



بررسی مطالعات گروه هاروارد در مورد سیستم انرژی کشور (بخش سوم: سیاست گذاری انرژی)

فاطمه تاتار

دانیال صادقی

بهمن ۱۴۰۰

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
فصل ۱: معرفی	۵
فصل ۲: خلاصه و نتیجه گیری.....	۸
تبادل انرژی.....	۸
قیمت گذاری.....	۹
سازماندهی و کنترل.....	۱۴
پرسنل.....	۱۵
فصل ۳: تبادل انرژی	۱۷
ذخایر نفت ایران.....	۲۷
منابع زغال سنگ.....	۳۲
فصل ۴: قیمت گذاری انرژی	۳۳
اثر قیمت گذاری گذشته.....	۳۳
تاثیر تغییرات قیمت در آینده	۳۳
اهداف کلی در قیمت گذاری.....	۳۴
سطوح کلی قیمت توصیه شده.....	۳۸
قیمت محصول و استفاده نهایی	۴۰

فصل ۵: سازماندهی و کنترل صنایع انرژی ۵۴

منابع ۶۰

فصل اول - معرفی

تجزیه و تحلیل موسسه تحقیقاتی استنفورد از اقتصاد ایران، که در اواخر سال ۱۹۶۹ و اوایل ۱۹۷۰ انجام شد، منجر به پیش‌بینی‌هایی از اقتصاد ایران با نرخ پایدار ۸.۷۵ درصدی تا سال ۱۹۸۲ شد. با توجه به تحولات اخیر، هدف کشور نرخ رشد ۱۱ درصدی در سال است. هر یک از این نرخ‌ها بالاتر از میانگین جهانی است که ۵ تا ۶ درصد می‌باشد. ایران یک اقتصاد انرژی‌بر دارد که با اقتصاد کشورهای دیگر که از نظر منابع انرژی خودکفا هستند، سازگار است. بر اساس روندهای گذشته، سیاست‌های قیمت‌گذاری کنونی، و برنامه‌های آینده، به نظر می‌رسد اقتصاد ایران حتی بیشتر انرژی‌بر خواهد شد. پیش‌بینی می‌شود تقاضای انرژی ۱۱.۱ درصد در سال (جلد ۲) و درآمدها ۱۲.۲ درصد در سال (در سطح قیمت فعلی) رشد کند. چنین رشد سریعی همراه با اهمیت نسبی صنایع انرژی در کل اقتصاد، آشکار می‌کند که ایران با مجموعه‌ای از ملاحظات سیاسی مرتبط با استفاده داخلی از انرژی مواجه است. هدف این جلد پرداختن به این ملاحظات است.

ایران اقتصاد بازار نسبتاً باز دارد و مصرف‌کنندگان این فرصت را دارند که سوخت یا منبع انرژی مورد نظر خود را انتخاب کنند. با این حال، در عین حال، صنایع انرژی ایران تقریباً به طور کامل در اختیار دولت است و دولت می‌تواند با تصمیم‌گیری‌های قیمت‌گذاری و سرمایه‌گذاری، نه تنها بر میزان مصرف انرژی، بلکه بر سهم بازار هر منبع نیز تأثیر بگذارد.

رشد سریع در ایران نیاز به سرمایه‌عظیمی را به همراه دارد. علاوه بر این، اگر ایران بخواهد سودآوری خود را در صادرات انرژی به حداکثر برساند، مخارج سرمایه‌ای خارج از کشور می‌تواند هر مقدار سرمایه قابل‌تصور را که احتمالاً در دسترس است جذب کند. بنابراین، یک فرض اساسی این مطالعه این است که در دسترس بودن سرمایه

محدود بوده و خواهد بود. ایران با یکی از مشکلات اساسی اقتصاد مواجه است، یعنی تخصیص منابع کمیاب بین کشورهای رقیب. این موسسه تلاش کرده است تا یک طرح انرژی با رویکرد بهینه سازی ایجاد کند. اما به دلیل پیچیدگی فوق العاده مشکل، ادعا نمی شود که این طرح «بهینه» است، و همچنین هزینه توسعه طرح «بهینه» لزوماً اقتصادی یا مطلوب نیست؛ دلایل زیادی برای این باور وجود دارد که حالت بهینه هرگز به دست نمی آید. صنعت گاز در ایران به قدری جدید است که احتمالاً اهداف بهینه قابل دستیابی نیست و در این زمان نمی توان اهداف واقعی را خیلی دقیق تعیین کرد. ملاحظات ممکن است - اگرچه به سختی واقع بینانه به نظر می رسد - در برابر سرمایه‌گذاری های «بهینه» در تأسیسات غلبه کند، و قطعاً واقعیت های سیاسی باعث می شود تا حدی از حد مطلوب فاصله بگیرد.

یکی از سخت ترین مسائل، قیمت‌گذاری است. به جای تعیین توسط بازار، قیمت ها توسط دولت تعیین می شود. در نتیجه، قیمت ها (و جزء مالیاتی) ممکن است با در نظر گرفتن طیف وسیعی از اهداف تعیین شود. این اهداف از سیستم جمع آوری مالیات مناسب تا تشویق یا توسعه منطقه ای یا پیشبرد اهداف رفاهی را شامل می شود. اگرچه بسیاری از اهداف مختلف قیمت‌گذاری ممکن در فصل چهارم مورد بررسی قرار می‌گیرند، محور اصلی تحلیل موسسه یک سیستم قیمت مبتنی بر هزینه، یک نرخ بازده تعریف شده، و یک بار مالیاتی است که در صورت نیاز، برای اشکال مختلف انرژی بر اساس منطقه و طبقه‌بندی تجارت، تعدیل‌های مناسب را به همراه داشته‌باشد. هدف موسسه ارائه یک مبنای اقتصادی برای قیمت‌ها است. واقعیت‌های سیاسی ممکن است نیاز به تعدیل این پایه داشته باشد، اما حداقل هدف وجود دارد و تا حدودی می‌توان «هزینه» واقعیت‌های سیاسی را سنجید.

موضوع اصلی دیگر این گزارش ساماندهی صنایع انرژی و تخصیص اختیار و مسئولیت است. موضوع به روابط بین شرکتی و بین دولتی، برخلاف نقش های درون شرکتی، محدود می شود، و یکی از اهداف اصلی تحلیل این است که مشخص کند آیا می توان سیستم کارآمدتری را توسعه داد، سیستمی که در آن زمان لازم برای انجام هر کار تعیین شده را می توان به شدت کاهش داد. این به طور خاص برای برنامه های توسعه سرمایه اعمال می شود، اما وظایف دیگری نیز در نظر گرفته می شود.

اگرچه موضوع اصلی این جلد، سیاست انرژی است، اما باید فهمید که در مجلدات دیگر، به ویژه به روابط بین منابع مختلف انرژی، ملاحظات زیادی در مورد سیاست انرژی وجود داشته است و این ملاحظات در اینجا تکرار نشده است.

این گزارش توسط شرمن اچ. کلارک^۱، مدیر اقتصاد انرژی و منابع و پاول تی دیویس^۲، رهبر پروژه تهیه شده است. مشاوره و کمک دوستان سازمان طرح، آقایان احمد وطنیان و دکتر سیروس آریان پور، در توسعه دیدگاه و قضاوت اساسی در مورد اقتصاد انرژی ایران بسیار ارزشمند بوده است.

۱- Sherman H. Clark

۲- Paul T. Davis

فصل دوم - خلاصه و نتیجه گیری

تعادل انرژی

منابع ایران و تهدید های آن

نفت و گاز

ایران به خوبی از منابع انرژی برخوردار است که بیشتر آنها کم‌هزینه هستند. با این حال، تقاضای داخلی و صادراتی برای این منابع - در درجه اول نفت - می‌تواند در ۲۰ سال آینده به سرعت افزایش یابد که فرض غالب منابع تقریباً پایان‌ناپذیر می‌تواند منجر به اشتباهات جدی در سیاست انرژی شود. توانایی تولید نهایی منابع نفتی ایران حتی در ۲۰ سال آینده و منابع گازی آن احتمالاً در اوایل قرن آینده تحت فشار قرار خواهد گرفت. یک چشم انداز ۲۰ تا ۳۰ ساله در مورد ذخایر، در دسترس بودن و هزینه آنها، و همچنین بازارهای داخلی و صادرات نفت و گاز باید در اولین تاریخ ممکن ایجاد شود و یک استراتژی کلی باید برنامه ریزی شود. قیمت های داخلی انرژی و میزان تاکید بر هر شکل از انرژی را می‌توان عمیقاً تحت تأثیر نتایج چنین تحلیلی قرار داد.

زغال سنگ

منابع زغال سنگ به‌خصوص بزرگ نیستند اما برای کارخانه های فولاد مفید خواهند بود و همچنین ممکن است برای نیروگاه‌های زغال سنگ در ۲۰ تا ۳۰ سال آینده اقتصادی باشند. تبدیل زغال سنگ به گاز یا سوخت مایع یک امکان دیگر است، اما احتمالاً این فقط برای بازار داخلی انجام می‌شود.

برق آبی

این کشور ظرفیت برق آبی بالقوه زیادی دارد که مشخص نشده است، اما ظرفیت برق آبی نباید عامل زیادی در برآوردن رشد مورد نیاز انرژی تا سال ۱۹۸۲ باشد. در محدوده طولانی تر، ظرفیت برق آبی می تواند بخشی از رشد تقاضای برق را تامین کند و همچنین می تواند آب اضافی را نیز تامین کند. به دلیل تمرکز ذخایر نفت و گاز تنها در چند منطقه از کشور و همچنین تغییر چشم انداز سریع در مورد کفایت بلندمدت ذخایر نفت و گاز، برنامه اکتشاف گسترده در مناطقی مانند تهران، خزر، آذربایجان، اصفهان و کرمان توسعه یافته است. ذخایر بومی سازی بیشتر، مانند ذخایر سرخس، هزینه های حمل و نقل نفت و گاز را کاهش می دهد.

قیمت گذاری

اهداف در قیمت گذاری انرژی باید:

- به توسعه بلندمدت اقتصادی کشور کمک کند.
- تمام هزینه های پیش بینی شده را برآورده کند و حداقل سود کافی برای هر بخش انرژی برای تامین مالی توسعه آن به همراه داشته باشد.
- برای منعکس کردن "ارزش صادرات" یک جزء - احتمالاً به شکل مالیات - را وارد کند.
- به حداقل رساندن تورم کمک کند.

• قیمت‌هایی را تعیین کند که هزینه تامین انرژی را به حداقل برساند. برای مثال، می توان این کار را با ارائه خدمات گاز صنعتی قطعی برای حفظ کارکرد خط انتقال در ظرفیت انجام داد، یا با تعیین قیمت های نسبی اشکال مربوط به انرژی به گونه‌ای که رشد تقاضای تقطیر میانی را به حداقل برساند و در نتیجه این امکان را برای ساخت پالایشگاه های ساده‌تر فراهم کند.

• تعیین قیمت ها، بدون مالیات، که هزینه ها را تا حد امکان دنبال می کند.

• قیمت‌ها را به عنوان پارامترهای متغیر به جای پارامترهای ثابت در نظر بگیرد.

این اهداف، در بسیاری از موارد، متقابلاً منحصربه‌فرد هستند، و پس از آن لازم است آنهایی که مهمتر هستند، تعیین شوند، که ممکن است با زمان متفاوت باشند.

ایران باید در ۱۰ سال آینده تجدید نظرهای اساسی در قیمت‌گذاری نفت برنامه ریزی کند تا:

• سودآوری مطلوب در بخش نفت کسب کند.

• ارزش صادرات را در نظر بگیرد.

• به روابط قیمتی که با آن سازگارتر باشد برسد و در نتیجه هزینه ها را به حداقل برساند.

مؤسسه اطلاعات لازم برای تعیین ارزش صادرات را ندارد اما بر اساس تجربیات فراوان و اطلاعات موجود - کمی و کیفی - موجود، به نظر می رسد مالیات بر ارزش به صورت زیر تغییر می کند:

<u>Year</u>	<u>U.S. Dollars per Barrel</u>
1971	\$0.40
1972	0.45
1973	0.50
1974	0.57
1975	0.65
1976	0.75
1977	0.86
1978	0.97
1979	1.08
1980	1.20
1981	1.35
1982	1.60

در سال ۱۹۹۰ (یا حتی زودتر) مالیات بر ارزش می تواند به ۴۰۰ دلار در هر بشکه برسد. این مالیات بر ارزش یک عنصر اضافی اصلی در قیمت ها است. کل مالیات امروز ۱۷۰ دلار در هر بشکه و میانگین قیمت مصرف کننده ۵۳۰ دلار در هر بشکه است.

قیمت‌های کنونی و قیمت‌های پیشنهادی برای سال‌های ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ برای تعدیل تمام اهداف مورد نظر برای هر محصول به دلار در هر بشکه در جدول زیر آمده است:

Product	Present Prices	Recommended Prices	
		1977	1982
Fuel Oil			
Viscosity			
2000	\$ 1.20	\$1.44	\$ 1.73
800		3.00	3.60
400	2.43	3.44	4.60
200		4.30	6.05
Gas oil	5.00	6.38	7.66
Gasoline (regular)	12.60	9.00	9.00
Jet fuel	7.08	8.50	10.20
Kerosene	5.30	7.00	8.40
Bitumen	4.85	7.40	8.88
Gasoline (super)	15.70	10.72	10.72
LPG	1.10	3.12	3.74
Weighted average	5.24	6.19	7.43

برای دستیابی به سطوح توصیه شده برای سال‌های ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲، قیمت‌ها باید سالانه با افزایش‌های کوچک تنظیم شوند که معمولاً در هر سال بیش از ۵ درصد نیست.

بیشتر افزایش قیمت‌ها مربوط به ارزش صادرات است که بسیار مهم است، به تعویق انداختن تشخیص ارزش صادرات در نهایت مشکل بزرگی در تلاش برای ایجاد تغییرات اساسی قیمت در مدت زمان کوتاه ایجاد می‌کند. علاوه بر این، زیان‌های جبران‌ناپذیری به کشور وارد خواهد شد. این افزایش‌ها در واقع به توسعه اقتصادی بلندمدت کشور کمک می‌کند، حتی اگر افزایش‌های پیشنهادی به فشارهای تورمی کمک کند.

به نظر نمی رسد تغییرات عمده در نرخ گاز طی ۱۰ سال آینده ضروری باشد. ارزش صادرات گاز طبیعی بسیار نامشخص تر از نفت است زیرا اطلاعات بسیار بیشتری از آنچه در حال حاضر موجود است مورد نیاز است. با این حال، به نظر می رسد که ارزش صادرات گاز طبیعی برای چند سال آینده صفر خواهد بود. تا سال ۱۹۸۲ هنوز می تواند صفر باشد، اما در هر صورت بیش از ۱۰ تا ۲۰ سنت در هزار فوت مکعب افزایش نخواهد یافت.

