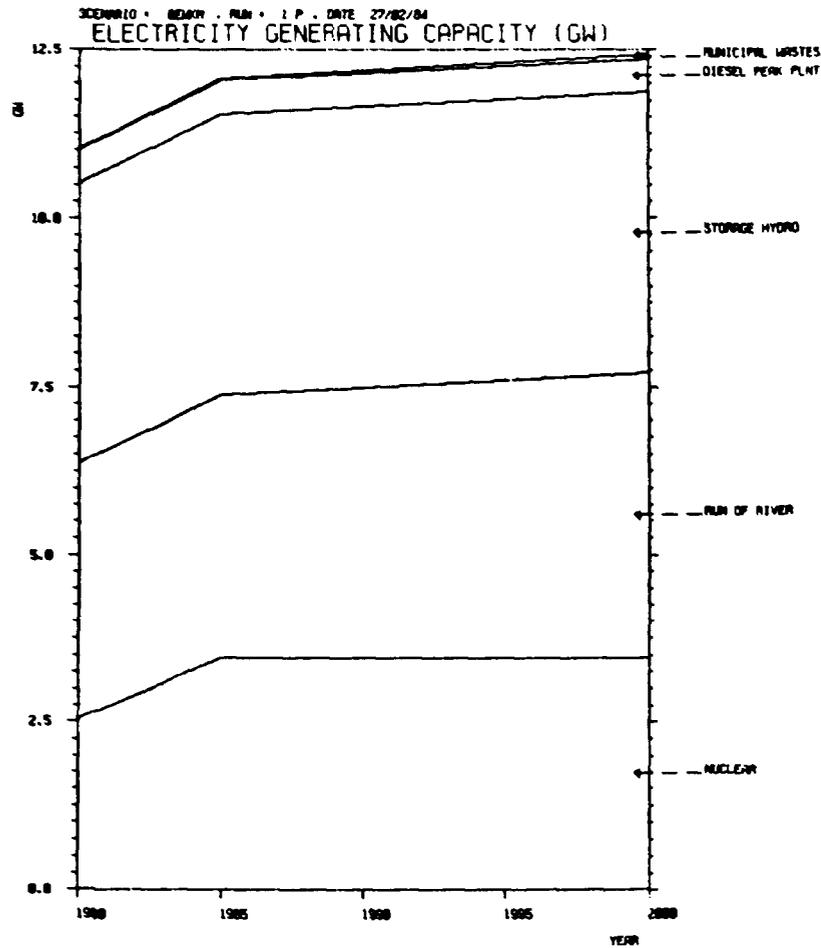
SCENARIO: BEAUC. PLAN: 1 P. DATE: 29/02/84

USEFUL ENERGY BY TECH WATER HEAT (PJ/YR)

