تعیین قیمت گاز صادراتی ایران بر اساس قیمت سایه با رویکرد برنامه ریزی خطی[1]

دکترعلی اصغر اسماعیل نیا[2]

چکیده:

نیاز کشورهای دنیا به این حامل انرژی همراه با بهره مندی ایران از مخازن عظیم گاز طبیعی، صادرات این حامل انرژی را به موضوعی اجتناب ناپذیر برای کشور تبدیل کرده است. ضمن آنکه درآمدهای صادراتی این حامل می تواند جانشین مناسبی برای درآمدهای نفتی کشور باشد. سئوال اصلی این پژوهش این است که با وجود محدودیت در تامین گاز طبیعی برای مصارف داخلی و همچنین تامین گاز جهت صادرات، در صورت تمایل کشور به صادرات گاز طبیعی، چه قیمتی باید به ازای هر متر مکعب دریافت شود؟

برای پاسخگویی به این سوال، با رویکرد برنامه ریزی خطی، منفعت ملی ناشی از تخصیص گاز طبیعی برای مصارف مختلف را در کنار یکدیگر قرار داده و این نتیجه حاصل شده که در صورت تمایل تخصیص گاز به امر صادرات باید کمترین منفعتی که کشور در صورت عدم صادرات گاز می تواند بدست آورد را به هزینه نهایی تولید آن اضافه کرد و آن را به عنوان حداقل قیمت گاز صادراتی(هزینه نهایی به علاوه قیمت سایه) محاسبه کرده که میزان آن به ازای هر متر مکعب برابر ۴۸/۸ سنت دلار است.

واژه های کلیدی: تخصیص بهینه گاز طبیعی، برنامه ریزی خطی، هزینه فرصت، هزینه نهایی، قیمت گاز صادراتی

طبقه بندی JEL: Q۳۴ ،Q۳۰،Q۴۲

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱.این مقاله بر گرفته از نتایج طرح مطالعاتی است که تحت همین عنوان با کارفرمایی معاونت پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی انجام شده است.

۲.استادیار گروه اقتصاد انرژی و عضو هیأت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی-aeketabi@gmail.com

مقدمه:

وابستگی شدید اقتصاد جهان به منابع انرژی از دیرباز شرایطی را فراهم کرده که همواره این منابع و کشورهای صاحب آن، نقش مهمی را در تحولات جهانی و جهت گیری های اقتصادی عهده دار بوده اند. از اوایل دهه هفتاد میلادی در چارچوب سیاستهای اتخاذ شده توسط کشورهای صنعتی و بسیاری از کشورهای در حال توسعه، برای متنوع کردن منابع انرژی و عدم اتکا بیش از حد به انرژی نفت به دلیل شرایط امنیت عرضه آن، سایر منابع انرژی مورد توجه قرار گرفته اند. از این میان ویژگی هایی چون فراوانی و تعدد منبع، ملاحظات زیست محیطی، کیفیت مناسب به عنوان یک سوخت و ماده خام ارزان و نیز جانشینی یکنواخت به جای فرآورده های نفتی سبب شده است که گاز طبیعی به عنوان یک حامل انرژی مهم به حساب آمده و سهم آن در تقاضای انرژی اولیه رشد یابد و تولید ومصرف جهانی آن نیز در سالهای اخیر به طور اساسی رو به ازدیاد باشد.

ایران با توجه به دارا بودن ذخایر سرشار و غنی گاز طبیعی، سهیم بودن در بزرگترین حوزه گازی شناخته شده دنیا (حوزه گازی پارس جنوبی) و موقعیت ویژه سیاسی و جغرافیایی، از جایگاه ممتازی دراین عرصه برخوردار است. به رغم سهم قابل توجه ایران در ذخایر گاز طبیعی، سهم ایران درتولید و تجارت گاز طبیعی ناچیز است. ایران به رغم داشتن دومین ذخیره (۱۵/۸ درصد) در مقایسه با سهم صادرات بسیار اندک بوده و سهم آن در صادرات گاز به یک درصد هم نمی رسد. این در حالی است که کشور روسیه با داشتن ۲۳/۷ درصد از ذخایر گاز جهان دارای سهم ۲۱ درصدی در صادرات گاز طبیعی و کشور قطر با ۱۳/۵ درصد از ذخایر جهانی دارای سهم ۷/۸ درصدی در صادرات است. البته باید توجه داشت که ۷۲/۵ درصد مقدار صادرات قطر از طریق گاز طبیعی مایع شده(LNG) انجام می گیرد که ایران در این زمینه هنوز هیچ فعالیتی انجام نداده است.

از این رو با توجه به نقش نفت و گاز در کسب درآمد ارزی و جایگاه آن در روند رشد و توسعه کشور و همچنین نقش آن از دیدگاه‌های مختلف سیاسی و اقتصادی در ابعاد ملی، منطقه‌ای و جهانی به مثابه یکی از بزرگترین دارنده ذخایر نفت و گاز و قرارگرفتن در موقعیت استراتژیک، لازم است تا به حضور کشور در عرصه بین المللی انرژی توجه بیشتری شود.

در ایران با بهره مندی از مخازن عظیم گاز طبیعی، صادرات این حامل انرژی می تواند جانشین مناسبی برای درآمدهای نفتی کشور باشد. در عین حال استفاده صحیح از منابع نفتی کشور، به منظور افزایش طول عمر آنها و برخورداری نسل های آینده از این ذخایر، ایجاب می کند تا با اتخاذ روشهایی برای حفظ و صیانت مخازن نفتی تلاش شود که یکی از این روش ها تزریق گاز به مخازن نفتی برای افزایش راندمان تولید است.