تغییرات در نرخ گاز که تضمین شده است عبارتند از:

- نرخ صنعتی قطعی، بسیار کمتر از نرخ صنعتی فعلی، که تا سال ۱۹۷۵ ارائه می شود.
- حذف هزینه های اولیه بالا برای خدمات مسکونی و تجاری، اما نرخ های مسکونی و تجاری بالاتر که با هزینه های خدمات سازگارتر است و با حجم متفاوت است. به عنوان مثال، نرخ های پیشنهادی برای تهران عبارتند از:

Annual Usage (thousands of cubic feet)	Present Rates	Proposed Rates (cents per thousand cubic feet)		
		1972	1977	1982
0-10.99	83 ¢	100 ¢	110 ¢	121 ¢
11-30.99		92	101	111
31-99.99		86	95	105
100-423.8	75.5	83.0	91	100
423.8-4,238.4		75.5	83	91
over 4,238.4		68.0	75	83

نرخ متوسط (به سنت در هر هزار فوت مکعب) به شرح زیر افزایش می‌یابد:

	<u>Residential</u>	<u>Commercial</u>
Present	83¢	75¢
1972	88	75
1977	97	82
1982	105	90

به نظر می‌رسد نرخ برق معقول باشد، اما باید در آینده نزدیک ارزیابی شود زیرا اطلاعات بهتری در مورد هزینه‌ها و بازارها ایجاد می‌شود.

سازماندهی و کنترل

تغییرات عمده سازمانی در صنایع انرژی که ممکن است تضمین شود این است که شرکت ملی گاز ایران (NIGC) به طور کامل از شرکت ملی نفت ایران (NIOC) مستقل شود و وزارت آب و برق (MWP) تنها به یک وزارت (برق) تبدیل شود. شرکت، با بخش آب یا خود به خود یا با سایر خدمات شهری ترکیب می‌شود.

برنامه ریزی مرکزی قوی‌تر با افق زمانی طولانی‌تر از آنچه در هر بخش انرژی در حال حاضر موجود است به علاوه ارتباط نزدیک‌تر بین این گروه‌ها مورد نیاز است. هیچ رقابتی بین بخش‌های انرژی وجود ندارد و عملاً هیچ همپوشانی یا اشتراکی در کارکردها یا پرسنل وجود ندارد. تنها همپوشانی مهم در برنامه ریزی امکانات است و این همان حوزه‌ای است که حداکثر همکاری در آن ضروری است.

وظیفه کنترل باید توسط سازمان برنامه ادامه یابد، به نوعی کنترل نیاز است، اما نباید دفتری فرابخش انرژی وجود داشته باشد که همه بخش های انرژی مستقیماً به آن گزارش دهند. نقش برنامه باید در موارد زیر تقویت شود:

(۱) ارزیابی پیشنهادات برای مخارج سرمایه

(۲) تشویق برنامه ریزی هماهنگ توسط سه بخش انرژی

(۳) انجام مطالعات اصلی یا حمایت مالی در صورتیکه بخش های انرژی مربوطه موفق به انجام این کار نشدند.

(۴) بررسی قیمت های انرژی و توصیه اجرای تغییرات به محافل ارشد دولتی

همچنین نیاز به یک سازمان کنترلی بر روی سرمایه گذاری های مربوط به صادرات انرژی از جمله سرمایه گذاری های پایین دستی در خارج از کشور وجود دارد.

پرسنل

تعدادی گام در زمینه نیازهای پرسنلی و توسعه به شرح زیر مورد نیاز است:

- یک پیش بینی جامع از نیازهای پرسنل بر اساس مهارت، تجارت، و حرفه و عملکرد، محتوا و نظم در دوره ده ساله آینده

- تهیه فهرستی از پرسنل حاضر بر اساس مهارت، تجارت، و حرفه و برآورد تحرک صعودی و جانبی آنها

- تهیه فهرستی از برنامه های آموزشی و آموزشی فعلی و برآوردی از تأثیر فعلی و آینده آنها بر سطح موجود و تعداد مهارت ها، مشاغل و حرفه ها

- ایجاد یک برنامه آموزشی و آموزشی در سطح ملی و صنعتی برای ارتقای کمیت و کیفیت پرسنل آموزش دیده و تحصیل کرده موجود. چنین برنامه ای باید شامل طرح هایی برای امکانات جدید و توسعه یافته، مواد درسی جدید و وسایل کمک آموزشی و استخدام مربیان جدید باشد.
- ادامه دادن به استفاده از مشاوران فردی و گروهی.

فصل سوم - تعادل انرژی

کل تقاضا برای انرژی از سال ۱۹۶۹ تا ۱۹۸۲ حدود ۱۱ درصد در سال افزایش می یابد. این پیش بینی بر اساس رشد پیش بینی شده تولید ناخالص ملی (به صورت واقعی ۸.۷۵ درصد در سال) بوده است. از زمان تکمیل تحلیل های مؤسسه از اقتصاد ایران، درآمدهای صادراتی نفت به میزان قابل توجهی بیشتر مورد مذاکره قرار گرفته و نرخ رشد هدف کشور است که هم اکنون واقع بینانه به نظر می رسد، ۱۱ درصد در سال است.

رشد اقتصادی هدفمند بالاتر می تواند افزایش پیش بینی تقاضای انرژی را توجیه کند. با این حال، توصیه می شود که پیش بینی های فعلی مؤسسه همچنان برای اهداف برنامه ریزی برای یک یا دو سال آینده استفاده شود. یک ارزیابی مجدد در آن زمان، پس از کسب یک یا دو سال دیگر تجربه، می تواند افزایش پیش بینی را توجیه کند. پیش بینی مؤسسه بر صنعتی شدن سریع کشور و فراتر از هر برنامه ای استوار بود و در جلد ۲ اشاره شد که پیش بینی تقاضای انرژی در سال ۱۹۸۲ می تواند بین ۱۰ تا ۱۵ درصد باشد. نرخ رشد پیش بینی شده بالاتر اقتصاد این عدم اطمینان را از بین می برد و پیش بینی انرژی را واقعی تر می کند، اما لزوماً خیلی کم به نظر نمی رسد.

پیش بینی های پذیرفته شده تقاضای انرژی در جدول ۱ آورده شده است. به دلیل تغییرات در مکان های برنامه ریزی شده نیروگاه و انتخاب سوخت و به دلیل تنظیمات گاز شرح داده شده در جلد ۵، قسمت دوم، تغییراتی نسبت به پیش بینی های اصلی ارائه شده در جلد ۲ وجود دارد.

هیچ راه ساده ای برای ارائه تعادل انرژی وجود ندارد. در واقع، جلد ۲ تعادل انرژی را در یک سری جداول و شکل های طولانی ارائه می کند. تعادل انرژی شامل مناطق، مصارف نهایی، انواع سوخت یا انرژی از جمله تعدادی فرآورده های نفتی منفرد و یک سری سال می شود. نمی توان همه این اطلاعات را در یک جدول یا نمایش

گرافیکی ارائه کرد. با این حال، علاوه بر داده های جلد ۲، تراز عرضه و تقاضای منطقه ای برای سال های ۱۹۷۲، ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ در جداول ۲ تا ۸ برای نفت خام، هر فرآورده نفتی، گاز طبیعی، زغال سنگ و برق آورده شده است. نقشه منابع انرژی--موقعیت ذخایر نفت، گاز و زغال سنگ و سایت های برق آبی--در شکل ۱ نشان داده شده است.

Table 1
INTERNAL ENERGY BALANCE: * TOTAL FOR IRAN
1960-1982
(Trillions of Btu)

	Historical										Projected		
	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1972	1977	1982
Petroleum													
LPG	0.1	0.1	0.3	0.4	0.6	0.8	1.2	1.9	2.7	3.9	7.9	15.6	27.6
Aviation gasoline	0.9	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	1.0	11.1	1.0	0.9	0.9	1.1	1.2
Motor gasoline	20.7	21.3	22.0	23.3	24.5	23.7	26.5	28.3	31.3	35.4	49.9	79.7	143.5
Jet fuels													
Gasoline type	0.5	0.8	1.0	1.0	1.2	1.3	1.5	1.6	1.7	3.1	5.1	9.6	15.0
Kerosene type	1.3	2.1	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	5.3	5.1	5.4	8.5	13.3	19.4
Kerosene	33.5	37.8	40.2	43.2	49.3	50.5	52.6	62.1	68.3	80.2	108.5	156.7	204.8
Gas oil	30.4	34.9	38.4	41.1	47.9	56.5	66.7	77.5	87.4	94.2	138.0	203.7	340.4
Fuel oil	42.4	45.2	46.6	46.9	55.8	63.3	73.2	82.8	95.3	104.3	130.3	197.6	311.0
Oil company use	3.5	3.8	4.1	4.4	4.7	5.0	5.3	5.6	5.8	5.8	6.6	7.3	7.5
Subtotal	133.3	146.7	156.0	163.9	188.0	205.4	231.8	265.2	298.6	333.2	455.7	684.6	1,070.4
Natural gas†	38.5	36.8	39.4	41.6	42.4	43.9	51.3	51.4	55.2	60.7	108.9	283.3	562.7
Coal	6.1	5.8	5.7	5.4	5.5	6.6	6.8	6.9	6.9	7.0	6.7	15.6	15.5
Hydroelectric	0	0	1.3	3.4	4.4	5.5	6.8	10.4	13.8	22.5	34.6	77.3	75.4
Charcoal and wood	22.5	22.8	23.0	20.0	19.5	19.0	18.5	18.0	17.4	17.0	15.0	13.5	12.2
Animal matter	11.5	11.0	10.5	10.0	9.5	9.0	8.5	8.0	7.6	7.3	6.0	4.5	3.6
Total energy	211.9	223.1	235.9	244.3	269.3	289.4	323.7	360.9	399.5	447.7	626.9	1,078.8	1,739.7

Table 4

PETROLEUM SUPPLY/DEMAND BALANCE AND EXPORTS FROM IRAN
(Thousands of Barrels per Day)

	Basic Gas Projections			Lower Gas Estimates		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Supply						
Crude oil						
Production	4,700	7,500	12,000	4,700	7,500	12,000
Exports from Iran	4,109	6,787	11,067	4,109	6,774	11,035
Refinery runs [*]	591	713	933	591	726	965
Refinery production						
LPG	48 [†]	69 [‡]	74 [‡]	48 [†]	69 [‡]	75 [‡]
Gasoline	92	114	144	92	116	148
Jet fuel	42	42	42	42	42	42
Middle distillates	167	234	323	167	240	339
Fuel oil	233	253	318	233	257	325
Other	10	16	22	10	17	23
Total production	592 [†]	728 [‡]	923 [‡]	592 [†]	741 [‡]	952 [‡]
Refinery fuel, losses, and recycle	43	45	70	43	45	73
Total product demand [§]						
LPG	5	10	18	6	14	26
Gasoline	26	42	75	26	42	75
Jet fuel	7	12	18	7	12	18
Middle distillates	122	182	274	122	187	289
Fuel oil	154	199	255	154	202	262
Other	10	15	22	10	15	22
Total demand [§]	324	460	662	325	472	692
Total product exports ^{**}						
LPG	43	59	56	42	55	49
Gasoline	66	72	69	66	74	73
Jet fuel	35	30	24	35	30	24
Middle distillates	45	52	49	45	53	50
Fuel oil	79	54	63	79	55	63
Other	--	1	--	--	2	1
Total exports ^{**}	268	268	261	267	269	260

* Includes all NIOC refining facilities, Abadan refinery, MIS (for 1972), Lavan topping, and Bandar Mashahr NGL facility.

† Includes 44 MBD estimated output from Bandar Mashahr.

‡ Includes 60 MBD estimated output from Bandar Mashahr.

§ Includes internal demand and bunkers.

** Estimated, assuming difference between refinery production and total product demand including bunkers.

Source: Stanford Research Institute.

Table 5

SUPPLY/DEMAND BALANCE FOR NATURAL GAS WITH BASIC GAS PROJECTIONS
(Millions of Cubic Feet per Day)

	Total for Iran			Kermanshah			Northern Iran			Azarbaijan		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	3,200	4,500	5,800	3	3	3	11	62	718	0	0	0
Flared	2,247	2,582	1,394	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Exports	600*	1,000*	2,700*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net available for internal market	353	918	1,706	2	2	2	11	62	718	0	0	0
Demand	353†	918†	1,706†	2	2	2	84	387	892	0	0	0
Movement in	0	0	0	0	0	0	73	325	174	0	0	0
Movement out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Caspian			Tehran			Khorasan			Southern Iran		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	0	0	0	0	0	0	11	62	718	3,186	4,435	5,079
Flared	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,246	2,581	1,393
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600*	1,000*	2,700*
Net available for internal market	0	0	0	0	0	0	11	62	718	340	854	986
Demand	0	49	24	73	276	750	11	62	118	267†	529†	812†
Movement in	0	49	24	73	276	750	0	0	0	0	0	0
Movement out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	325	174

	Khuzestan			Esfehan			Fars			Kerman		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	3,186	4,435	5,079	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flared	2,246	2,581	1,393	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exports	600*	1,000*	2,700*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net available for internal market	340	854	986	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demand	221†	359†	456†	25	122	209	21	48	147	0	0	0
Movement in	0	0	0	25	122	209	21	48	147	0	0	0
Movement out	119	495	530	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Note: Assumes no reinjection.

* Deliveries to USSR via IGAT 600 m³/d
LNG exports from Khuzestan 0
600
1,000 1,000 1,700 2,700

Note: This is a higher export number than given in Volume 5 because a higher LNG market is assumed.

† Includes Abadan refinery fuel use of 92 million cubic feet per day, field use, and petrochemical use.

Source: Stanford Research Institute.

Table 6

SUPPLY/DEMAND BALANCE FOR NATURAL GAS WITH LOWER GAS ESTIMATES
(Millions of Cubic Feet per Day)

	Total for Iran			Kermanshah			Northern Iran			Azarbaijan		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	3,200	4,406	5,667	3	3	3	11	57	704	0	0	0
Flared	2,247	2,596	1,388	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Exports	600*	1,000*	2,700*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net available for internal market	353	870	1,579	2	2	2	11	57	704	0	0	0
Demand	353†	870†	1,579†	2	2	2	84	336	767	0	0	0
Movement in	-	-	-	0	0	0	73	289	83	0	0	0
Movement out	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Caspian			Tehran			Khorasan			Southern Iran		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	0	0	0	0	0	0	11	57	704	3,186	4,406	4,960
Flared	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,246	2,595	1,387
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600*	1,000*	2,700*
Net available for internal market	0	0	0	0	0	0	11	57	704	340	811	873
Demand	0	47	20	73	242	663	11	57	104	267†	522†	790†
Movement in	0	47	20	73	242	663	0	0	0	0	0	0
Movement out	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	289	83

	Khuzestan			Esfehan			Fars			Kerman		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	3,186	4,406	4,960	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flared	2,247	2,596	1,388	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exports	600*	1,000*	2,700*	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net available for internal market	340	811	873	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demand	221†	358†	453†	25	118	196	21	46	141	0	0	0
Movement in	0	0	0	25	118	196	21	46	141	0	0	0
Movement out	119	453	420	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Note: Assumes no reinjection.

* Deliveries to USSR via ICAT
LNG exports from Khuzestan
1972 1977 1982
500 M³/d 1,000 1,000
0 0 1,700
600 1,000 2,700

Note: This is a higher export number than given in Volume 5 because a higher LNG market is assumed.

† Includes Abadan refinery fuel use of 92 million cubic feet per day, field use, and petrochemical use.

Source: Stanford Research Institute.

Table 7

SUPPLY/DEMAND BALANCE FOR COAL
(Thousands of Metric Tons)

	Total for Iran		Kermanshah		Northern Iran		Azarbayejan	
	1972	1977	1972	1977	1972	1977	1972	1982
Production	835	1,883	0	0	173	637	14	14
Demand	835	1,883	8	8	165	129	14	14
Movement in	0	0	8*	8*	0	0	0	0
Movement out	0	0	0	0	8	508	0	0
	Caspian		Tehran		Khorasan		Southern Iran	
	1972	1977	1972	1977	1972	1977	1972	1982
Production	44	40	83	559	32	24	661	1,246
Demand	44	40	75	51	32	24	661	1,746
Movement in	0	0	0	0	0	0	0	500
Movement out	0	0	8†	508‡	0	0	0	0
	Khuzestan		Esfahan		Fars		Kerman	
	1972	1977	1972	1977	1972	1977	1972	1982
Production	3	3	62	47	10	10	586	1,186
Demand	3	3	632	1,147	10	10	16	386
Movement in	0	0	570§	1,100**	0	0	0	0
Movement out	0	0	0	0	0	0	570††	600††

* From Tehran.