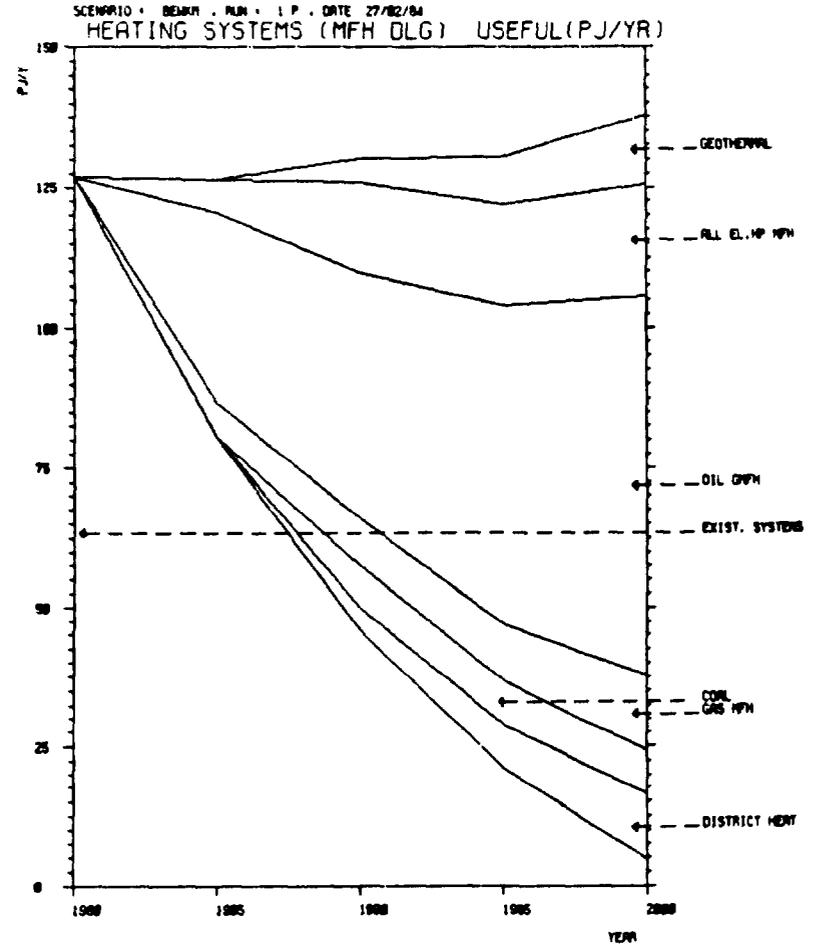


1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
35.3	22.4	12.8	5.9	1.3	EXISTING MIX
0.0	3.1	0.2	6.1	5.1	ELECTRICITY
0.0	1.5	5.5	6.7	7.1	EL HEAT PUMP
0.0	0.0	1.2	2.6	4.0	DISTRICT HEATING
0.0	2.5	2.5	2.5	3.4	GAS
0.0	4.1	7.0	11.5	15.5	SOLAR
0.0	7.5	7.5	10.5	11.3	OIL
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	GEOTHERMAL
35.3	41.1	46.1	43.8	50.3	TOTAL

Szenario Krise Atom-Initiative



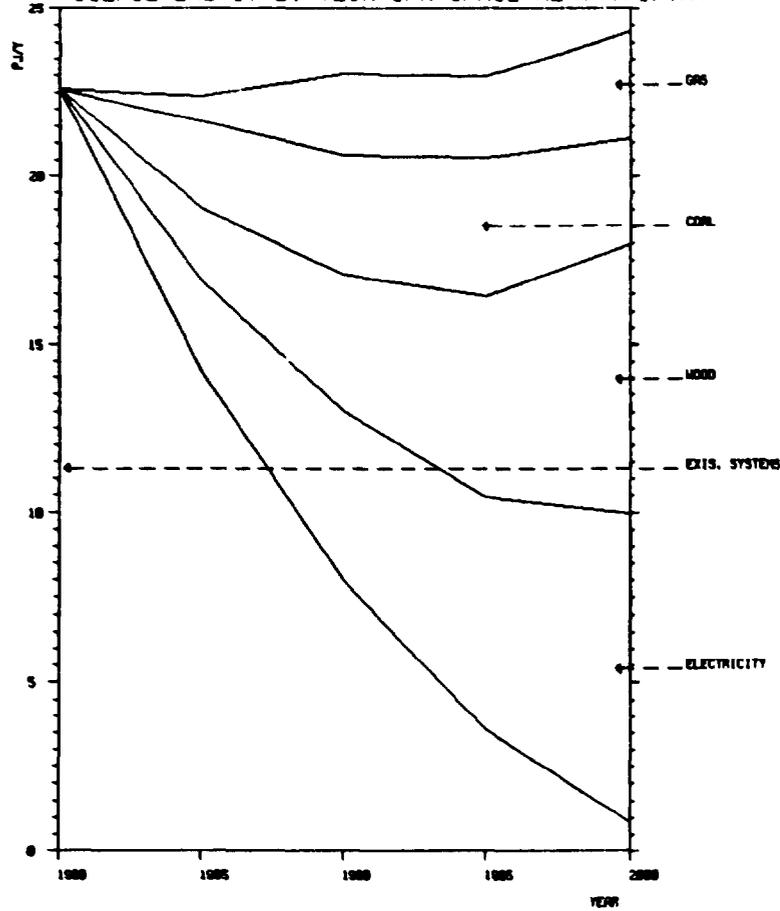
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
2.5	3.5	3.5	3.5	3.5	NUCLEAR
3.0	3.9	4.0	4.1	4.2	RUN OF RIVER
4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	STORAGE HYDRO
0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	DIESEL PEAK PLANT
0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	MUNICIPAL WASTES
11.0	12.1	12.2	12.3	12.4	TOTAL



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
126.0	88.4	45.9	21.1	4.8	EXIST. SYSTEMS
0.0	0.0	4.0	0.0	11.6	DISTRICT HEAT
0.0	0.0	7.0	7.0	7.7	COAL
0.0	6.2	6.5	10.2	13.6	GAS HP
0.0	33.7	43.7	56.0	67.9	OIL HP
0.0	5.0	16.0	19.0	19.0	ALL EL. HP
0.0	0.0	4.2	8.4	12.4	GEO THERMAL
126.0	126.3	130.1	130.3	137.8	TOTAL