استفاده از گاز طبیعی برای صادرات به این دلیل اهمیت دارد که مخازن نفتی با مشکلات تولیدی مواجه بوده و از طرف دیگر صادرات گاز طبیعی و حضور در بازار های جهانی نیز به عنوان یک نیاز برای کشور مطرح شده است. حضور در بازار جهانی و فروش گاز طبیعی در قالب قرارداد دو جانبه (بوسیله خط لوله) با این ابهام مهم مواجه

است که قیمت گاز مبادله شده بین دو طرف باید بر اساس چه اصول و منطقی تعیین شود که موضوع مورد بررسی این مقاله است.

۱. بررسی وضعیت موجود عرضه و تقاضای گاز طبیعی

عرضه گاز طبیعی به داخل کشور به سه عامل وابسته است. اول، ظرفیت پالایش گاز طبیعی که در واقع ظرفیت تولید گاز سبک در کشور را نشان می دهد دوم، واردات گاز طبیعی که به نوعی می تواند به عرضه داخلی گاز طبیعی کمک کند. و سوم، میزان تعهد صادراتی که باید از سقف گاز قابل عرضه کم شود. لذا عرضه گاز طبیعی از تراز بین تولید داخل و واردات از یک طرف و تعهد صادراتی از طرف دیگر حاصل می شود.

بنابر این برای محاسبه حجم عرضه گاز طبیعی باید ظرفیت تولید داخل آن تعیین شود. گاز سبک از گاز غنی منابع نفت خام و گاز میادین مستقل به ترتیب در کارخانجات گاز و گاز مایع، پالایشگاه های گاز و واحدهای نم زدایی تولید می شود. بدین ترتیب تولید گاز سیک در کشور وابسته به ظرفیت پالایش گاز طبیعی است. مطابق جدول (۱) ظرفیت پالایش گاز طبیعی کشور در پایان سال ۱۳۸۸ برابر ۴۹۷/۵ میلیون مترمکعب در روز بوده که در مقایسه با سال ۱۳۸۳ حدود ۳۰ درصد افزایش یافته است.

جدول۱): ظرفیت پالایش گاز طبیعی کشور**(ارقام: میلیون مترمکعب در روز)**

	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
فجر (کنگان)	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰
خانگیران (شهید هاشمی‌نژاد)	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵
بید بلند ۱ و مسجد سلیمان	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۳/۵	۲۳/۵	۲۳/۵	۲۳/۵
گورزین	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۲/۱	۲/۱
سرخون	۱۴/۱	۱۴/۱	۱۴/۱	۱۴/۱	۱۴/۴	۱۴/۴
دالان	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
پارس جنوبی	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰	۱۴۰	۱۹۰	۱۹۰
پارسیان	۲۵	۲۵	۸۱	۸۱	۸۱	۸۱
ایلام	–	–	–	۶/۸	۶/۸	۶/۸
سایر: شامل نم‌زدایی، گنبدلی، شوریجه، سراجه*	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲
جمع کل	۳۸۳	۳۸۳	۴۴۰	۴۴۶/۸	۴۹۷/۵	۴۹۷/۵

* سایر شامل گنبدلی و شوریجه (B و D) = ۴/۵ میلیون متر مکعب در روز

نم‌زدایی سراجه = ۰/۷ میلیون متر مکعب در روز

ظرفیت گزارش شده در سال ۱۳۸۷ دربرگیرنده فازهای ۱ تا ۵ و فاز ۹ و۱۰ است.

تولید پالایشگاه بید بلند مربوط به تولید گاز سبک در کارخانجات گاز و گاز مایع مناطق نفت خیز جنوب است.

مأخذ: گزارشات سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال های ۱۳۸۵-۱۳۸۸ و و ترازنامه هیدروکربوری سال های ۱۳۸۷و ۱۳۸۸

بخش دوم عرضه گاز طبیعی وابسته به حجم واردات است. واردات گاز طبیعی به کشور از سال ۱۳۷۶ با ۱/۱ میلیون متر مکعب در روز آغاز شده که به تدریج در دوره زمانی ۸۵-۱۳۷۶ افزایش یافته و به حدود ۱۷/۲۵ میلیون متر مکعب در روز رسید. لیکن در زمستان سال ۱۳۸۶ با قطع گاز توسط کشور ترکمنستان به علت اختلافات فیمابین در مورد قیمت، میزان متوسط واردات گاز از این کشور به ۱۶/۳ میلیون متر مکعب در روز کاهش یافت، اما مجدداً در سال ۱۳۸۷ افزایش یافته و در سال ۱۳۸۸به ۱۵ میلیون متر مکعب کاهش یافت.

عامل سوم تعیین کننده در عرضه گاز طبیعی، صادرات گاز طبیعی و تعهدات مرتبط با آن است که باید از توان عرضه گاز طبیعی به داخل کشور کسر شود. البته می توان در برخی مواقع مانند سال ۱۳۸۶ به تعهدات صادراتی عمل نکرد ولی در مقابل باید جرائم مرتبط با عدم اجرای تعهد را پذیرفت. به هر صورت صادرات گاز طبیعی از ایران در بهمن ماه ۱۳۸۰ با متوسط ۰/۹۸ میلیون‌مترمکعب در روز به کشور ترکیه آغاز شد. بدین ترتیب میزان صادرات در دوره زمانی ۱۳۸۵-۱۳۸۰ افزایش یافته و به حدود ۱۵/۳۵ میلیون‌مترمکعب در روز رسید، لیکن به علت زمستان بسیار سرد ۱۳۸۶ و تامین کمبود مصارف داخلی برای مدت زمان کوتاهی، صادرات گاز طبیعی قطع شد. در نتیجه میزان متوسط صادرات به این کشور در مقایسه با سال ۱۳۸۵ به ۱۴/۹ میلیون‌متر مکعب در روز کاهش یافت. این میزان صادرات اگر چه در سال ۱۳۸۷ به ۱۲/۲ میلیون متر مکعب در روز کاهش یافت اما با افزایش قابل توجهی در سال ۱۳۸۸ به ۱۷/۲ میلیون متر مکعب در روز رسید.