† To Kermanshah.

‡ To Kermanshah (8) and Esfahan (500).

§ From Kerman.

** From Kerman (600) and Tehran (500).

†† To Esfahan.

Source: Stanford Research Institute.

Table 8
SUPPLY/DEMAND BALANCE FOR ELECTRICITY
(Millions of Kilowatt Hours)

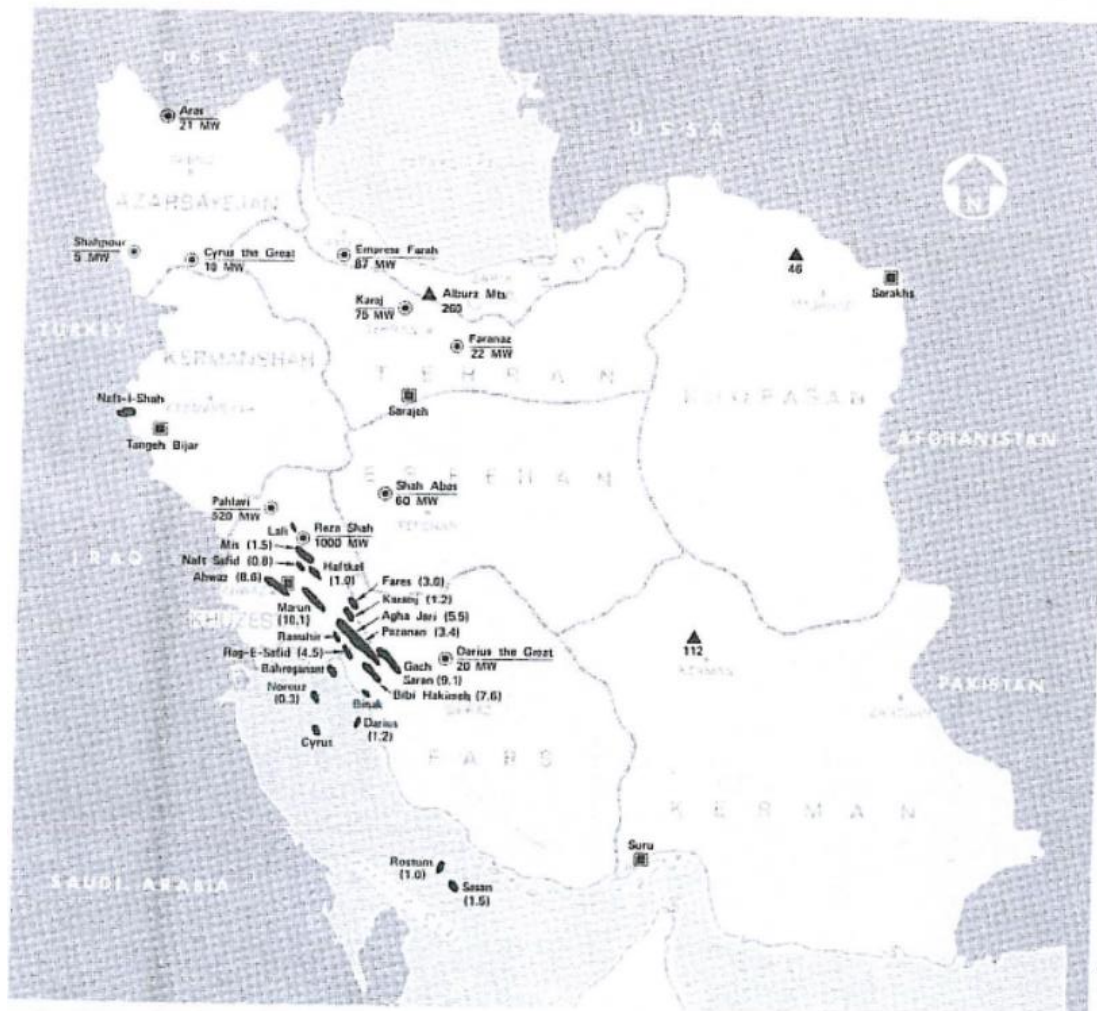
Total for Iran				Kermanshah			Northern Iran			Azarbaijan		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	11,000	20,450	37,860	20	2,185	4,610	6,718	8,990	20,360	135	1,045	765
Hydroelectric	3,082	7,225	7,225	0	0	0	770	770	770	105	105	105
Thermal	7,918	13,225	30,635	20	2,185	4,610	5,948	8,220	19,590	30	940	660
Demand	11,000	20,450	37,860	165	307	606	6,424	11,390	21,353	297	491	871
Net movement in	0	0	0	145	0	0	0	2,400	993	162	0	105
Net movement out	0	0	0	0	1,878	4,004	294	0	0	0	554	0

Caspian				Tehran			Khorasan			Southern Iran		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	1,894	1,939	684	4,304	5,276	18,146	385	700	765	4,259	9,275	12,890
Hydroelectric	464	464	464	201	201	201	0	0	0	2,312	6,455	6,455
Thermal	1,430	1,505	220	4,103	5,075	17,945	385	700	765	1,947	2,820	6,435
Demand	649	982	1,666	5,093	9,181	17,453	385	736	1,363	4,411	8,753	15,901
Net movement in	0	0	982	789	3,905	0	0	36	598	0	522	0
Net movement out	1,245	987	0	0	0	693	0	0	0	152	0	3,011

Khuzestan				Esfehan			Fars			Kerman		
	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982	1972	1977	1982
Production	3,244	6,302	6,372	498	1,878	3,123	285	425	2,725	231	610	670
Hydroelectric	2,059	6,202	6,202	228	228	228	25	25	25	0	0	0
Thermal	1,185	160	170	270	1,650	2,895	261	400	2,700	231	610	670
Demand	2,970	5,745	11,055	924	1,493	2,726	285	532	984	231	982	1,136
Net movement in	0	0	4,683	426	0	0	0	107	0	0	372	466
Net movement out	274	616	0	0	385	397	0	0	1,741	0	0	0

Source: Stanford Research Institute

FIGURE 1 ENERGY RESOURCES MAP

 OIL AND ASSOCIATED GAS FIELDS

Numbers in Parentheses are Estimated
Crude Reserves in Billions of Barrels,
as of 1/1/70.

■ DRY GAS FIELDS

Dry and Associated Gas Reserves
are Estimated as Follows:

Consortium	177	Trillion Cubic Feet
Offshore	2	Trillion Cubic Feet
NIOC	21	Trillion Cubic Feet

④ HYDROELECTRIC FACILITIES

Numbers Refer to Capacity of Facility.

▲ COAL DEPOSITS

Numbers Refer to Estimated Reserves
in Millions of Tons.

Note: Deposits are Located Over a far Greater Range than Indicated.

SOURCE: Developed by Stanford Research Institute.

با در نظر گرفتن دومی در ابتدا، یک نتیجه آشکار و شناخته شده، تمرکز زیاد بیشتر ذخایر انرژی در یک منطقه (یا دو منطقه مجاور) کشور است. سایت های فعلی و بالقوه برق آبی، البته در تعدادی از مناطق کشور پراکنده هستند، اما ذخایر نفت و گاز بسیار متمرکز هستند و بخش عمده ای از ذخایر انرژی را تشکیل می دهند، همانطور که در زیر نشان داده شده است:

	<u>Units</u>	<u>Billions Barrels Oil Equivalent</u>	<u>Ultimate Production, Million Barrels per Day Equivalent</u>
Oil	50-150 billion barrels	50-150	8-16
Gas	200-300 trillion cubic ft	40-60	6-9
Coal	1.8 billion tons [*]	7	Not yet evaluated
Hydro	Over 20 million kW [*]	--	<1
Total		98-220	15-30

* پتانسیل آبی و پتانسیل زغال سنگ هنوز به اندازه کافی برای ارائه برآوردهای واقعی از ذخایر نهایی و قابلیت تولید ارزیابی نشده است.

از آنجایی که اطلاعات مربوط به ذخایر نفت و گاز بسیار محرمانه تلقی می شود، موسسه این امتیاز را نداشت که اطلاعات مربوط به ذخایر را دریافت و ارزیابی کند. بنابراین، داده های فوق حدس و گمان هستند، اما برای ارائه برخی نشانه ها از پایه ذخیره انرژی این کشور گنجانده شده اند. همانطور که بعداً مورد بحث قرار خواهد گرفت، ارزیابی دقیق ذخایر نهایی، و به ویژه پتانسیل تولید نهایی، برای سیاست های انرژی برای ملاحظات داخلی و صادراتی و همچنین برای برنامه ریزی بلندمدت اقتصادی و توسعه از اهمیت فوق العاده ای برخوردار است.

ذخایر نفت ایران

ذخایر نفت ایران توسط چندین منبع مختلف بین ۵۰ تا ۷۰ میلیارد بشکه تخمین زده شده است که احتمالاً ذخایر شناخته شده امروزی است. اگر این تخمین ها در محدوده صحیح باشند، ذخایر قابل استحصال نهایی مطمئناً بسیار بیشتر و احتمالاً در محدوده ۱۰۰ تا ۲۰۰ میلیارد بشکه خواهد بود. با این حال، تولید نفت به سرعت افزایش خواهد یافت، از ۴ میلیون بشکه در روز امروز به ۸ تا ۱۰ میلیون بشکه در روز تا سال ۱۹۸۰ و به ۱۶ میلیون بشکه در روز تا سال ۱۹۹۰، در صورتی که توان تولیدی تا این حد بالا باشد. تولید انباشته از هم اکنون تا سال ۱۹۹۰ احتمالاً حداقل ۶۰ میلیارد بشکه خواهد بود و تنها در صورتی امکان پذیر خواهد بود که نهایی شود.

ذخایر موجود امروز حداقل ۱۵۰ میلیارد بشکه است. با فرض وجود چنین بزرگی، تولید عملاً در دهه ۱۹۹۰ با ۱۶ تا ۱۷ میلیون بشکه در روز به اوج خود می رسد (تقریباً ۱۰۰ میلیارد بشکه از ذخایر باقیمانده در سال ۱۹۹۰، با حداقل شاخص عمر ذخیره قابل دستیابی ۱۵ تا ۲۰ سال). این برای ایران اهمیت حیاتی دارد و باید یک برنامه گسترده ۲۰ تا ۳۰ ساله تدوین شود که استراتژی داخلی و صادراتی را یکپارچه کند.

روندهای فرضی در ذخایر نفت، تولید، و شاخص عمر ذخیره، بر اساس مفروضات فوق، در شکل ۲ نشان داده شده است. از لحاظ تاریخی، تولید به سرعت در حال رشد بوده است و چشم انداز رشد سریع ادامه دار، حداقل برای چند سال آینده، عالی است. ذخایر، که توسط منابع مختلف گزارش شده، نیز افزایش یافته است، اما نه به سرعت تولید. از این رو شاخص عمر ذخیره به ۴۰ تا ۵۰ سال کاهش یافته است.

پیش‌بینی‌ها باید فرضی در نظر گرفته شوند، زیرا موسسه قادر به ارزیابی ذخایر نبود. هیچ ارزیابی از پتانسیل صادرات نفت انجام نشد. فرض بر این است که روندها همانطور که نشان داده شده است، با ادامه افزایش ذخایر و تولید تا دهه ۱۹۷۰ خواهد بود، اما در دهه ۱۹۸۰ به سرعت کاهش می‌یابد، زیرا شاخص عمر ذخیره در محدوده ۱۵ تا ۲۰ سال پایین می‌آید.

تا سال ۱۹۸۰ تا ۱۹۸۵، ایران احتمالاً می‌تواند تمام نیازهای بالقوه نفت خود را تامین کند. با این حال، اگر پس از آن تولید به سرعت کاهش یابد، ایران به طور فزاینده‌ای قادر به پاسخگویی به تمام بازارهای بالقوه نخواهد بود، که باید حداقل ۵ تا ۶ درصد در سال افزایش یابد. بنابراین ممکن است کسری عرضه وجود داشته باشد که از دهه ۱۹۸۰ شروع شد و تا سال ۱۹۹۰ به چند میلیون بشکه در روز رسید.

نمی‌توان گفت که روندهای فوق‌چقدر واقع‌بینانه هستند چون به‌شدت به ذخایر نهایی بستگی دارند. ذخایر نهایی که فرض شده‌اند بسیار زیاد است؛ می‌توان آن را دست کم گرفت، اما محتمل نیست. اگر در مورد آنها اغراق شده باشد، تولید آنها حتی زودتر و در سطح پایین‌تری به اوج خود می‌رسد و تأثیر آن بر قیمت‌گذاری داخلی حتی بسیار شدیدتر از آنچه در بخش بعدی فرض می‌شود خواهد بود.

روندهای فرضی برای گاز طبیعی در شکل ۳ آورده شده است. عدم قطعیت برای گاز طبیعی به مراتب بیشتر از نفت است زیرا:

- (۱) پیش‌بینی سطح صادرات LNG دشوار است.
- (۲) در دسترس بودن ذخایر کلاhek گاز ناشناخته است.
- (۳) الزامات سرکوب ناشناخته است.
- (۴) پروژه تولید گاز مرتبط دشوار است.
- (۵) میزان اتکا به میدان سرخس همچنان حدس و گمان است.
- (۶) نسبت گاز/نفت برای اکتشافات جدید می‌تواند به طور اساسی تغییر کند. از این رو، روند ذخایر گاز اثبات شده کاملاً حدس و گمان است.