SCENARIO: BEHAV. PLAN: I.P. DATE 27/02/04

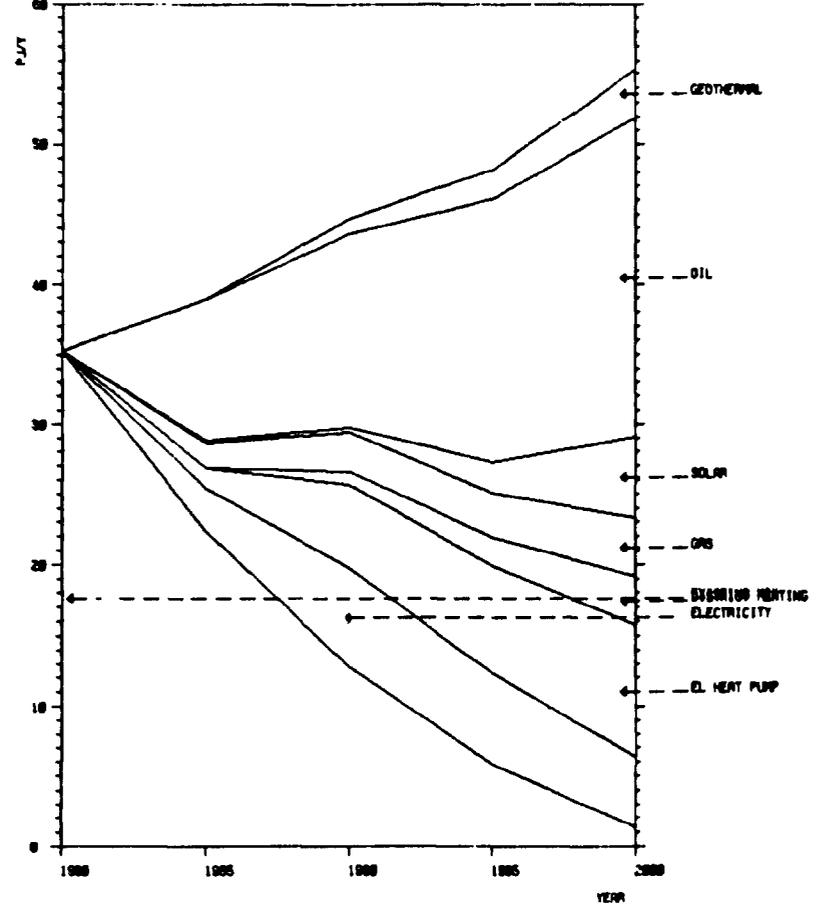
USEFUL ENERGY BY TECH SFH SPACE HEAT (PJ/YR)



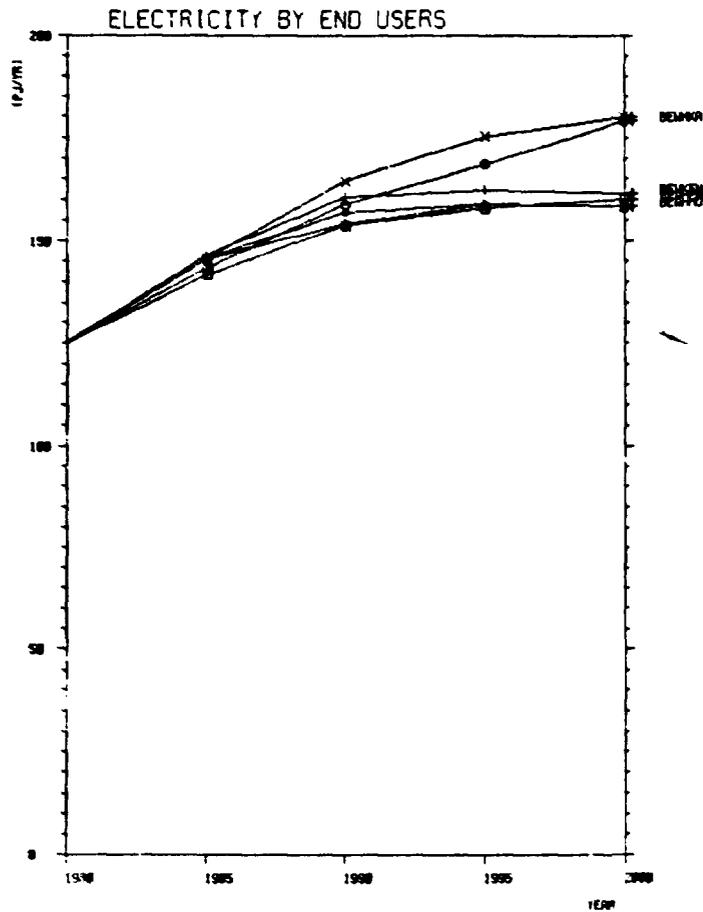
1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
22.6	14.2	8.8	3.6	0.0	EXIS. SYSTEMS
0.0	2.7	5.0	6.0	8.1	ELECTRICITY
0.0	2.1	4.1	6.0	6.0	WOOD
0.0	2.6	3.5	4.1	3.1	COAL
0.0	0.0	2.4	2.4	3.2	GAS
22.6	22.4	25.0	25.0	24.3	TOTAL