در مورد تقاضای داخلی گاز، همانطوریکه درجدول(۲) نشان داده شد، طی سال‌های ۸۸-۱۳۸۳ متوسط مصرف روزانه کشور از رشد معنی داری برخوردار بوده است. با نگاهی به شاخص حداکثر مصرف روزانه باید گفت که بدون اعمال محدودیت در مصارف نیروگاه‌ها و صنایع، کسری در تراز گاز طبیعی کشور وجود داشته، که یکی از دلایل اصلی آن را می توان تأخیر در بهره‌برداری از فازهای پارس جنوبی و نیز قیمت پایین گاز و رشد بالای مصرف دانست.

جدول (۳) ترکیب مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف را نشان داده که با وجود این که مصارف نیروگاه‌ها طی سال‌های ۸۸-۱۳۸۳روندی افزایشی دارد ولی سهم آن از کل مصارف کشور کاهش نشان می دهد. که این امر به سبب محدودیت‌های اعمال شده برای مصارف نیروگاه‌ها در چهار ماهه سرد سال است.

بخش صنایع عمده نیز به لحاظ مصرف و درصد آن از کل مصارف کشور، دارای روند افزایشی بوده که گازرسانی به این بخش نیز در چهار ماهه آخر سال با مشکلات و کمبودهایی مواجه بوده است.

جدول۲): مصارف گاز طبیعی در کشور (ارقام:میلیون مترمکعب در روز)

سال / شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
متوسط مصرف روزانه (بدون تزریق)	۲۶۷/۷	۲۸۳	۳۱۴/۸	۳۵۳/۱	۴۰۲/۹	۴۳۸/۴
حداکثر مصرف روزانه (بدون تزریق)	۳۹۵	۴۲۰	۴۴۰	۴۶۵	۵۱۰/۱	۵۵۴/۴۵
مصرف سالیانه (میلیارد مترمکعب در سال)	۹۷/۷	۱۰۳/۳	۱۱۴/۹	۱۲۸/۹	۱۴۷/۰۷	۱۶۰/۰۱۶
گاز تزریق شده به مخازن	۸۰/۰۵	۷۷/۱۵	۷۳/۱۷	۷۱/۲	۷۷/۷۴	۷۹/۰۱

مأخذ: گزارش عملکرد سالیانه شرکت ملی گاز ایران سالهای ۱۳۸۵-۱۳۸۸ و تراز نامه هیدروکربوری سال های ۱۳۸۵-۱۳۸۸

جدول۳): ترکیب مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف

سال	خانگی/تجاری/صنایع جز		صنایع عمده		نیروگاه‌ها	
	درصد	میلیاردمترمکعب	درصد	میلیاردمترمکعب	درصد	میلیاردمترمکعب
۱۳۸۳	۵۳/۸	۵۲/۸	۱۱/۷۵	۱۱/۲	۳۴/۴	۳۳/۶
۱۳۸۴	۵۲	۴۹/۵	۱۲/۳	۱۳/۳	۳۵/۷	۳۴/۹
۱۳۸۵	۵۴/۱۲	۵۹/۱	۱۳/۲۴	۱۴/۵	۳۲/۶۳	۳۵/۶
۱۳۸۶	۵۶/۷۴	۶۹/۵	۱۳/۰۹	۱۶	۳۰/۱۷	۳۷
۱۳۸۷	۵۲/۵	۶۹/۴	۱۵/۲	۲۰/۱	۳۲/۳	۴۲/۷
۱۳۸۸	۵۳/۷	۷۵/۸	۱۶/۲	۲۳/۲	۲۹/۹	۴۲/۲

مأخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال های ۱۳۸۵-۱۳۸۸

۲.بررسی پیشینه موضوع

پژوهشی به نام "برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی ونحوه تخصیص بهینه آن تا سال ۱۴۰۳" از سوی دفتر انرژی سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور انجام شده که در آن وضعیت آینده کشور از منظر تولید و مصرف گاز طبیعی به عنوان مهمترین حامل انرژی در سبد عرضه انرژی اولیه بررسی شده است. همچنین

این موضوع مورد امعان نظر قرار گرفته که کشور برنامه های زیادی در جهت گسترش مصرف گاز طبیعی در دستور کار دارد و از طرف دیگر نیاز به حضور در عرصه بین المللی صادرات گاز نیز مطمح نظر هست. از این رو موازنه تولید و مصرف(داخلی و صادرات) در کشور اهمیت زیادی دارد. از این رو باید به نحوه تخصیص گاز و هزینه فرصت مصرف آن در بخش های مختلف توجه کرد.(سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، ۱۳۸۵)

در این پژوهش، پس از بررسی وضعیت تولید و مصرف گاز طبیعی کشور و استخراج موازنه تولید و مصرف، این موضوع مورد بررسی دقیق قرار گرفته که چگونه باید با محدودیت تولید گاز طبیعی، مصارف مختلف را پاسخ گفت به نحوی که تخصیص بهینه گاز طبیعی به مصارف مختلف حاصل شود. این مسئله یعنی شناخت نحوه تخصیص بهینه گاز به مصارف گوناگون و اهمیت محدودیت و ملاحظات مصرف بخش ها گرفته است.