FIGURE 2 HYPOTHETICAL TRENDS IN OIL PRODUCTION, RESERVES, AND RESERVE LIFE INDEX

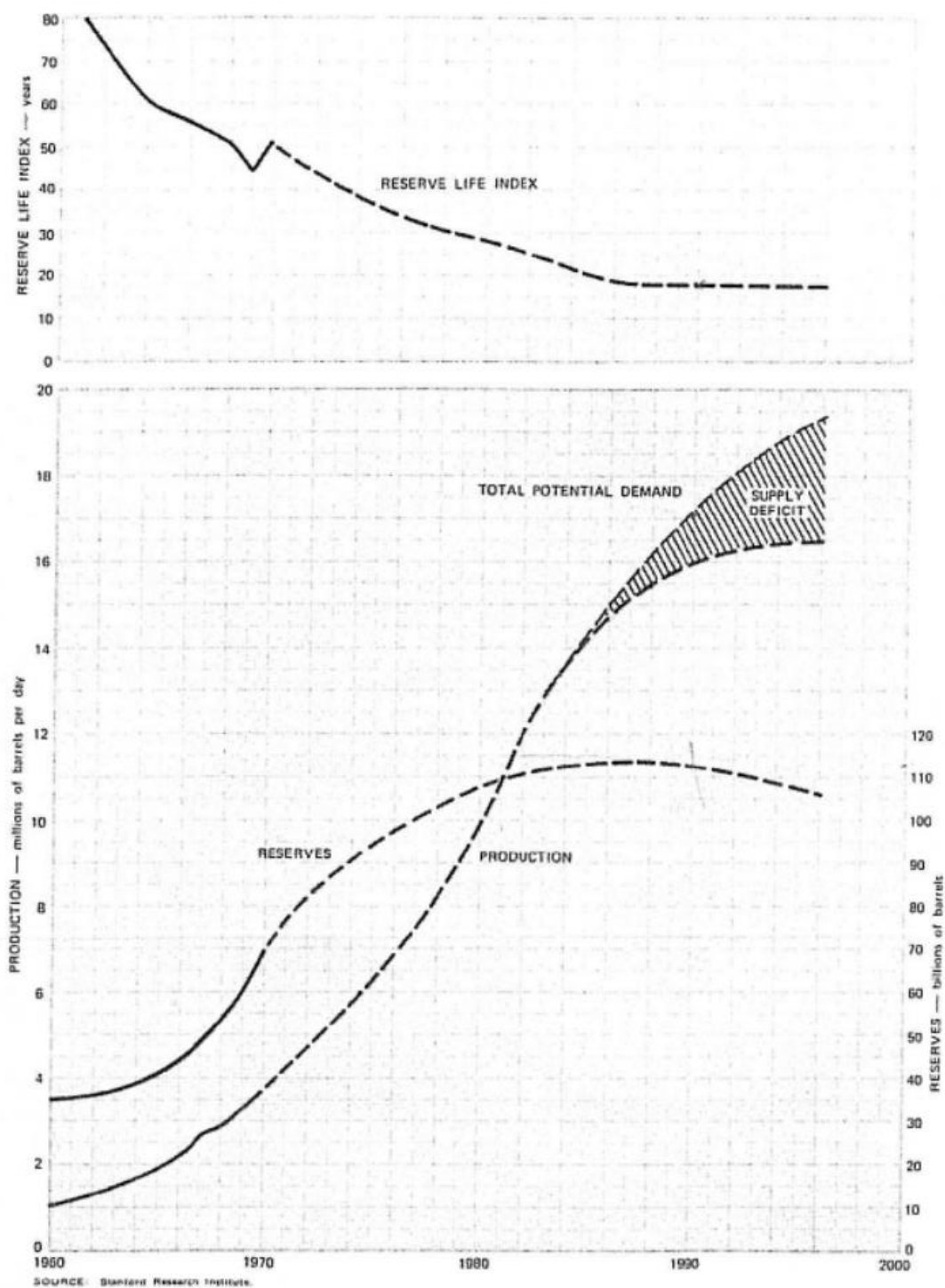
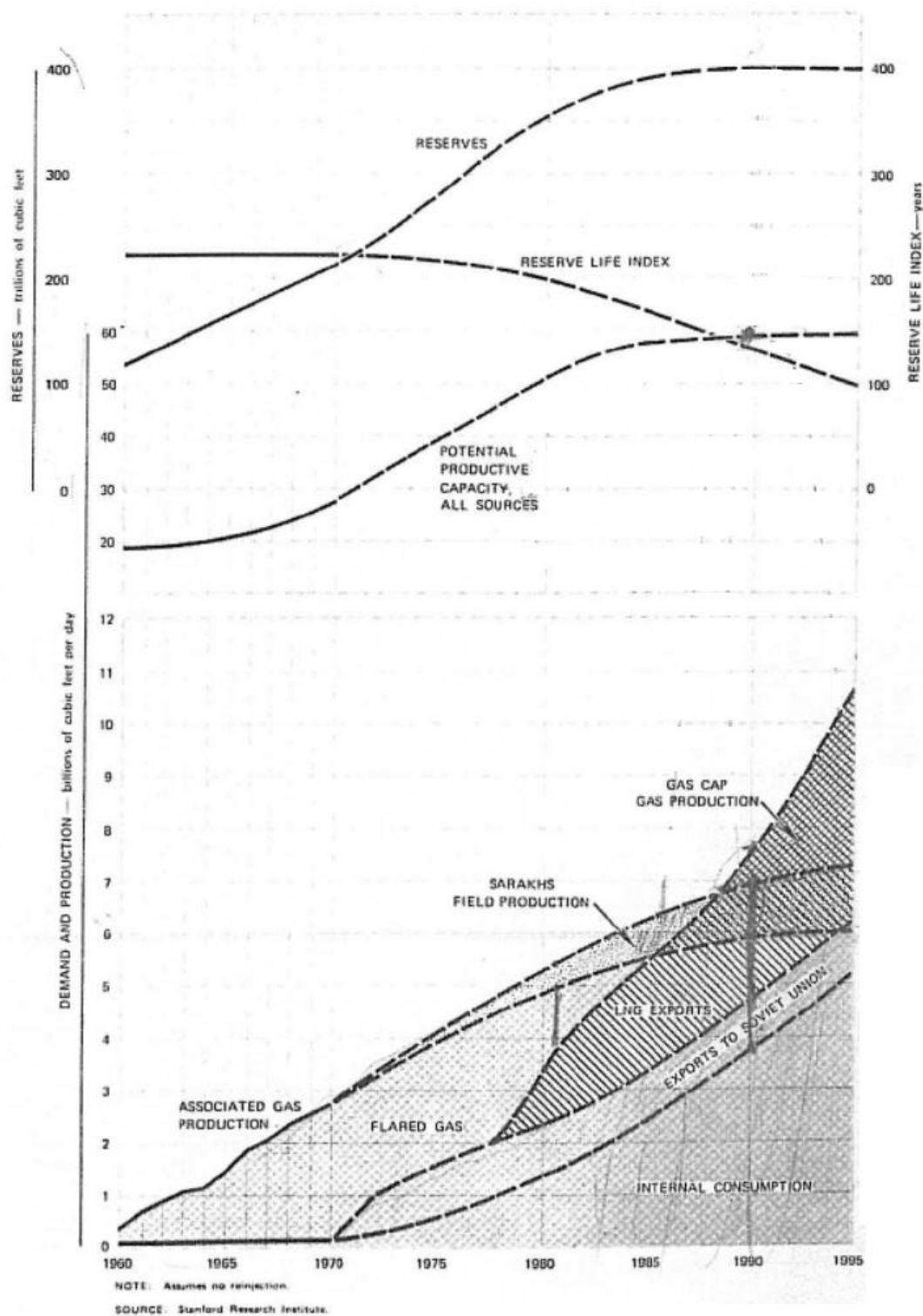


FIGURE 3 HYPOTHETICAL TRENDS IN NATURAL GAS RESERVES, RESERVE LIFE INDEX, AND PRODUCTION



با وجود ابهامات، به احتمال زیاد تولید گاز همراه به اضافه تولید سرخس برای پاسخگویی به تمام بازارهای بالقوه در مقطعی از دهه ۱۹۸۰، حتی بدون تزریق مجدد، کافی نخواهد بود. اگر یک برنامه تزریق مجدد در مقیاس بزرگ در طول دهه کنونی آغاز شود، عرضه - در صورت عدم استفاده از ذخایر درپوش گاز - احتمالاً تا سال ۱۹۸۰ ناکافی خواهد بود. که در واقع کاملاً بعید است.

با وجود تمام محدودیت‌هایی که در بالا توضیح داده شد، مسلم است که اگر ذخایر گاز در حال حاضر ۲۰۰ تریلیون فوت مکعب یا بیشتر باشد، مطمئناً ذخایر بیشتر افزایش می‌یابد و توانایی تولید نهایی به طور قابل توجهی بیشتر از هر نیاز قابل تصور برای بازارهای داخلی و صادراتی خواهد بود. سرکوب کننده همانند نفت، این نوع تحلیل برای ایران اهمیت حیاتی دارد. یک برنامه ۲۰ تا ۳۰ ساله باید تدوین شود.

تبادل عرضه و تقاضای انرژی به تفکیک منطقه (نگاه کنید به جداول ۵ و ۶) نشان می‌دهد که تنها مناطق کمی وجود دارد که نفت خام و گاز طبیعی را تامین می‌کنند و تا سال ۱۹۷۷ هنوز کمتر از نیمی از مناطق عرضه کننده فرآورده های نفتی وجود خواهد داشت (یعنی پالایشگاه دارند). با این حال، قبل از سال ۱۹۸۲ حداقل شش منطقه از ۹ منطقه دارای پالایشگاه خواهند بود (و احتمالاً هفت منطقه)، و پراکندگی موثر ظرفیت پالایش از نظر اقتصادی حاصل خواهد شد. پراکندگی زود هنگام بسیار پرهزینه خواهد بود و از موقعیت دفاع ملی ارزش محدودی خواهد داشت.

تولید برق در حال حاضر پراکنده شده است و ادامه خواهد یافت، اگرچه محموله‌های بین منطقه‌ای در هر جایی که امکانات تولید بزرگ - بیش از نیازهای محلی - توجیه شود ادامه خواهد یافت:

به‌طور خلاصه، تراز انرژی ایران نشان‌دهنده کشوری است که از منابع انرژی بسیار خوبی برخوردار است، که بیشتر آن‌ها کم‌هزینه هستند اما به سرعت در حال افزایش ارزش هستند. علیرغم فراوانی، رشد سریع تقاضای داخلی و صادراتی می‌تواند توانایی تولید نهایی منابع نفتی آن را در آینده قابل پیش‌بینی و منابع گازی احتمالاً در اوایل قرن آینده تحت فشار قرار دهد.

منابع زغال سنگ

منابع زغال سنگ به‌ویژه بزرگ نیستند، اما برای کارخانه‌های فولاد و نیروگاه‌های زغال سنگ در مقطعی در ۲۰ تا ۳۰ سال آینده مفید خواهند بود.

تبدیل زغال سنگ به نفت و/یا گاز ممکن است امکان دیگری باشد، اما محل ذخایر زغال سنگ احتمالاً به این معنی است که خروجی باید به بازار داخلی اختصاص یابد. در نهایت، تمرکز منطقه ای ذخایر انرژی زیاد است، اما افزایش سریع تقاضا و در نتیجه صرفه جویی در مقیاس، یک سیستم تامین انرژی کارآمد را ممکن می کند. با این وجود، کشف ذخایر نفت یا گاز در مناطق کم انرژی مانند تهران، خزر، آذربایجان، اصفهان و کرمان امکان کاهش بیش از پیش هزینه ها را فراهم می کند. برنامه اکتشاف نفت و گاز ایران به خوبی می تواند با دستورات بزرگی افزایش یابد.

فصل چهارم - قیمت گذاری انرژی

اثر قیمت گذاری گذشته

قیمت های انرژی سال هاست که در همان سطح نگه داشته شده اند، ظاهراً با قیمتی پایین که اکثر مردم بتوانند نوعی و مقداری از انرژی را خریداری کنند. مصرف انرژی در مناطق روستایی و شهری و در بخش های فقیرتر شهرها به سرعت افزایش یافته است. به طور کلی حداقل سهم ثابتی از درآمد و تولید ناخالص ملی به خرید انرژی اختصاص یافته است. با این حال، برای بسیاری از مردم، خرید انرژی سهم فزاینده ای از درآمد را نشان می دهد - برای مثال، در اوایل دهه ۱۹۶۰، آنها هیچ خریدی از انرژی انجام نمی دادند.

هیچ تجربه واقعی در تغییرات پایدار قیمت وجود ندارد که توسط آن بتوان کشش تقاضا را نسبت به قیمت تعیین کرد. یعنی تأثیر تغییرات قیمت بر سطح تقاضا. قیمت های گازوئیل و نفت سفید در یک نقطه به طور چشمگیری افزایش یافت - برای یکی ۵۰ درصد و برای دیگری ۱۰۰ درصد افزایش یافت، اما پس از مدت کوتاهی به قیمت های اولیه کاهش یافت. در طی آن دوره کوتاه افزایش قیمت ها، تأثیر بر تقاضا چشمگیر بود، اما تأثیر آن در یک دوره پایدار مشخص نیست، اگرچه مطمئناً چنین تغییرات شدید و ناگهانی قیمت مطمئناً تأثیر پایدار با نسبت های قابل توجهی خواهد داشت.

تأثیر تغییرات قیمت در آینده

انرژی در حال ارزشمندتر شدن است و ایران نمی تواند برای مدت طولانی از این واقعیت در داخل اجتناب کند. قیمت انرژی باید در درازمدت در ایران افزایش یابد و برای اهداف برنامه ریزی تسهیلات بیشتر مفید است که بدانیم چه تاثیری بر تقاضا می تواند داشته باشد. بدون هیچ سابقه ای، اما با نیاز مستمر به قضاوت در مورد اثرات کشش، گمانه زنی در مورد دامنه بالقوه اثر تغییرات قیمت و سپس رسیدن به بهترین تخمین، مفید است. کشش احتمالاً در محدوده وسیعی در تغییرات قیمت ثابت نیست، بلکه تابعی از درصد تغییر قیمت است. به عبارت دیگر، یک درصد افزایش اندک در قیمت ممکن است تأثیری بر کشش تقاضای صفر نداشته باشد، اما افزایش ۵۰

تا ۱۰۰ درصدی قیمت بدون شک نزدیک به یک درصد کاهش تقاضا خواهد داشت (کشش نزدیک به ۱- یا کشش واحد). با این حال، در نظر گرفتن تغییرات ناگهانی عمده در قیمت هیچ فایده‌ای ندارد زیرا از نظر سیاسی غیرممکن و برای اقتصاد مضر است که قیمت انرژی را در هر زمان به شدت افزایش دهیم، اگرچه لازم است تغییرات کوچک مکرر در طول چند سال در نظر گرفته شود. بیشترین درصد افزایش در هر سال به طور کلی نباید از ۵ درصد تجاوز کند و افزایش قیمت‌ها کمتر از ۳ درصد چندان فایده‌ای ندارد. در ادامه بحث از تغییر ۵ درصدی استفاده خواهد شد.

در اقتصادهای توسعه یافته با درآمد سرانه بالا، تغییر ۵ درصدی در قیمت انرژی هیچ تأثیر محسوسی بر تقاضا نخواهد داشت. در ایران احتمالاً واکنش‌هایی وجود خواهد داشت

کشش متقاطع تغییرات قیمت نسبی بر تقاضای نفت، گاز و برق نیز مهم است که در نظر گرفته شود. در بازارهای صنعتی و نیروگاهی، کشش متقاطع برای نفت و گاز بسیار بالا است. اگر نفت بسیار گرانتر از گاز شود، مصرف کنندگان صنعتی و نیروگاهی همه مایل به استفاده انحصاری از گاز خواهند بود. در بازارهای مسکونی و تجاری، کشش متقاطع کمتر است، اما نقطه‌ای در قیمت‌های نسبی بین نفت و گاز وجود دارد که در آن گاز به سرعت بخش عمده‌ای از بازار را اشغال می‌کند، حتی اگر مشتریان مجبور به پرداخت هزینه لوله‌کشی خانه‌ها و تعویض و تبدیل وسایل خانه خود باشند. این نقطه احتمالاً چیزی بین ۲۵ تا ۵۰ درصد اختلاف قیمت گاز و نفت است. کشش متقاطع با برق بسیار کم است. برای اینکه برق به بازارهای پخت و پز، گرمایش آب و گرمایش فضا نفوذ کند، باید قیمت برق نسبت به نفت یا گاز بسیار کاهش یابد.

اهداف کلی در قیمت‌گذاری

هدف این بخش، اطلاع رسانی به دولت از یافته‌های مؤسسه از نظر چشم‌انداز آینده، اهداف اقتصادی که به نظر تیم SRI مهم‌تر هستند، و پیامدهای خروج از راه‌حل‌های اقتصادی است. امیدواریم این مطالب به تصمیم‌گیرندگان ایران کمک کند، حتی اگر تصمیمات نهایی ممکن است با توصیه‌های SRI مطابقت نداشته باشد.

احتمالاً هدف اصلی قیمت‌گذاری انرژی کمک به توسعه اقتصادی بلندمدت کشور تا حد امکان است.