SCENARIO: BEHAV. PLAN: I.P. DATE 27/02/04

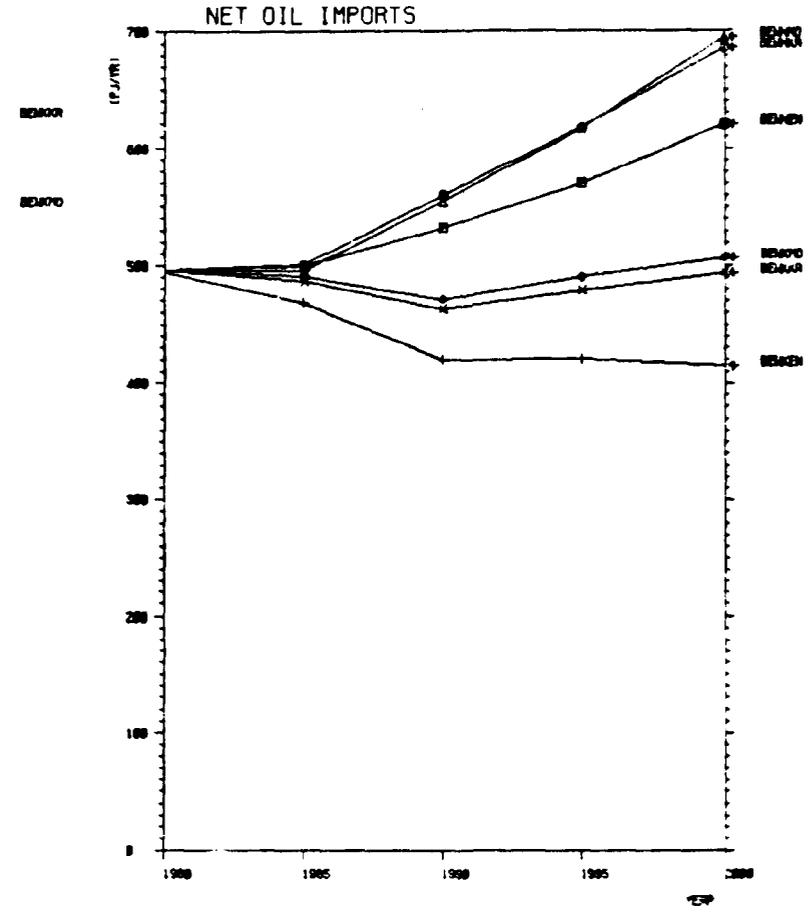
USEFUL ENERGY BY TECH WATER HEAT (PJ/YR)



1980	1985	1990	1995	2000	YEAR
35.3	22.4	12.0	5.9	1.9	EXISTING MIX
0.0	3.0	7.0	6.5	5.0	ELECTRICITY
0.0	1.5	5.0	7.0	9.4	EL. HEAT PUMP
0.0	0.0	1.0	2.0	3.3	DISTRICT HEATING
0.0	1.7	2.7	3.1	4.2	GAS
0.0	0.2	0.4	2.2	5.0	SOLAR
0.0	10.2	15.0	18.7	22.0	OIL
0.0	0.0	1.1	2.1	3.4	GEOTHERMAL
35.3	39.0	44.7	48.2	55.3	TOTAL



1990	1995	1990	1995	2000	SCENARIO	SYMBOL	
125.2	141.9	153.7	157.9	168.1	1 P	BEWKA	□
125.2	143.4	150.8	168.6	178.9	1 P	BEWKA	○
125.2	145.5	154.2	158.9	158.2	1 P	BEWKA	△
125.2	146.5	160.7	162.3	161.5	1 P	BEWKA	+
125.2	145.6	164.4	175.3	179.9	1 P	BEWKA	x
125.2	145.5	157.8	153.8	158.2	1 P	BEWPO	◇



1990	1995	1990	1995	2000	SCENARIO	SYMBOL	
495.7	499.4	533.8	578.8	628.8	1 P	BEWKA	□
495.7	508.6	568.3	617.8	668.3	1 P	BEWKA	○
495.8	495.9	555.8	616.5	695.2	1 P	BEWPO	△
494.1	488.5	428.8	428.6	414.3	1 P	BEWKA	+
495.7	487.8	465.5	473.3	434.5	1 P	BEWKA	x
495.7	458.6	471.6	498.9	587.2	1 P	BEWPO	◇