برای بررسی نحوه تخصیص گاز طبیعی به مصارف مختلف از یک مدل برنامه ریزی خطی کمک گرفته شده است. مدل برنامه ریزی مورد نظر از یک تابع هدف که همان حداکثر کننده منافع کشور از تخصیص گاز به مصارف مختلف است، تشکیل شده و قید های این مدل نیز به هزینه تخصیص گاز به هر کدام از بخش ها مربوط است.

نتایج مدل برنامه ریزی خطی نشان می دهد که هزینه فرصت تولید و فروش یک متر مکعب گاز اضافی و باتوجه به فرض های توضیح داده شده در هشت ماهه عادی سال ۱۷/۶ و در چهار ماهه سرد سال ۲۲/۸ سنت در هر متر مکعب است.

مقاله ای به نام عنوان تخصیص بهینه گاز طبیعی: تزریق به چاههای نفت یا صادرات در سال ۱۳۸۷ تهیه شده که در آن، مقایسه منافع اقتصادی ناشی از تخصیص یک متر مکعب گاز به صادرات و یا تزریق به چاههای نفتی انجام شده است. از آنجایی که تخصیص گاز برای مصارف داخلی، بخصوص جهت تزریق به مخازن نفتی از اولویت مهمی برخوردار است و بدلیل محدودیت های تولید گاز طبیعی در سالهای اخیر، به میزان لازم این تخصیص صورت نگرفته است، این سوال مورد بررسی قرار گرفته که بین تخصیص گاز طبیعی جهت صادرات و یا تخصیص آن جهت تزریق به مخازن نفتی، کدامیک منافع بیشتری برای جامعه بدنبال خواهد داشت.

از این رو در این مقاله سعی شده از طریق یک مدل برنامه‌ریزی خطی، منفعت ملی ناشی از تخصیص گاز طبیعی برای تزریق بیشتر(مازاد بر تزریق فعلی) به چاههای نفت و صادرات، حداکثر شود. برای بررسی این موضوع، از یک مدل برنامه ریزی خطی که تابع هدف آن حداکثرشدن منفعت جامعه بوده و تابع قید آن تامین حداقل سایر نیازهای جامعه در مصرف گاز (این نکته در قید فرض شده که تامین گاز طبیعی مصرفی

سایر بخش ها در اولویت بوده و مازاد گاز طبیعی در دسترس به امر صادرات یا تزریق به مخازن نفت اختصاص یابد) می باشد، استفاده شده است. نتایج مدل بر اساس نرم افزار QSB نشان دهنده آن است که به ازاء تخصیص یک متر مکعب گاز طبیعی به امر تزریق به مخازن نفتی در مقایسه با صادرات، منفعت بیشتری نصیب کشور می شود. به عبارت دیگر نتایج این مقاله نشان می‌دهد استفاده از گاز طبیعی در امر تزریق به مخازن نفتی به میزان ۹/۳۸ سنت به ازای هر متر مکعب بیشتر از صادرات با قیمت نفت ۵۰ دلار به ازای هر بشکه منفعت نصیب کشور می کند و در نتیجه اولویت بیشتری در مقایسه با صادرات دارد.(اسماعیل نیا و سجادی، ۱۳۸۷)

مقاله ای در ارتباط با منافع حاصل از تزریق گاز نیز منتشر شده که در این ارتباط نگارنده ضمن بررسی و اولویت بندی مصرف گاز طبیعی جهت تزریق به چاههای نفت و یا صدور آن به سایر کشورها، به این جمع بندی می رسد که عدم تزریق گاز به چاههای نفت خسارات جبران ناپذیری به کشور وارد می کند که براحتی قابل چشم پوشی نبوده و لازم است تا با حساسیت بیشتری مورد توجه قرار گیرد.

این مقاله با روش تحلیلی و توصیفی به تشریح این موضوع می پردازد که سئوال های زیادی در مورد گاز طبیعی مطرح است که باید به آنها پاسخ روشن داده شود. تمرکز این سئوال ها بر توجه به امر صادرات گاز و حضور در بازارهای بین المللی و عدم توجه کافی به منافع تزریق گاز به چاههای نفت اختصاص دارد. در مجموع نتایج بررسی های مقاله نشان از آن دارد که تزریق گاز برای کسب منافع ملی در مقایسه با صادرات منفعت بیشتری برای کشور بدنبال خواهد داشت.(سعیدی، ۱۳۸۱)

مقاله ای به نام"بررسی مکانیسم های قیمت گذاری گاز طبیعی در مناطق مختلف" با هدف تحلیل بازارهای جهانی عمده و روند شکل گیری تدریجی آنها نگاشته شده است. این مقاله با روش تحلیلی مکانیزم قیمت گذاری در بازارهای جهان بررسی انجام گرفته است.(رحیمی، ۱۳۸۱)