این هدف راهنمایی چندانی ارائه نمی دهد، اما تا حد زیر معنادار است:

- قیمت انرژی صنعتی ممکن است بر توسعه اقتصادی تأثیر بگذارد. این در درجه اول (و احتمالاً فقط) برای صنایع انرژی بر که با واردات و/یا بازارهای صادراتی رقابت می کنند، قابل اجرا است. این لزوماً مستلزم این نیست که تمام قیمت های سوخت صنعتی یا برق در سطح پایین نگه داشته شوند، بلکه فقط باید نفت سیاه و گاز قطع شونده با ویسکوزیته بالا با قیمت های نسبتاً پایین، از جمله قیمت های توافقی در سطح کاملاً پایین در شرایط خاص در دسترس باشند. (مثلاً کارخانه های بزرگ برای خدمت به بازارهای صادراتی که به توسعه اقتصادی برای ترویج معرفی صنعت حمایت کننده کمک می کنند).

- به طور کلی، قیمت سوخت های مسکونی و تجاری، بیشتر صنایع حمل و نقل و بیشتر سوخت صنعتی، عاملی برای توسعه اقتصادی نخواهد بود.

- در شرایط تخصصی ایران، ارزش صادرات هر یک از انواع انرژی در توسعه اقتصادی آن از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا درآمد حاصل از صادرات انرژی، ابزار مالی اصلی توسعه را فراهم می کند. ارزش صادرات احتمالاً به مهم ترین متغیر در قیمت گذاری انرژی تبدیل خواهد شد.

دومین هدف گسترده این است که قیمت های انرژی، بدون مالیات، باید به اندازه ای بالا تعیین شود که تمام هزینه های پیش بینی شده را پوشش دهد و به عنوان حداقل، سود کافی برای هر بخش انرژی برای تامین مالی توسعه به همراه داشته باشد.

این یک پیشنهاد احتمالی است که توسط تیم SRI مورد توجه قرار می گیرد، اما می تواند از نظر سیاسی غیرقابل دفاع باشد و به عنوان یک توصیه بیان نخواهد شد. علاوه بر این، فقط برای بخش نفت اعمال می شود، و باید به روابط قیمت نفت/گاز توجه شود.

هدف سوم، که عمدتاً برای مؤلفه مالیاتی اعمال می شود، گنجاندن مالیاتی است - در واقع قیمت میدان یا سر چاه - که ارزش صادرات را منعکس می کند، همانطور که در قسمت ۳ از جلد ۵ بحث شد ارزش انرژی در حال افزایش است و ایران از این طریق سود می برد. محافظت از مصرف کنندگان انرژی ایران در برابر این واقعیت جهانی یک اشتباه فاحش خواهد بود. در مقابل، گنجاندن ارزش صادرات در قیمت انرژی مزایای زیر را به همراه خواهد داشت:

- دولت درآمد اضافی برای توسعه اقتصادی به دست خواهد آورد.
 - قیمت ها به تدریج افزایش خواهد یافت. جایگزین، یک بازنگری شدید به سمت بالا در یک دوره کوتاه است که طی ۱۰ تا ۲۰ سال آینده انجام خواهد شد. قیمت تمام نفت احتمالاً حدود ۴ دلار در هر بشکه و قیمت تمام گاز ۵ تا ۲۰ سنت در هر هزار فوت مکعب افزایش خواهد یافت.
 - قیمت ها ارزش های نسبی هر سوخت را منعکس می کند و ترکیب سوختی را که به نفع بلندمدت ایران است، تضمین می کند و می تواند شامل معرفی انرژی هسته ای و تاکید مجدد بر برق آبی باشد.
 - تقاضای انرژی به طور پیوسته با ارزش انرژی توسعه خواهد یافت.
- چهارمین هدف در قیمت گذاری انرژی کمک به به حداقل رساندن تورم است که مستلزم آن است که قیمت انرژی اساساً ثابت بماند. این هدف و قیمت گذاری که ارزش صادرات را منعکس می کند، احتمالاً متقابلاً منحصربه فرد است. از آنجایی که مهار تورم مهم است، قیمت گذاری در رابطه با ارزش انرژی از اهمیت بیشتری برخوردار است. قیمت انرژی یکی از بسیاری از مؤلفه های اقتصاد است و عامل کنترل کننده تورم نیست. اما ارزش انرژی می تواند در بخش انرژی از اهمیت فوق العاده ای برخوردار باشد. علاوه بر این، انعطاف پذیری زیادی در زمان بندی تغییرات قیمت های انرژی و میزان افزایش در هر زمان وجود دارد، به طوری که افزایش قیمت ها را در زمان هایی که کمترین فشارهای تورمی را دارند، می توان اعمال کرد.
- هدف پنجم تعیین قیمت هایی است که هزینه تامین انرژی را به حداقل برساند. هر چند باورنکردنی به نظر می رسد، این امر ممکن و مهم است. حداقل دو حوزه وجود دارد که این هدف می تواند در آنها اعمال شود.
- یک حوزه، مشکل شناخته شده تقطیر میانی است. آخرین افزایش عرضه تقطیر میانی بسیار پرهزینه است و بنزین به سمت مازاد تمایل دارد. اگر قیمت بنزین و گازوئیل خودرو با دقت بیشتری منعکس کننده هزینه ها باشد، مازاد بنزین را می توان حذف کرد و مشکل تقطیر میانی را کاهش داد. کاهش هزینه های پالایش نفت و بهبود استفاده از محصول را نیز می توان با ارائه روغن کوره با ویسکوزیته های مختلف، که هر کدام با قیمت متفاوتی انجام می شود، به دست آورد. هرچه ویسکوزیته بیشتر باشد، محتوای تقطیر میانی کمتر و قیمت پایین تر است. با انگیزه قیمتی کافی، تعدادی از مشتریان صنعتی بزرگتر از نفت سیاه ۷۰۰ تا ۱۵۰۰ ویسکوزیته استفاده می کنند، این امر در کشورهای دیگر نیز رخ داده است و در ایران نیز قابل انجام است. مکانیزم قیمت نهایی که می تواند میانگین

هزینه های تولید عرقیات میانی را کاهش دهد، تغییر رابطه بین قیمت گاز طبیعی و قیمت نفت سفید و گازوئیل است. پذیرش سریعتر گاز طبیعی در بازارهای مسکونی و تجاری تقاضا برای تقطیر میانی را کاهش می دهد. هیچ یک از سه تغییر قیمت گذاری فوق مشکل را حل نمی کند، اما هر سه این تغییرات باعث می شود که در آینده پالایشگاه های پیچیده تر بسازیم.

حوزه دوم تکنیک قیمت گذاری است که هزینه ها را کاهش می دهد. این امر با ارائه خدمات گاز صنعتی قطعی با نرخ کمتری نسبت به خدمات صنعتی فیلم به دست می آید. اثر آن این است که خط انتقال گاز در ظرفیت کار می کند که هزینه های انتقال واحد را کاهش می دهد.

هنوز هدف دیگری در قیمت گذاری انرژی وجود دارد که کاملاً بحث برانگیز است. یک هدف غالباً شناخته شده این است که هدف ششم قیمت ها باید از هزینه ها پیروی کنند، که به طور کلی با اجتناب از تبعیض سازگار است. با این حال، سیستم قیمت گذاری ایران از چند جهت و به دلایل خاص، هزینه ها را دنبال نمی کند:

- قیمت ها در سراسر مناطق اصلی کشور یکسان است. فرآورده های نفتی در بیشتر مناطق دورافتاده با ضرر فروخته می شوند زیرا هزینه های حمل و نقل بسیار بالاست. دلیل اصلی این عمل کاهش جذابیت نسبی منطقه تهران و تشویق به رشد مستمر مناطق کمتر توسعه یافته است.

- قیمت نفت سیاه بدون توجه به حجم و مکان یکسان است. مشتری با خرید یک لیتر در سال از همان قیمتی برخوردار است که مشتری صنعتی هزار بشکه در روز خریداری می کند، حتی اگر هزینه ها به طور قابل توجهی متفاوت باشد. احتمالاً یکی از دلایل این رویه کمک به صنایع کوچک است.

- هم نفت سفید و هم گازوئیل خودرو با نسبت پایی مالیات می گیرند. نفت سفید احتمالاً با نرخ پایین مالیات گرفته می شود تا سوخت پخت و پز و گرمایش را با کمترین قیمت در دسترس فقرا قرار دهد، و گازوئیل خودرو احتمالاً با نرخ پایین مالیات برای کمک به صنعت و تأمین حمل و نقل برای فقرا با کمترین هزینه ممکن است.

مخالفت با این انگیزه ها دشوار است. با این حال، این عمل می تواند منجر به مشکلات شود. به عنوان مثال، اگر منبع جدیدی از سوخت در یک منطقه دورافتاده مانند گاز طبیعی در مشهد در دسترس باشد، منبع جدید برای

نفوذ به بازار به سرعت و در حدی که باید به مشکل برخورد کند، زیرا قیمت فرآورده های نفتی منعکس کننده هزینه ها نیست.

علیرغم درجاتی از سختی ها، رابطه نزدیک تر از آنچه که اکنون بین هزینه ها و قیمت ها وجود دارد، به نفع بلندمدت ایران تلقی می شود. اگر قیمت ها در مناطق دورافتاده تر بالاتر بود، بدون شک هزینه های بیشتری برای کاهش هزینه ها و در نتیجه قیمت ها صرف می شد. اگر تخفیف های حجمی روی نفت سیاه وجود داشت، نگرانی های صنعتی ممکن بود برای افزایش سفارشات خود تلاش بیشتری کنند. مطمئناً اگر نفت سیاه با ویسکوزیته بالا با قیمت کمتری در دسترس بود، تقطیر میانی بیشتری برای مصارف دیگر منتشر می شد. اگر نفت سفید قیمت بالاتری داشت، گاز طبیعی بیشتر بازار را با سهولت بیشتری تصاحب می کرد. بنابراین، آنچه به نظر می رسد به نفع مردم است، اغلب اینطور نیست. یک سیستم مبتنی بر هزینه - با تعدیل ارزش - در بیشتر موارد در دراز مدت به نفع کشور خواهد بود.

در تمام بحث های فوق هیچ اشاره ای به قیمت گذاری هزینه نهایی (marginal cost) نشده است. این عمدی بود، زیرا به نظر نمی رسد قیمت گذاری هزینه های نهایی (marginal cost)، سیاست قیمت گذاری انرژی ایران را روشن کند. صنایع انرژی با ظرفیت بر اساس انحصار کار می کنند، یعنی ۱۰۰ درصد بازارهای مربوطه خود را می گردانند و موظف به انجام این کار هستند. رشد آنها سریع است، اما، با وجود صرفه جویی در مقیاس ناشی از ساخت واحدهای بزرگ تر و سیستم های حمل و نقل کارآمدتر، تورم احتمالاً هزینه های کمتری را که در غیر این صورت ممکن بود، جبران می کند. بنابراین هزینه های افزایشی - برای توسعه - تقریباً برابر با میانگین هزینه های واحد است که در حال حاضر غالب است. قیمت گذاری هزینه افزایشی معادل یک سیستم قیمت گذاری مبتنی بر هزینه می شود.

آخرین نظر در مورد اهداف قیمت گذاری این است که قیمت ها را باید پارامترهای متغیر در نظر گرفت نه ثابت. موسسه نمی تواند برنامه ثابتی برای تغییرات قیمتی که باید طی ۱۰ سال آینده ایجاد شود، تهیه کند.

زمان آن فرارسیده است که ایران قیمت انرژی را بررسی کند، نه در حد افراط، بلکه در محدوده های ثابت. با انجام این کار، یک سیستم قیمتی تکامل می یابد که اهداف مورد نظر را تا حد ممکن انجام می دهد.

سطوح کلی قیمت توصیه شده

نفت

ممکن است دستیابی به هزینه واحد نسبتاً پایدار برای نفت امکان پذیر باشد، اگرچه این امر به میزان تورم در کالاهای سرمایه ای و ساخت و ساز بستگی دارد. در حال حاضر هیچ دلیلی برای تعدیل قیمت‌ها به دلیل تغییرات هزینه وجود ندارد، اما به دلیل نامشخص بودن تورم آینده، به بررسی سالانه چشم‌انداز هزینه‌ها نیاز خواهد بود.

چشم‌انداز سودآوری شرکت ملی نفت ایران در رابطه با (۱) سودآوری صنعت بین‌المللی نفت، (۲) هدف تامین مالی خود (حداقل برای چند سال) و (۳) قطعاً آنقدر که باید مطلوب نیست. هدف (در صورت تمایل) جریان نقدی مازاد برای کمک به تامین مالی سرمایه گذاری‌های بین‌المللی در صنعت نفت نیست. سطح متوسط قیمت باید بین ۵ تا ۱۰ درصد افزایش یابد تا در حالت تعادل به سطح مطلوبی از سودآوری دست یابد.

گاز طبیعی

قیمت خدمات گاز طبیعی به دلیل هزینه، سودآوری یا مالیات، نیازی به تعدیل زیادی ندارد. با این حال، همانطور که در جلد ۵، قسمت دوم بحث شد، هزینه پیوست برای خدمات مسکونی و تجاری باید حذف یا کاهش یابد و باید با افزایش نرخ مسکونی و تجاری جبران شود. ارزش صادرات نیز در جلد ۵ مورد بحث قرار گرفت، اما، مانند تحلیل فوق در مورد نفت، یک پیش‌بینی فرضی نیز در زیر برای گاز طبیعی ارائه خواهد شد.

شکل ۳ در بخش آخر روندهای فرضی ذخایر، کل گاز تولیدی، کل گاز شعله ور شده، و تولید خالص برای مقاصد استفاده - هم بازارهای داخلی و هم بازارهای صادراتی را نشان می‌دهد. صادرات برای گاز سرخس ارزشی ندارد و صادرات گازی که در غیر این صورت مشعل می‌شود، ارزشی ندارد. حداقل تا دهه ۱۹۷۰ هیچ ارزشی در صادرات وجود نداشت که باید برای مصرف داخلی اعمال شود، و ممکن است اواخر دهه ۱۹۸۰ باشد که ارزش صادرات وجود داشته باشد، اگر پس از آن ارزشی وجود داشته باشد. این به شدت به مقادیری بستگی دارد که می‌توان به طور اقتصادی مجدد تزریق کرد.

برق

نرخ برق نسبتاً بالا است و MWP در تامین تقاضای آینده و همچنین در ارتقاء یا جایگزینی امکانات موجود که ناکافی هستند، مشکلات زیادی دارد. به نظر می رسد که پرداخت مالیات بر درآمد می تواند تا سال ۱۹۷۷ آغاز شود و سودآوری معقول خواهد بود. یعنی، صنعت باید بتواند برنامه جایگزینی و توسعه خود را از طریق خود تأمین مالی کند.

با این حال، بسیار مشکوک است که مالیات دولتی (به غیر از مالیات بر درآمد، مالیات بر ارزش، و مالیات شهرداری) مانند مالیات بر نفت (۱.۷۰ دلار در هر بشکه) برای برق اعمال شود، مگر اینکه نرخ برق افزایش یابد. گاز همچنین باید در اواخر دهه ۱۹۷۰ در موقعیتی باشد که بتواند مالیاتی با بزرگی کم و بیش قابل مقایسه بپردازد. هیچ دلیل قابل تصویری وجود ندارد که نیروی برق نیز چنین مالیاتی را پرداخت نکند. جزء مالیاتی سوخت نیروگاه خریداری شده بسیار ناچیز است. انرژی الکتریکی برای اقتصاد یا توسعه اقتصادی بلندمدت از نفت یا گاز اهمیت بیشتری ندارد. در دسترس بودن آن برای صنعت ضروری است، اما نفت و گاز نیز ضروری است. در اواخر دهه ۱۹۷۰ باید مالیات دولتی بر برق اعمال شود.