این پژوهش روش های مختلف قیمت گذاری گاز طبیعی را در مناطق گوناگون مورد بررسی قرار داده است. هدف از بررسی شناخت رابطه میان قیمت های گاز طبیعی و نفت خام و همچنین متغیرهای تاثیر گذار بر قیمت گاز در مناطق مختلف است. بر این اساس نتایج حاصله، رقابت شدید میان عرضه کنندگان جهت حفظ و تامین بازارها وجود دارد که منجر به تغییرات چشمگیری در فرمول سنتی قیمت گذاری LNG آسیا شده است . به علاوه سطح قیمت های LNG آسیا و شدت همبستگی آن با قیمت نفت خام از طرف خریداران تحت فشار و انتقاد قرار گرفته است. خریداران جدید در چین و هند موفقیت های منحصر به فردی را در دست یابی به قیمت های پایین کسب کرده اند . با پیشنهاد ابتکاری خریداران چینی برای ترمینال LNG گویانگ دانگ، آنها نه تنها به قیمت کلی پایین تری برای خرید LNG از استرالیا دست یافته اند، بلکه به واسطه همبستگی کمتر آن با قیمت نفت (۳۰ درصد)، قیمت LNG از ثبات بیشتری نیز

برخوردار شده است. این قرارداد نوعی هشدار برای عرضه کنندگان تلقی می شود زیرا نشان دهنده این حقیقت است که قدرت از فروشندگان به خریداران در حال انتقال است. خریداران در بازارهای سنتی ژاپن، کره و تایوان نیز به موفقیت هایی دست یافته اند .

هارتلی، مدلک و راسهال نیز رابطه میان قیمت‌های نفت خام و گاز طبیعی را با استفاده از اطلاعات ماهیانه بررسی کرده است، و سعی کردند با رابطه ای پایدار هم‌انباشتگی را بین قیمت‌های گاز و نفت با در نظر گرفتن یک پارامتر اضافی پیدا کنند. آنها این پارامتر را به‌جای روند زمان تکنولوژی در نظر گرفتند. به‌صورت دقیق‌تر آنها اینگونه فرض کردند که یک تولیدکننده نیروی الکتریسیته برای کاهش هزینه‌ها برحسب $/MWh از سوختهای جایگزین استفاده می‌کند. به طوریکه افزایش قابل ذکر نیروگاههای سیکل ترکیبی در دهه گذشته، هزینه تولید الکتریسیته با گاز طبیعی را نسبت به سوختهای دیگر بسیار کاهش داده است. از آنجا که در بخش تولید نیرو، رقابت شدیدی میان استفاده از سوختهای مختلف وجود دارد، آنها اینگونه پیش‌بینی کردند که تاثیرات تغییر تکنولوژی بسیار بر رابطه بلند مدت بین قیمت‌های گاز طبیعی و نفت خام مؤثر است.از این رو آنها افزایش بازده تولید الکتریسیته از گاز طبیعی را دلیل افزایش تفاوت قیمت بین نفت خام و گاز طبیعی عنوان کردند.(Hartley , Medlock & Rosthal ، ۲۰۰۷)

سرتیس، رنجر و روئیز پژوهشی در باره وجود سیکل‌های معمول قیمت در کالاهای مصرف‌کننده انرژی در آمریکای شمالی با استفاده از قیمت‌های روزانه گاز طبیعی در هنری هاب و نفت خام WTI طی سالهای ۱۹۹۱ تا ۲۰۰۱ انجام دادند. همچنین هم‌انباشتگی میان قیمت‌های گاز طبیعی در آمریکا و کانادا نیز توسط آنها مورد مطالعه قرار گرفت. آنها به این نتیجه رسیدند که قیمت‌های گاز هنری هاب و گاز مایع کانادا این سیکل‌های عمومی را تأیید می‌کنند. اما چنین رابطه‌ای میان گاز هنری هاب و WTI وجود ندارد. آنها ادعا کردند که عدم دخالت دولت (رفتن به سمت بازار رقابتی گاز طبیعی در آمریکا) باعث نبود ارتباط قیمت‌های منابع انرژی در آمریکا شده است.(Serletis & Rangel-Ruiz ،۲۰۰۴)

ویلار و جوتز ارتباط قیمت‌های نفت خام WTI و گاز طبیعی هنری هاب را با جزئیات بیشتر مورد بررسی قرار داده اند،و وجود یک رابطه هم‌انباشتگی بین این دو قیمت که یک روند مثبت زمانی را نشان می‌دهد، را اثبات کردند. این نشان می‌دهد که میان قیمت‌ها یک رابطه بلند مدت وجود دارند و تفاوت آنها با افزایش زمان ثابت نبوده بلکه افزایش می یابد. آنها یک الگوی تصحیح خطا که شامل متغیرهای مستقل مانند سطح ذخایر گاز طبیعی، متغیرهای موهومی فصلی و متغیرهای موهومی مرتبط با برخی شوک‌های گذرای دیگر بود را بدست آوردند. نتایج تحقیقات آنها یافته‌های سرتیس و رنجر- روئیز را که بیانگر تاثیر ضعیف قیمت WTI بر قیمت گاز طبیعی در هنری هاب بود را تأیید کرد.(Villar & Joutz ،۲۰۰۶)

نتایج مطالعات انجام شده نشان می دهد که قیمت گذاری گاز طبیعی وابسته به قیمت انرژی جایگزین، یعنی فرآورده های نفت خام است. از این رو اصول قیمت گذاری در دنیا بر اساس قیمت انرژی جایگزین تعیین می شود. اما آنچه در اینجا لازم است مورد یادآوری قرار گیرد این است که مبنای قیمت گذاری معرفی شده در مطالعات انجام شده مبنایی برای شکل گاز طبیعی مایع شده مطرح می باشد. همچنین بحث قیمت گذاری برای کالای غیر قابل جابجایی (گاز طبیعی) با بحث قیمت گذاری برای یک کالای قابل جابجایی (گاز طبیعی مایع شده) تا اندازه ای با یکدیگر متفاوت بوده زیرا در قیمت گذاری گاز طبیعی مایع شده امکان تجارت به هر منطقه ای وجود دارد. اما برای گاز طبیعی که تنها از طریق خط لوله امکان انتقال آن وجود دارد، شرایط قیمت گذاری تا اندازه ای متفاوت است. در کنار ویژگی مذکور باید نکته در مورد کشور قابل توجه است که گاز طبیعی مازاد در کشور وجود نداشته و در صورت مذاکره برای صدور گاز، باید از مصرف آن در بخش های دیگر صرفنظر کرد که در این صورت هزینه فرصت صادرات (مصرف آن در داخل) مطرح می شود . از این رو در مطالعه حاضر تاکید فراوانی بر قیمت سایه در محاسبه قیمت می شود. همچنین باید برای صادرات آن در کشور محدودیت تولید وجود داشته باشدو با روش های متداول موجود در دنیا همخوانی و شباهت چندانی نداشته و از این رو مبانی معرفی شده بر قیمت سایه تاکید فراوان دارد.

۳. تراز گاز طبیعی

رشد بالای مصرف و عدم بهره برداری به موقع از طرح های تولید گاز طبیعی در کشور باعث شده بخش های مختلف مصرف به رغم نیاز، مقدار کمتری گاز طبیعی دریافت کنند. اما اولویت تعریف شده در سیستم گاز رسانی کشور، مبتنی بر تامین حداکثری مصرف گاز در بخش خانگی و تجاری موجب می شود که در چهار ماهه سرد سال، نیاز بخش های نیروگاهی، تزریق و تا حدی صنایع، بطور کامل تامین نشود و مازاد عرضه گاز طبیعی پس از تامین نیاز بخش خانگی با اولویت به صنایع، نیروگاهها و تزریق تخصیص یابد. از این رو مطابق جدول (۴) تراز تولید و مصرف گاز طبیعی کشور گویای کسری یا مازاد نیست. زیرا عملا در سمت تقاضا مصرف تامین شده قرار گرفته که با نیاز مصرف واقعی متفاوت است. از این رو تراز واقعی گاز طبیعی باید مطابق نیاز مصرف تدوین شود.

جدول ۴): تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور در سال ۱۳۸۸

بخش های مصرفی	معدل کل	میانگین هشت ماهه	میانگین چهار ماهه سرد
نیروگاه ها	۱۱۵/۶	۱۳۷/۱	۷۱/۲
صنایع عمده	۶۳/۶	۶۱/۱	۶۸/۶
Cng	۹/۳	۹	۱۰
صنایع غیر عمده	۲۹/۹	۲۹	۳۱/۹
خانگی و تجاری	۱۶۸/۲	۱۱۰/۱	۲۸۸/۳
جمع مصارف گاز رسانی	۳۸۶/۶	۳۴۶/۳	۴۶۹/۹
تزریق به مخازن	۱۲/۵	۱۶/۵	۴/۱
صادرات به ترکیه	۱۷/۲	۱۴/۹	۲۲
صادرات به نخجوان	۰/۷	۰/۵	۱
ارمنستان	۰/۷	۰/۵	۱/۱
سوخت استگاه	۴/۴	۳	۷/۳
گاز تخلیه شده به هوا	۰/۲	۰/۲	۰/۱
جمع مصارف	۴۲۲/۱	۳۸۱/۸	۵۰۵/۴
گاز تحویلی به خطوط لوله	۴۰۶/۷	۳۶۸/۷	۴۸۵/۴
گاز تحویلی به خطوط لوله با واردات	۴۲۲/۴	۳۸۱/۸	۵۰۶/۴
تراز گاز	۰/۳۴	۰/۰۳	۰/۹۶

ماخذ: شرکت ملی گاز ایران – مدیریت گاز رسانی – گزارش آماری عملکرد گاز رسانی ۱۳۸۸.

آنچه باید در تراز گاز طبیعی و در ملاحظات مندرج در مدل مورد توجه قرار گیرد، این است که نیاز مصرف گاز طبیعی بخش های مختلف تعیین کننده محدودیت های تامین تقاضا بوده و می تواند نشانگر کمیابی باشد. در غیر این صورت اگر تقاضا با مصرف یکسان در نظر گرفته شود، چیزی به نام کمیابی و تقاضای تامین نشده وجود نخواهد داشت. بدین ترتیب لازم است نیاز مصرف بخش های مختلف تعیین و ارائه شود. برآورد نیاز مصرف در

بخش های مختلف و نیز توان تولید و واردات گاز طبیعی در کشور برای سال ۱۳۸۸، تراز واقعی گاز طبیعی را مطابق جدول (۵) ارائه می کند.