برای پنج سال آینده نرخ برق باید در همان سطح باقی بماند. قطعاً نباید آنها را کاهش داد. در دوره ۱۹۷۷ تا ۱۹۸۲ برخی اصلاحات به سمت بالا محتمل است، با اضافه شدن یک مالیات دولتی به طور متوسط چندین کارخانه در هر کیلووات ساعت. این مقدار مالیات بر اساس مطلق معادل است، نه به عنوان درصدی از کل درآمد.

قیمت محصول و استفاده نهایی

نفت

مجموع هزینه های هر محصول - قیمت تمام شده در دروازه پالایشگاه، حمل و نقل، هزینه کانتینرها و توزیع از پایین ترین قیمت ۱.۸۷ دلار در هر بشکه برای نفت سیاه تا بالاترین ۲.۷۴ دلار در هر بشکه برای بنزین سوپر گرید که ۵۰ درصد بالاتر است، متغیر است. از هزینه نفت سیاه با این حال، قیمت های فروش فعلی از پایین ترین قیمت ۲.۴۳ دلار در هر بشکه برای نفت سیاه تا بالاترین ۱۵.۷۰ دلار در هر بشکه برای بنزین سوپر گرید، که

۶۵۰ درصد قیمت نفت سیاه است، متغیر است. همچنین مؤلفه مالیات و سود دریافتی برای هر محصول به شدت متفاوت است و باعث ایجاد انحراف در قیمت ها در مقایسه با هزینه ها می شود. توالی فزاینده محصول قیمت ها حتی از توالی محصول هزینه ها پیروی نمی کند. یعنی، برخی از محصولاتی که هزینه های بالاتری دارند، در واقع قیمتی کمتر از سایر محصولاتی دارند که هزینه کمتری دارند.

اگر مالیات و سود به هر محصول به نسبت هزینه متوسط آن تخصیص داده شود به طوری که قیمت ها متناسب با هزینه ها باشند، با کل مالیات ها و سود حاصله برابر با کل به دست آمده با سیستم فعلی باشد، نتایجی حاصل می شود که در جدول ۹ نشان داده شده است. مقایسه قیمت های مبتنی بر هزینه با قیمت های فروش فعلی نیز با توجه به تفاوت های قابل توجه است. بر اساس سیستم قیمت مبتنی بر هزینه، قیمت نفت سیاه ۴۰۴۴ دلار در هر بشکه (حدود ۸۰ سنت در هر میلیون Btu)، تقریباً دو برابر قیمت فعلی خواهد بود و بالاترین قیمت برای بنزین، درجه فوق العاده، ۶۰۴۹ دلار در هر بشکه خواهد بود، نصف قیمت فعلی آن. تغییرات شدید هستند و به نظر می رسد که با اهداف دیگر در تضاد هستند و به دلایل زیر از نظر سیاسی ناخوشایند هستند:

- تخصیص هزینه های پالایش به هر محصول مستلزم دقت های زیادی است، اما بیشتر اجزای هزینه دیگر را می توان با دقت شناسایی کرد. در برآورد هزینه کلی حاشیه عدم قطعیت وجود دارد، اما از آنجایی که هزینه های پالایش تنها بخشی از هزینه های کل است، هزینه های کل را می توان با دقت نسبتاً خوبی شناسایی کرد.

- تا جایی که قیمت پایین سوخت صنعتی به توسعه اقتصادی کمک می کند، قیمت بالای نفت سیاه بر خلاف مهم ترین هدف در قیمت گذاری انرژی، یعنی سهم آن در توسعه بلندمدت اقتصادی عمل می کند.
- با فرض افزایش سریع سیستم تامین گاز طبیعی، گاز جایگزین نفت سیاه در بخش های صنعتی و تجاری در تمام مناطق مورد استفاده گاز خواهد شد.

- بنزین ممکن است در ترجیح گازوئیل چنان محبوب شود که به جای مازاد، بنزین به سمت کمبود عرضه گرایش پیدا کند. اما برداشت نسبتاً بیشتر بنزین و گازوئیل نسبتاً کمتر از آبادان به راحتی با این تغییر مواجه خواهد شد، بدون اینکه هزینه بیشتری برای عرضه فرآورده های پالایشی وجود داشته باشد.

- قیمت سوخت جت با قیمت گذاری بین المللی تعیین می شود. این قیمت قطعاً باید همان جایی که هست باقی بماند. در آینده قیمت بین المللی افزایش خواهد یافت.
- به نظر می رسد تغییر قیمت پیشنهادی با افزایش ۱۳ درصدی قیمت نفت سفید به گروه کم درآمد آسیب می رساند و با کاهش قیمت بنزین به کمتر از نصف قیمت فعلی، به گروه پردرآمد کمک می کند. اما در واقع گروه پردرآمد بیشتر از گروه کم درآمد از نفت سفید استفاده می کنند. تا حدی کل مالیات سالانه پرداخت شده با خرید نفت سفید تابعی از درآمد شخصی است.

Table 9

COMPARISON OF COST-BASED PRICING SYSTEM WITH
PRESENT PRICES FOR PETROLEUM PRODUCTS
(U.S. Dollars per Barrel)

Product	Market Share* (percent)	Costs	Taxes and Profits	Sales Price	Present Sales Price	Present Price Higher (Lower)
Fuel oil	30%	\$1.87	\$2.57	\$4.44	\$ 2.43	(\$2.01)
Gas oil	29	2.07	2.83	4.90	5.00	0.10
Gasoline regular	12	2.44	3.34	5.78	12.60	6.82
Jet fuel	2	2.52	3.45	5.97	7.08	1.11
Kerosene	23	2.54	3.48	6.02	5.30	(0.72)
Bitumen	5†	2.57	3.52	6.09	4.85	(1.24)
Gasoline super	‡	2.74	3.75	6.49	15.70	9.21
Weighted average		2.22	3.04	5.26	5.26	0

* Of total petroleum

† Includes all other products.

‡ Included with gasoline regular.

Source: Stanford Research Institute.

کاهش قیمت بنزین بدون شک مشکلات سیاسی ایجاد خواهد کرد، اما واقعیت این است که مالکیت خودرو در بیشتر موارد دیگر یک کالای لوکس نیست، بلکه بخشی ضروری از شرایط زندگی و کار است که تمدن مدرن ایجاد کرده است. بخش نسبتاً زیادی از صاحبان اتومبیل درآمد نسبتاً پایینی دارند. وضع مالیات بر بنزین بسیار سنگین تر از سایر محصولات، منطق بسیار کمی دارد.

اگر سیستم قیمت گذاری مبتنی بر هزینه اعمال شود (به استثنای قیمت سوخت جت)، تغییرات زیادی در یک دوره پنج ساله تا حدودی اتفاق می افتد. اولاً، فشار قابل توجهی برای کاهش هزینه نفت سیاه وجود خواهد داشت، زیرا واقعیت این است که گاز طبیعی با سرعت بسیار بالایی فروش خود را افزایش می دهد. صنعت نفت نگران موقعیت بلندمدت خود خواهد بود و هزینه ها را تا حد امکان کاهش می دهد. هزینه ها حداقل به دو صورت کاهش می یابد: اگر قیمت پایین تر بود، مشتریان مایل به استفاده از روغن سوخت با ویسکوزیته بالاتر خواهند بود. و تا سال ۱۹۷۸ تا ۱۹۸۰ خروجی پالایشگاه های داخلی در شیراز، اصفهان، آذربایجان و خراسان هزینه های حمل و نقل و توزیع نفت سیاه را به شدت کاهش داد.

دومین تغییری که توسط سیستم قیمت گذاری مبتنی بر هزینه ایجاد می شود، افزایش تدریجی سهم بنزین از بازار حمل و نقل به قیمت سهم گازوئیل است. موتورهای بنزینی قیمت بسیار کمتری نسبت به موتورهای دیزلی دارند و اگر تفاوت زیادی بین قیمت بنزین و گازوئیل وجود نداشته باشد، به جز بزرگ ترین کامیون ها، خودروهای موتور بنزینی سهم زیادی از بازار جدید را به خود اختصاص خواهند داد.

تغییر سوم، در نهایت افزایش پذیرش گاز برای استفاده مسکونی و تجاری است. احتمالاً در دوره ۱۹۷۷ تا ۱۹۸۲ خواهد بود، قبل از اینکه NIGC در موقعیتی قرار گیرد که تلاش های خود را در زمینه فروش مسکونی و تجاری به حداکثر برساند.

اثر خالص قیمت گذاری مبتنی بر هزینه بر هزینه ها و سهم بازار در جدول ۱۰ نشان داده شده است، که شرایط را در زمانی بین سال های ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ نشان می دهد، با این تفاوت که تعدیل های قیمت برای ارزش و بهبود سودآوری NIOC هنوز اضافه نشده است. سوخت جت در سطح کنونی قیمت گذاری شده است که منعکس کننده

شرایط بین‌المللی است تا هزینه‌ها، ویژگی‌های سیستم قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه و ترکیب محصول حاصل عبارتند از:

- درصد کلی نفت سیاه تا حدودی کاهش می‌یابد زیرا گاز طبیعی نفوذ آن را در بازار صنعتی و تجاری افزایش می‌دهد.
- درصد گازوئیل کاهش می‌یابد و درصد بنزین افزایش می‌یابد زیرا تنها حدود ۲ سنت در هر گالن تفاوت بین گازوئیل و بنزین معمولی وجود دارد. بنزین ممتاز سهم خود را از بازار بنزین به شدت افزایش می‌دهد زیرا تنها ۳ سنت در هر گالن تفاوت بین معمولی و پریمیوم وجود دارد.
- مالیات بر LPG اضافه می‌شود زیرا دلیلی برای حذف آن از مالیات وجود ندارد. این مالیات از قیمت پالایشگاه اخذ می‌شود و قیمت مصرف‌کننده را کمی بیش از ۱۰ درصد افزایش می‌دهد.
- قیمت گازوئیل حدود ۶ درصد و نفت سفید حدود ۱۰ درصد افزایش یافته است.
- قیمت تعدیل شده با ویسکوزیته برای نفت کوره، هزینه‌های کمتر برای ویسکوزیته بالاتر را در نظر می‌گیرد (و هزینه‌های کمتر برای حجم، که معمولاً به ازای هر مشتری بیشتر است، هر چه ویسکوزیته بالاتر باشد)
- مالیات‌ها و سود اعمال شده به میزان نسبتاً کمی از مبنای هزینه مستقیم فاصله دارد، اما مطمئناً بسیار کمتر از مالیات و سود امروزی است.
- در کل ترکیب محصول تا حدودی بهبود یافته است. هزینه‌های پالایش بیشتر نخواهد بود و ممکن است کمی کمتر باشد.
- برخی از گریدهای نفت سیاه -- و خدمات صنعتی گاز طبیعی -- با قیمت‌های کافی برای تقویت توسعه صنعتی در دسترس خواهند بود.

Table 10

APPROXIMATE COST-BASED PRICING SYSTEM FOR PETROLEUM
PRODUCTS AND RESULTING PRODUCT MIX
(U.S. Dollars per Barrel)

Product	Product Mix (percent)	Costs	Taxes and Profits	Sales Price	Present Sales Price	Present Price Higher (Lower)
Fuel oil						
2000 vis	2%	\$0.80	\$0.40	\$1.20	\$ 1.20	0
800	6	1.30	1.20	2.50	2.43	(0.07)
400	8	1.60	1.60	3.20	2.43	(0.77)
200	7	1.87	2.33	4.20	2.43	(1.77)
Gas oil	26	2.07	3.25	5.32	5.00	(0.32)
Gasoline regular	13	2.44	3.80	6.24	12.60	6.36
Jet fuel	3	2.52	4.56	7.08	7.08	0
Kerosene	20	2.54	3.30	5.84	5.30	(0.54)
Bitumen*	5	2.57	3.60	6.17	4.85	(1.32)
Gasoline super	6	2.74	4.70	7.44	15.70	8.26
LPG	4	1.10+	1.50	2.60	1.10	(1.50)
Weighted average		2.13	3.03	5.16		

* Includes all other products.

+ At the refinery gate.

Source: Stanford Research Institute.

تعدیل‌های فوق برای تولید یک سیستم قیمت‌گذاری اساساً مبتنی بر هزینه، تعدیل‌کننده‌هایی را که قبلاً برای بهبود نرخ بازده شرکت ملی نفت ایران و افزودن مالیات بر ارزش صادرات مورد بحث قرار گرفت، در نظر نگرفته است. تا سال ۱۹۷۷ باید بیش از ۱/۰۰ دلار به ازای هر بشکه به میانگین قیمت اضافه شود تا این دو تعدیل شوند و حدود ۱/۰۰ دلار به ازای هر بشکه اضافی بین سال‌های ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ در نظر گرفته شود. بیشتر این افزایش بر اساس تحلیل فرضی ارزش صادرات است که قبلاً انجام شده بود، اما فرض بر این است که این تحلیل فرضی کاملاً واقع بینانه خواهد بود. در غیر این صورت، تکامل قیمت‌ها باید بعداً به گونه‌ای تنظیم شود که پیش‌بینی‌های واقعی‌تر از ارزش را در خود جای دهد.

جدول ۱۱ تعدیل برای بهبود توانایی سود NIOC و ارزش فرضی در صادرات برای سال‌های ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ را در بر می‌گیرد، اما همچنان یک سیستم قیمت‌گذاری را حفظ می‌کند که اساساً مبتنی بر هزینه است. فقط قیمت بنزین کاهش می‌یابد همه محصولات دیگر باید در قیمت افزایش یابد. روندهای احتمالی سال به سال در شکل ۴ نشان داده شده است، که قیمت‌های سال ۱۹۷۷ را در برخی موارد تا حدی تغییر می‌دهد تا افزایش قیمت سالانه

عملی تر را فراهم کند یا در مورد بنزین، از کاهش قیمت تا سال ۱۹۷۷ به چنین قیمتی جلوگیری کند. تا جایی که بخشی از کاهش در دوره ۵ ساله بعدی لغو خواهد شد.