جدول۵): تراز تولید و نیاز مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۸۸

عنوان	متوسط سال	میانگین هشت ماهه	میانگین چهار ماهه سرد
نیروگاه ها	۱۵۷/۲	۱۶۷/۶	۱۳۵/۷
صنایع	۹۳/۳	۹۰	۱۰۰
CNG	۹/۳	۹	۱۰
خانگی و تجاری	۱۶۸/۲	۱۱۰/۱	۲۸۸/۳
جمع مصارف گاز رسانی	۴۲۸	۳۴۴/۸	۵۶۵/۸
تزریق به مخازن*	۱۳۳/۴	۱۲۷/۵	۱۴۵/۱
جمع کل مصارف	۵۶۱/۴	۵۰۴/۲	۷۱۰/۹
تولید و واردات**	۴۰۳/۸	۳۶۵/۹	۴۸۲/۲
تراز گاز	-۱۵۷/۶	-۱۳۸/۳	-۱۹۶/۸

ماخذ: یافته های تحقیق

* قسمتی از تزریق گاز به مخازن نفتی توسط شرکت ملی نفت ایران انجام می گیرد .در اینجا تنها سهم تزریق شرکت ملی گاز ایران تا تامین سقف ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز گاز طبیعی در قسمت مصارف منظور شده است.

** از میزان تولید و واردات به میزان گاز صادراتی محقق شده در سال ۱۳۸۸ کاسته شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۴.روش‌های قیمت گذاری گاز طبیعی

قیمت گذاری گاز طبیعی تا قبل از دهه ۱۹۷۰ در بازارهای بین المللی بر اساس ذهنیت ایجاد شده در میان تولید کنندگان و بدون در نظر گرفتن ارزش واقعی گاز از بعد اقتصادی آن انجام می شد. مبنای ذهنیت آن بود که گاز تولیدی ناخواسته و جانبی (by product) بوده و امکان جذب گازهای همراه در کشورهای تولید کننده وجود نداشت، از این رو این برداشت که فروش گاز به هر قیمتی در بازار بین المللی همراه با منافع اقتصادی حاکم بخواهد بود. از سوی دیگر، چون تولید گاز بیش از تقاضای آن بوده، به مکانیسم های قیمت گذاری چندان

توجهی نمی شد. زیرا بر اساس شرایط آن زمان، هزینه فرصت عرضه گاز برای تولید کنندگان تقریباً صفر در نظر گرفته می شد.

در خصوص سطح مناسب قیمت های گاز طبیعی، بیش از یک دهه است که بحث های مفصلی بین عرضه کنندگان و خریداران گاز طبیعی در بازار بین المللی جریان دارد. از یک طرف عرضه کنندگان معتقدند هنگامی که بهای نفت پایین باشد، مرتبط ساختن تمام یا بخشی از بهای گاز طبیعی به قیمت نفت خام یا فراورده های نفتی می تواند عامل عدم ثبات در قراردادهای بلندمدت صادرات گاز باشد. مضافا این که در صورت کاهش قیمت های جاری نفت تنها تعدادی از پروژه های جدید صادرات گاز در سطح بین المللی توجیه اقتصادی خواهند داشت. بدین ترتیب عرضه کنندگان با ارایه پیشنهادهایی نظیر دخالت دادن عوامل تورمی یا عامل امتیازات زیست محیطی در تعیین قیمت گاز، قیمت های بالاتری را مطالبه می کنند. در مقابل خریداران گاز استدلال می کنندکه دقیقا همین ارتباط و مقایسه قیمت های گاز با سایر فراورده های سوختی باعث افزایش تقاضا و رونق بین المللی آن می شود و در صورتیکه قیمت های گاز طبیعی به عنوان ملاحظات زیست محیطی یا هر علت دیگری از قیمت سایر سوخت های فسیلی فاصله گیرد و افزایش یابد بر اساس اصول علم اقتصاد این امر باعث محدود شدن رشد تقاضای گاز خواهد شد. در این قسمت، برخی از روشهای قیمت گذاری گاز طبیعی ارائه می شود.

۴-۱) قیمت گذاری بر اساس ارزش:

برای قیمت گذاری گاز طبیعی در این روش باید به این پرسش پرداخت که چرا ارزش حرارتی یک واحد گاز با یک واحد نفت خام دارای قیمت یکسان نیست؟ پاسخ این سوال را باید در دامنه استفاده از انرژی ها جست و جو کرد. بطوریکه پالایش نفت خام و تبدیل آن به فراورده های نفتی موجب می شود که ارزش افزوده بیشتری ایجاد شود و دامنه کاربرد انرژی نفت خام به مراتب از گاز طبیعی بیشتر است. بدین صورت قیمت گاز طبیعی نه تنها رابطه یک به یکی با نفت خام ندارد بلکه در دامنه قیمت های مختلف نیز ارتباط آن تغییر می کند. به عنوان نمونه روابط زیر نشان از آن دارند که در قیمت های متفاوت نفت خام، ارزش گاز طبیعی متفاوت خواهد بود. (موسسه مطالعات بین المللی انرژی،۱۳۸۲)

If	Crude oil ≤ 24	P=1.1185 $/MMBtu
If	Crude oil > 24	P=0.068+0.055×Crude oil price

از این رو قیمت گاز طبیعی با ارزش حرارتی معادل نفت خام دارای یک رابطه خطی متفاوت است. همان طور که ملاحظه می شود بیشترین شیب فرمول قیمت تقریباً با ۵۰ درصد قیمت نفت خام برابر است و این مسئله نشانگر این است که ارزش حرارتی در فرمول قیمت گذاری، تقریباً ۵۰ ٪ ارزش نفت خام قیمت دارد.

۴-۲) قیمت گذاری بر اساس هزینه جایگزینی:

این مفهوم قیمت گذاری، از دید اقتصاددانان مقبولیت بیشتری دارد. در این روش ، قیمت گاز در نقطه احتراق (محل مصرف) در ارتباط با هزینه بهترین سوخت جایگزین (که به طور معمول تولیدات حاصل از تقطیر نفت خام است) قرار می گیرد. البته قیمت نقطه احتراق می تواند به دلایل مختلف از جمله اطمینان در استمرار عرضه، کمتر از واقع برآورد شود، و احتمال زیادی نیز وجود دارد که به دلیل تمیزتر بودن و سهولت بیشتر دسترسی به گاز نسبت به نفت کوره و سایر فرآورده های میان تقطیر ، قیمت تعیین شده بالاتر از قیمت نقطه احتراق باشد.