Table 11

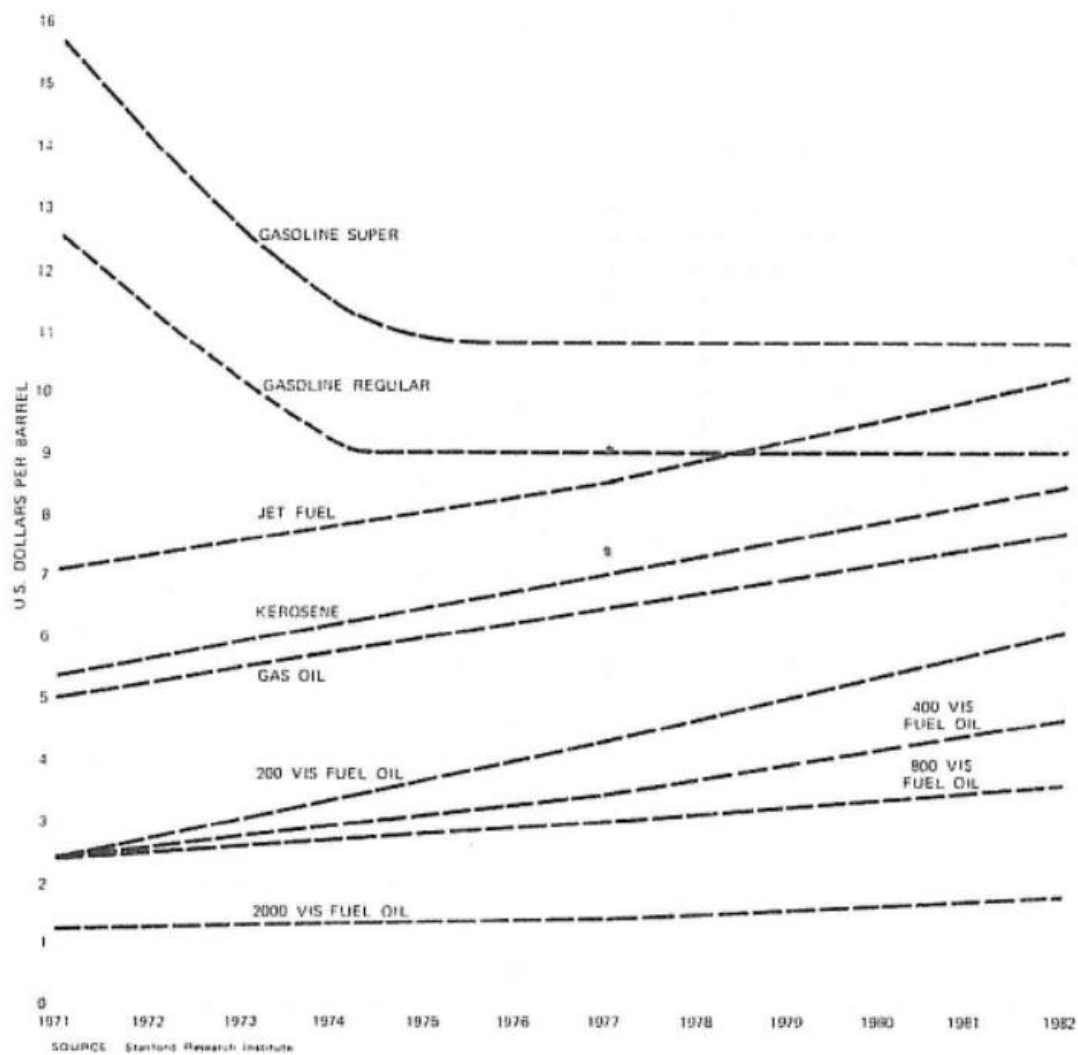
PETROLEUM PRODUCT PRICES IN 1977 AND 1982 REFLECTING ALL
RECOMMENDED ADJUSTMENTS
(U.S. Dollars per Barrel)

Product	Present Price	New Pricing System Without Value Adjustment	1977 Pricing with Value Adjustment	1982 Pricing with Value Adjustment
Fuel oil				
2000 vis	\$ 1.20	\$1.20	\$1.44	\$ 1.73
800		2.50	3.00	3.60
400	2.43	3.20	3.84 (3.44) *	4.60
200		4.20	5.04 (4.30) *	6.05
Gas oil	5.00	5.32	6.38	7.66
Gasoline regular	12.60	6.24	7.49 (9.00)*	9.00
Jet fuel	7.08	7.08	8.50	10.20
Kerosene	5.30	5.84	7.00	8.40
Bitumen	4.85	6.17	7.40	8.88
Gasoline super	15.70	7.44	8.93 (10.72) *	10.72
LPG	1.10	2.60	3.12	3.74
Weighted average	5.24	5.16	6.19	7.43

* These are more realistic prices for 1977,¹ considering more practical long term adjustment.

Source: Stanford Research Institute.

FIGURE 4 SUGGESTED PETROLEUM PRODUCT PRICE TRENDS, 1971-82



اکثر اهداف قیمتی در سالهای ۱۹۷۷ و ۱۹۸۲ با افزایش سالانه بیش از ۵ درصد قابل دستیابی هستند. با این حال، نفت سیاه ۴۰۰ ویسکوزیته نیاز به افزایش سالانه ۷ درصدی دارد، هدف نفت سیاه با ویسکوزیته ۲۰۰ نیاز به افزایش سالانه ۱۱ درصدی دارد، و LPG نیاز به افزایش عمده قیمت در پالایشگاه دارد، اما این به معنای تنها چند درصد افزایش سالانه در قیمت های مصرف کننده است.

سخت ترین شرایط را می توان با نفت سیاه ۲۰۰ ویسکوزیته تجربه کرد، اما این یکی از مهم ترین تغییراتی است که باید انجام شود. علاوه بر این، از آنجایی که سایر گریدهای نفت سیاه را می توان با قیمت های پایین تر در دسترس قرار داد، با افزایش قیمت معقول تر، از نظر سیاسی می توان این تعدیل را اعمال کرد، حتی اگر بیش از ۵ درصد در سال مورد نیاز باشد. نفت سیاه دویست ویسکوزیته بسیار با کیفیت است و دارای مقدار زیادی تقطیر میانی است که باید از نظر قیمت به گازوئیل بسیار نزدیکتر از آنچه هست باشد اما برای کسانی که می خواهند از نفت سیاه ۲۰۰ ویسکوزیته استفاده کنند، همچنان ۲۰ تا ۳۰ درصد ارزان تر از گازوئیل خواهد بود. با در نظر گرفتن انواع مشتریانی که همچنان مایل به استفاده از نفت سیاه ۲۰۰ ویسکوزیته هستند، مطمئناً نمی توان ادعا کرد که قیمت پیشنهادی مانعی برای کمک آنها به توسعه بلندمدت اقتصادی کشور باشد.

اگر احساس شود که افزایش های پیشنهادی تا حد زیادی به فشارهای تورمی اضافه می کند، می توان تعدیل جبرانی انجام داد. تا سال ۱۹۸۲ متوسط مالیات بر بشکه و سود از ۵ تجاوز خواهد کرد. کل مالیات و سود بیش از ۱ میلیارد دلار خواهد بود. کل مالیات تولید شده توسط تمام صنایع انرژی ۱ تا ۱.۵ میلیارد دلار خواهد بود. اگر مبارزه با تورم از اهمیت فوق العاده ای برخوردار باشد، احتمالاً درآمد دولت کافی برای کاهش برخی دیگر از نرخ های مالیاتی وجود خواهد داشت. کاهش ها باید همزمان با افزایش قیمت انرژی باشد و هدف از افزایش و کاهش به خوبی اعلام شود. ثابت نگه داشتن قیمت انرژی به عنوان یکی از ابزارهای مبارزه با تورم، اشتباه بزرگی است.

مردم نباید به استفاده از انرژی به گونه ای ادامه دهند که انگار قرار است برای همیشه ارزان باشد و کاملاً از تورم بین المللی و داخلی و در برابر تغییر روابط عرضه و تقاضا مصون باشند.

قوی ترین اعتراض ممکن است به کاهش قیمت بنزین باشد که به عنوان بخشی از سیستم مبتنی بر هزینه پیشنهاد شده است و برای ایجاد رابطه منطقی تر گازوئیل و قیمت بنزین طراحی شده است که به حل مشکل تقطیر میانی و جذب مازاد گازوئیل کمک می کند. تحقق این امر با حفظ قیمت بنزین در سطح فعلی و افزایش قیمت گازوئیل تا ۱۰۰ درصد یا بیشتر غیرممکن است. اگر مشخص شود که قیمت بنزین نباید کاهش یابد، آنگاه افزایش قیمت برخی دیگر از فرآورده ها تا حدودی کاهش می یابد. پس از تصمیم گیری در مورد خودسری، می توان تنوع بی نهایتی از روابط قیمت و سطوح قیمت را توسعه داد، اگرچه اهدافی مانند "کمک به فقرا" به راحتی قابل ذکر است.

ایراد دیگر ممکن است این باشد که قیمت فرآورده های نفتی برای بازارهای صنعتی، مسکونی و تجاری نسبت به قیمت گاز طبیعی بسیار بالا می رود. اگر رقابت تهاجمی بین نفت و گاز وجود داشت، این درست بود. اما احتمالاً انبساط گاز به سرعتی خواهد بود که برای نفت آسیبی نخواهد داشت. البته، هدف از ارزش مالیات صادراتی تا حدی تعدیل وابستگی نسبی به گاز و نفت در بلندمدت است که ارزش های نسبی کاملاً منعکس شده است. با این وجود، رشد تقاضای نفت همچنان سریع خواهد بود و نفت همچنان سهم بازار کل انرژی را حتی تا ۲۰ سال آینده خواهد داشت.

در این مورد به دلیل نیاز به صندوق مالیاتی برای راهسازی استثنا وجود دارد. با این حال، این مالیات باید به طور یکسان برای همه محصولات خودرو، از جمله، نفت راس و همچنین برای بنزین اعمال شود.

گاز طبیعی

وضعیت قیمت گذاری گاز طبیعی بسیار پیچیده تر از نفت است و به نظر نمی رسد تغییرات عمده در نرخ گاز طی ده سال آینده ضروری باشد.

در جلد ۵، قسمت دوم نشان داده شد که سود حاصل از فروش کالاهای صنعتی به احتمال زیاد بسیار بیشتر از فروش های مسکونی و تجاری است. سیستم قیمت گذاری مبتنی بر هزینه نیازمند کاهش نرخ صنعتی و افزایش نسبت مسکونی و ساختمانی است. مورد دوم مطمئناً مطلوب ترین است و با افزایش قیمت پیشنهادی برای گازوئیل و نفت سفید، هیچ مشکلی در مورد پذیرش مصرف کننده وجود نخواهد داشت - مشروط بر اینکه هزینه اولیه حذف شود یا تا حد زیادی کاهش یابد. هزینه پیوست، واریز، هزینه پیوست، سپرده، هزینه لوله کشی در داخل خانه، و هزینه تبدیل دستگاه و یا لوازم جدید سرسام آور می شود. هزینه های سرویس برق جدید نیز زیاد است، اما مردم به معنای واقعی کلمه باید از برق استفاده کنند در حالی که مجبور نیستند از گاز استفاده کنند. استفاده از گازوئیل یا نفت سفید هنوز هم می تواند کافی باشد.

با توجه به افزایش پیشنهادی برای نفت کوره، کاهش نرخ گاز صنعتی به سختی منطقی است. با این حال، نرخ صنعتی قطعی، بسیار کمتر از نرخ فعلی، موجه است و باید تا سال ۱۹۷۵ ارائه شود.

جدول نرخ فعلی مسکونی و تجاری نرخ های کمتری را با افزایش استفاده سالانه به ازای هر مشتری فراهم می کند، اما در واقع همه مشتریان مسکونی نرخ یکسانی را پرداخت خواهند کرد. نرخ فعلی برای استفاده سالانه بین صفر تا ۴۲۳۸۰۰ مکعب در سال یکسان است. انتظار می رود که میانگین مصرف مسکونی به ازای هر مشتری حتی در سال ۱۹۸۲ بیش از ۱۲۵۰۰۰ فوت مکعب در سال نباشد و حداکثر مصرف مسکونی ۴۲۳۸۰۰ فوت مکعب در سال تنها توسط چند خانه بسیار بزرگ قابل تجاوز است. از آنجایی که هزینه واحد خدمات به ازای هر مشتری قطعاً تابعی از میزان استفاده مشتری است، داشتن یک برنامه نرخ که تغییر در هزینه واحد را به عنوان تابعی از کاربری مسکونی فراهم می کند، شایستگی زیادی دارد.

هیچ روش دقیقی برای تهیه یک برنامه نرخ وجود ندارد که هزینه ها را منعکس کند، و در نتیجه تغییرات زیادی در برنامه های نرخ در سراسر جهان وجود دارد. سایر برنامه ها حداقل هزینه ماهانه به اضافه نرخ متغیر را بسته به

حجم ارائه می کنند: در واقع، این تا حدودی با سیستم تقاضا و کالا قابل مقایسه است. هنوز برنامه های دیگر به سادگی نرخ را با حجم تغییر می دهند.

توسعه سیستمی برای تعیین رابطه حجم-نرخ چندان آسان نیست و از آنجایی که دقت امکان پذیر نیست، با انجام یک تحلیل پیچیده نمی توان چیز زیادی به دست آورد. متون زیادی در مورد اصول نرخ گذاری وجود دارد و بنابراین چنین مطالبی در اینجا تکرار نمی شوند. توصیه های زیر صرفاً برای اصلاح دو مشکل موجود است: نرخ بسیار پایین مسکونی و تجاری و تغییر در نرخ مسکونی و تجاری به عنوان تابعی از حجم مورد استفاده. نرخ های پیشنهادی زیر برای منطقه تهران می باشد. یک تغییر قابل مقایسه به عنوان تابعی از حجم برای سایر مناطق نیز قابل اعمال است:

Annual Usage (thousands of cubic feet)	Present Rate	Proposed Rates (cents per thousand cubic feet)		
		1972	1977	1982
0-10.99	83 ¢	100 ¢	110¢	121¢
11-30.99		92	101	111
31-99.99		86	95	105
100-423.8		83.0	91	100
423.8-4238.4	75.5	75.5	83	91
Over 4238.4	68.0	68.0	75	83

نرخ متوسط بر حسب سنت در هر هزار فوت مکعب به شرح زیر افزایش می یابد:

	<u>Residential</u>	<u>Commercial</u>
Present	83¢	75¢
1972	88	75
1977	97	82
1982	105	90

میانگین نرخ به تدریج افزایش می یابد، امیدواریم به سطحی برسد که سود معقولی را در فروش مسکونی و تجاری ایجاد کند. این فعالیت به قدری در ایران جدید است که پیش بینی هزینه ها و سودآوری بر اساس بخش در حال حاضر دشوار است از آنجایی که تجربه در بخش مسکونی و تجاری به دست می آید، هزینه ها باید ارزیابی شده و نرخ ها بر این اساس اصلاح شوند. آنها باید از روند فوق پیروی کنند، اما ممکن است تا حدی از آن دور شوند.

برق

نرخ های برق در جلد ۱ مورد بحث قرار گرفت. زمانی که داده های قیمت و بازار بهتری در دسترس قرار گرفت، باید در یکی دو سال آینده، یک بازنگری عمده از نرخ ها انجام شود. با این حال، نرخ های آن اصلاح می شوند، تا زمانی که صنعت برق در موقعیتی قرار نگیرد که بتواند مالیات ها را به همان میزان NIOC (به جز مالیات بر ارزش) پرداخت کند، میانگین نباید کاهش یابد. برق برای رفاه مردم، صنعتی شدن یا پیشرفت عمومی اقتصادی اهمیتی بیشتر از نفت یا گاز ندارد. ایران اساساً یک اقتصاد مبتنی بر نفت است و باید از رویه بین المللی مالیات بر برق به میزان بسیار کمتری نسبت به نفت فاصله بگیرد.

تغییرات منطقه ای در نرخ برق در تضاد قابل توجهی با یکنواختی قیمت نفت است. نباید برای یکنواخت کردن نرخ برق در سراسر کشور اقداماتی انجام داد، بلکه باید پیرو هزینه های جاری اقدامات لازم صورت گیرد. رابطه بین نرخ های مسکونی، تجاری و صنعتی منطقی به نظر می رسد، اما با داده های موجود نمی توان تعیین کرد که آیا رابطه نرخ با رابطه هزینه سازگار است یا خیر. نرخ صنعتی به نظر معقول است و احتمالاً در رابطه با استانداردهای بین المللی جذاب تر و جذاب تر می شود، زیرا انتظار می رود نرخ برق در بیشتر نقاط جهان به طور قابل ملاحظه ای طی ۱۰ تا ۲۰ سال آینده افزایش یابد.

فصل پنجم - سازماندهی و کنترل صنایع انرژی

سازماندهی و کنترل صنایع انرژی ایران موضوعی دشوار و حساس است، اما بدیهی است که می‌توان در این سیستم اصلاحاتی انجام داد. بحث در اینجا صرفاً از جنبه اقتصادی و عملکردی بر مشکل متمرکز خواهد بود. ممکن است دلایل محکمی برای خروج سیستم از چنین مبنای محدودی وجود داشته باشد و ممکن است سیستم در واقع با چنین خروجی بهتر کار کند. اما مطمئناً سیستم فعلی مشکلاتی دارد که بسیاری از آنها باید قابل حل باشند.

صنایع انرژی امروز و سازمان‌هایی که آنها را کنترل می‌کنند این‌ها هستند:

برق - MWP که تماماً متعلق به دولت است.

نفت - NIOC (شرکت ملی نفت ایران) که تماماً متعلق به دولت است.

گاز - NIGC که تماماً متعلق به NIOC است.

LPG - تولید شده توسط NIOC اما توسط شرکت‌های خصوصی به بازار عرضه می‌شود و همچنین توسط NIGC.

تولید محصولات پتروشیمی، که صرفاً یک صنعت انرژی نیست، توسط NIPC انجام می‌شود که همچنین به طور کامل متعلق به NIOC (شرکت ملی نفت ایران) است.

بخش خصوصی بیشتر حمل و نقل جاده‌ای و توزیع فرآورده‌های نفتی را انجام می‌دهد و صاحب اکثر مراکز فروش بنزین، گازوئیل و نفت سفید است. بخش خصوصی نیز بخشی از روغن روان‌کننده را تولید و به بازار عرضه می‌کند. با این حال، بخش خصوصی اجازه مشارکت در صنایع انرژی برای ایجاد رقابت را نداشته است. اساساً رقابت وجود ندارد و رقابت حتی در بین منابع مختلف انرژی (نفت، گاز و برق) تشویق نمی‌شود. سرمایه‌گذاری بیش از حد وجود ندارد. همه امکانات با ظرفیت یا نزدیک به ظرفیت کار می‌کنند به جز کامیون‌های مخزن که کمتر از آنها استفاده شده است.

هیچ شرکت نفتی خارجی به معنای یکپارچه در ایران فعالیت نمی کند. یعنی، آنها محدود به مراحل اکتشاف و تولید کسب و کار هستند. به نظر می رسد که کشور احتمالاً سرمایه کافی برای پاسخگویی به رشد تقاضای انرژی را بدون دعوت از شرکت های خارجی خواهد داشت، و بسیار مشکوک است که مشارکت شرکت های خارجی به میزانی که امروز وجود دارد، حتی به همان اندازه، وجود داشته باشد. پس فقط در اکتشاف و تولید، ایران یک "کشور انرژی" است و باید تلاش کند تا در این زمینه تمام تلاش خود را بکند تا در زمینه انرژی بیش از همه سازمان ها توانمند باشد. بنابراین، تجسم نقش بیشتر از هر مزیتی برای ایران از افزایش مشارکت شرکت های خارجی دشوار است، و همچنین تجسم هر نقش بیشتر برای بخش خصوصی در صنایع انرژی دشوار است.

امروزه یک مکتب فکری وجود دارد که معتقد است نباید اجازه داد که برق در خدمت مصارف پر انرژی مانند گرمایش فضا و گرمایش آب باشد که سایر سوخت ها می توانند از عهده آن برآیند، زیرا برق به استفاده بسیار بیشتری از سوخت اولیه نسبت به نفت یا گاز برای رسیدن به همان هدف نیاز دارد. با این حال، مؤسسه معتقد است که اگر برخی از مصرف کنندگان برق را برای گرمایش فضا یا آب گرم ترجیح می دهند و مایلند هزینه آن را بپردازند، باید به شرکت برق اجازه داده شود تا در محدوده ظرفیت به این مشتریان خدمات رسانی کند. به عنوان یک امر عملی، در ایران طی ۱۰ تا ۱۵ سال آینده پذیرش بسیار محدودی از برق برای گرمایش فضا و گرمایش آب وجود خواهد داشت. ظرف ۲۰ تا ۳۰ سال، تبدیل مستقیم انرژی، با بازده ۶۰ تا ۷۰ درصد، به صورت تجاری در دسترس خواهد بود و در آن نقطه، برق برای همان هدف به سوختی بیشتر از گاز یا نفت نیاز نخواهد داشت. اما، برعکس، هیچ توجیهی برای نرخ های تبلیغاتی (یا تبلیغات گسترده) وجود ندارد. نرخ گرمایش الکتریکی باید تمام هزینه های قابل تخصیص، تحقق سود کامل و مالیات ها را پوشش دهد (زمانی که بخش برق در موقعیت دوم برای پرداخت مالیات قرار دارد).

NIOG، NIGC و MWP باید تا حد امکان همکاری کنند و نقطه اولیه همکاری در مرحله برنامه ریزی تا نقطه توصیه نهایی تسهیلات است. با این حال، هر از گاهی اختلاف نظرهای آشتی ناپذیری وجود دارد: رویه مطلوب در آن مرحله به زودی مورد بحث قرار خواهد گرفت.

NIOG به یک گروه برنامه ریزی قوی، مرکزی و دوربرد برای هماهنگی برنامه ریزی در بخش های توزیع، پالایش و خط لوله نیاز دارد. و همچنین فعالیت های برنامه ریزی صادرات، فعالیت برنامه ریزی NIGC احتمالاً بسیار کمتر از NIOG پیچیده است، اما اشکال اصلی برنامه ریزی NIGC این است که افق زمانی بسیار کوتاه است. با توجه به

زمان مورد نیاز برای اخذ تاییدیه تسهیلات عمده، تامین مالی، انتخاب پیمانکاران و تکمیل تسهیلات، باید برنامه های تفصیلی برای یک دوره ۱۰ ساله آماده شود. در حال حاضر، برنامه های کلی برای حداقل ۲۰ سال آینده برای بسیاری از تصمیمات ضروری است. BWP هنوز در برنامه ریزی طولانی مدت کاملاً جدید است برنامه ریزی مرکزی آن باید تقویت شود و کمک های خارجی بسیار توانمند باید برای یک دوره چند ساله حفظ شود.

یکی از سخت ترین سوالاتی که باید با آن روبرو شد این است که آیا ساختار صنعت فعلی رضایت بخش است یا خیر. در این زمینه دو سوال اساسی مطرح است:

• آیا NIGC به طور نامحدود بخشی از NIOC باقی می ماند؟

• آیا MWP باید دو تابع غیرمشابه را ترکیب کند که یکی از آنها انرژی محور نیست؟

NIGC هنوز نسبتاً جدید و کوچک است و به کمک NIOC نیاز دارد (و دریافت کرده است). با این حال، عملاً هیچ تداخلی بین وظایف یا پرسنل وجود ندارد. منافع متقابل صرفاً در بازار است، زیرا نفت کاملاً جایگزین گاز است. مورد دوم در واقع توجیهی برای جدایی کامل این دو شرکت است، زیرا شرکت ملی نفت ایران نباید اختیار نهایی را در مورد سهم مطلوب بازار گاز/نفت داشته باشد.

NIGC باید آزاد باشد تا توصیه مستقل خود را ارائه دهد (کاری که به نظر می رسد تا کنون انجام داده است - اما ممکن است در آینده نتواند انجام دهد).

در مورد MWP، آب و برق اشتراک کمی وجود دارد. تنها همپوشانی واقعی در خواندن متر و جمع آوری است که به سختی این دو را به عنوان یک بخش واحد تصدیق می کند. آب باید با سرویس های بهداشتی یا شهری به طور کلی ترکیب شود و برق باید به طور کلی باشد. انرژی الکتریکی کار بسیار دشواری در پیش دارد. با نیاز به مخارج سرمایه ای بیشتر از مجموع NIOC و NIGC. وزارتخانه باید آزاد باشد که روی مشکلات برق تمرکز کند و برای قوام باید احتمالاً به یک شرکت تبدیل شود: شرکت ملی برق ایران (NIBC).

اگر هر شرکت یک مرکز سود جداگانه باشد، می تواند انگیزه بیشتری برای کنترل هزینه ها وجود داشته باشد. در مقابل چنین استدلالی، فقدان سابقه در سراسر جهان برای چنین ساختاری وجود دارد: مشکلات ذاتی در ایجاد قیمت های انتقال معقول محصولات نهایی خام بین شرکت ها. و ارتباط نزدیک مورد نیاز - به معنای واقعی کلمه

به صورت روزانه - در کنار شرکت ها در برنامه ریزی و برنامه ریزی. فعالیت به عنوان شرکت های جداگانه به جای کاهش مشکلات برنامه ریزی و هماهنگی را افزایش می دهد. اگرچه هر یک یا وظایف شرکت نفت کاملاً متمایز است، اما همه آنها با یک محصول مرتبط هستند، نفت، زیرا از منابع به سمت مصرف کنندگان نهایی حرکت می کند.

این وظیفه برنامه است که ببیند، در واقع، آیا یک طرح کلی تکمیل شده است. اگر به طرح واگذار شود، سه بخش باید متوجه شوند که زمان مورد نیاز برای اخذ تاییدیه ها به میزان قابل توجهی طولانی خواهد شد.

پیشنهاد دیگر انجام برنامه ریزی و مصوبات هماهنگ از طریق شورای انرژی بوده است که نه تنها از نمایندگان سه بخش انرژی و برنامه، بلکه از وزارتخانه های مختلف نیز تشکیل شده است. شورا از چندین مشکل اجتناب ناپذیر رنج می برد: (۱) سه بخش انرژی به طور طبیعی تمایلی به کشاندن سایر شاخه های دولت به کار خود ندارند، (۲) تعداد اعضا به معنای واقعی کلمه بسیار زیاد است که نمی توانند مؤثر باشند، و (۳) بسیاری از اعضا تخصص انرژی بسیار کمی را ارائه می کنند که نمی توانند روی مشکلات موجود برای ایفای نقش سازنده اعمال شوند.

مؤسسه، نقش سازمان برنامه تقویت شده را در اعمال کنترل بر صنایع انرژی توصیه می کند. مسئولیت ها و رویه های طرح باید شامل موارد زیر باشد:

(۱) طرح باید پیشنهادات را برای هزینه های سرمایه ای ارزیابی کند. باید به تمام داده ها، اطلاعات، گزارش ها و موارد مشابه دسترسی کامل داشته باشد. برنامه باید پس از دریافت هر پیشنهاد، یک دوره بررسی را تعیین کند که طول آن به پیچیدگی و بحث برانگیز بودن مشکل بستگی دارد. بررسی پروپوزال های ساده نباید بیش از یک ماه طول بکشد. پیچیده ترین پروپوزال ها نباید بیش از سه یا چهار ماه طول بکشد. طرح باید نظرات سایر بخش های انرژی و وزارتخانه ها را دعوت کند و این نظرات به صورت مکتوب در برنامه جاری شود. پلان باید یک نقد مکتوب و کلی از تمام مطالب دریافتی از همه منابع تهیه کند که باید در دسترس همه طرف ها قرار گیرد. اگر درخواست تخصیص رد شود یا طرحی جایگزین پیشنهاد شود که برای مبتکر غیرقابل قبول باشد، باید یک رد کتبی توسط مبتکر - و سایر سازمان هایی که مایل

به انجام آن هستند - تهیه و در یک دوره زمانی معین به برنامه ارائه شود. سپس برنامه باید تصمیم نهایی خود را دوباره به صورت کتبی اتخاذ کند.

اگر همه چیز به صورت مکتوب باشد، خطر قابل توجه می شود. مسئولیت و ریسک برنامه قابل توجه می شود، اما پس از آن، خطر ارائه توصیه های کتبی همه طرف ها کاملاً نگران کننده است، زیرا یک رکورد باید هر از گاهی در پرتو رویدادهای بعدی حفظ و ارزیابی شود، در نهایت، بخش های انرژی می توانند برنامه را به یک برنامه تبدیل کنند. «مهر لاستیکی» در اعطای مجوز به درخواست اعتبارات سرمایه گذاری با ارائه مطالعات دقیق و دقیقی که تمامی گزینه ها پوشش داده شده و اقتصادی ترین راه حل به وضوح مشخص شود. این امر مستلزم یک رویکرد هماهنگ برای برنامه ریزی توسط سه بخش انرژی است که هدف نهایی ایده آل است. بدون شک چندین سال زمان لازم است تا سه بخش انرژی به چنین شایستگی و همکاری دست یابند.

(۲) برنامه باید یک رویکرد هماهنگ به بخش ها را برای برنامه ریزی تسهیلات تشویق کند.

(۳) در غیاب شواهدی مبنی بر اینکه بخش های انرژی مربوطه در انجام این کار کوتاهی می کنند، طرح باید به انجام یا حمایت از مطالعات اولیه ادامه دهد. در جلد اول مؤسسه تعدادی از مطالعات را برای انجام توصیه کرد. طرح باید مسئول تعیین در بخش های انرژی باشد که این تحقیق را انجام می دهند (تا حدی که طرح موافقت کند که انجام تحقیق ضروری باشد)، و در غیر این صورت، برنامه باید خود مطالعات را انجام دهد یا حمایت مالی کند.

(۴) در آینده قیمت انرژی باید بیشتر مورد بازنگری قرار گیرد. انرژی به سرعت در حال تبدیل شدن به ارزش فزاینده در سراسر جهان است و این واقعیت در نهایت ایران را تحت تاثیر قرار خواهد داد. برخی از سازمان های دولتی باید گزارش هایی را از هر یک از بخش های انرژی در مورد هزینه ها، سودآوری و مالیات ها و همچنین توصیه هایی برای تغییرات قیمت ها دریافت کنند. از آنجایی که پلن باید در ارزیابی پیشنهاد های سرمایه گذاری به بسیاری از موضوعات مرتبط بپردازد، منطقی به نظر می رسد که پلن باید مطالب ارائه شده در مورد قیمت گذاری توسط بخش های انرژی را نیز بررسی کند و یک توصیه کلی و

مکتوب در مورد تغییرات قیمت ها تهیه کند. تصمیمات نهایی در مورد تغییرات قیمت بدون شک توسط محافل عالی دولتی اتخاذ خواهد شد.

(۵) مطالعه موسسه به مسائل انرژی داخلی محدود شده است و تنها می تواند این سوال را مطرح کند که چقدر و چه نوع کنترلی باید بر استراتژی و سرمایه گذاری های مربوط به صادرات انرژی وجود داشته باشد. به دلیل سرمایه ای که احتمالاً برای این منظور در دسترس است، باید به این سوال دقت کرد. پیشنهاد نمی شود که این مسئولیت را برنامه ریزی کنید: این یکی از چند جایگزین است.

متأسفانه سازمان برنامه دارای مشکلات داخلی زیادی است که از حوصله این تحقیق خارج است. اما خود طرح نیاز فوری به تحقیقات گسترده در مورد اهداف، سیاست ها و رویه ها، برنامه ریزی دارد. سیستم اطلاعات مدیریت، سازمان و غیره. تا زمانی که این کار تکمیل شود و تغییرات اعمال شود، اثربخشی طرح ادامه خواهد داشت. در کشوری که قرار است سالانه ۱۰ یا ۱۱ درصد رشد نامحدود داشته باشد، این سازمان کلیدی باید به شدت مدرن شود.

منابع:

۱- Policy Considerations For The Long Range Energy Plan For Iran (by SHERMAN H. CLARK AND PAUL T. DAVIS)