در حال حاضر کلیه مفاهیم قیمت گذاری بر اساس برابرسازی خرج در رفته، نفت خام و تولیدات نفتی را به عنوان سوخت جایگزین گاز وارداتی و در واقع بعنوان قیمت مبنا برای انرژی در نظر می گیرند.

در چارچوب قیمت گذاری گاز طبیعی بر اساس این مفهوم، صادر کنندگان آن دسته از حامل های انرژی را که در طی دوره قرارداد گاز در دسترس بوده و یا با عنوان سوخت جانشین برای گاز می توانند مطرح باشند، را مد نظر قرار می دهند.

معمولا گاز طبیعی به صورت قراردادهای بلند مدت (۲۰ تا ۲۵ ساله) به فروش می رسد و در این قراردادها قیمت نفت خام تاثیر مهمی بر قیمت گاز طبیعی دارد.

قیمت گاز عمدتاً شامل دو جزء است : ۱) قیمت فعلی که در زمان بستن قرارداد تعیین می شود(p.) ۲) فرمولی که بیان کننده تغییر قیمت پایه بر اساس تغییر سایر انرژی هاست. (موسسه مطالعات بین المللی انرژی،۱۳۸۲)

قیمت گاز در زمان t به صورت رابطه زیر مشخص می شود:

$$P_t = P_0 \sum_{i=1}^{N} W_i \left(\frac{A_{it}}{A_{ie}}\right), \sum_{i-1}^{N} W_i = 1, (i = (1,2,\ldots)) \quad (۲)$$

در این قرارداد گاز، ممکن است قیمت حداقلی در نظر گرفته و شروطی دربارهٔ محاسبه قیمت جدید و تجدید نظر آن لحاظ شود. نکته مهمی که باید به آن توجه شود آن است که رابطه مثبتی بین قیمت گاز و قیمت سایر انرژی ها نظیر نفت خام و نفت کوره و .... وجود دارد .

Ait = t قیمت انرژی نوع کمیاب در زمان

Aio = قیمت انرژی نوع کمیاب در زمان پایه

Wi = وزن انرژی نوع I در فرمول مد نظر

۴-۳) قیمت گذاری گاز طبیعی بر اساسLNG با استفاده از مدل S-Curve:

یکی از روش های تعیین قیمت گاز طبیعی صادراتی توسط خط لوله، تعیین قیمت آن بر اساس قیمت گذاری LNG است. زیرا گاز طبیعی مایع شده به عنوان یک کالای قابل تجارت بهتر می تواند از یک نقطه به نقطه دیگر جابجا شده و تحرک پذیری این شکل از گاز طبیعی آنرا به یک کالای قابل تجارت(tradable good) تبدیل کرده است. بدین خاطر می توان با استفاده از قیمت گاز طبیعی مایع شده و کسر هزینه های حمل و نقل و کسر هزینه فشرده سازی، قیمت گاز طبیعی را در نقطه تولید تعیین کرد. اساس تعیین قیمت LNG در آسیا با قیمت نفت خام در ارتباط است. فرمول سنتی قیمت گذاری به صورت زیر است .

$$P_{LNG} = A * P_{Crudeoil} + B \qquad (۳)$$

متغیرها عبارتند از :

P_{LNG} = قیمت LNG به صورت سنت بر میلیون بی تی یو

A= شیب منحنی (نشان دهنده میزان همبستگی آن با قیمت نفت است که معمولاً در قراردادهایی که از اواسط دهه ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۰ منعقد شده اند در حدود ۱۴/۸۵ در نظر گرفته می شود).

$P_{Crudeoil}$ = قیمت نفت خام به صورت دلار بر بشکه

B= مقدار ثابت به صورت سنت بر میلیون بی تی یو

اکثر فروش LNG در آسیا با استفاده از این فرمول صورت می گیرد. در مذاکرات قیمتی که در سال ۲۰۰۰ صورت گرفته است، مقدار ثابت B که در فرمول بالا بدان اشاره شد، در محدوده ۷۰ سنت تا ۹۰ سنت در هر میلیون بی تی یو برای قراردادهای DES تعیین شده اند. شیب منحنی معادل ۱۴/۸۵ بیانگر همبستگی ۸۵ درصدی به قیمت نفت خام است، یعنی اگر قیمت نفت ۱۰ درصد افزایش یابد، قیمت LNG ۸/۵ درصد افزایش خواهد یافت. عمده قراردادها از سبد نفت خام وارداتی ژاپن (JCC) به عنوان شاخص قیمت نفت خام استفاده می کنند.

فرمول قیمت گذاری مذکور تا زمان معرفی فرمول قیمت گذاری S-Curve توسط ژاپنی ها مورد استفاده قرار می گرفت. در اواسط دهه ۱۹۹۰ با مطرح شدن فرمول قیمت گذاری S-Curve در اکثر قراردادها با خریداران ژاپنی مفهوم کمک به فروشنده در قیمت های پایین نفت و کمک به خریدار در قیمت های بالای نفت گسترش بیشتری یافت. بر همین اساس وقتی قیمت های نفت بالاتر از یک حد بالایی باشد، همبستگی میان قیمت نفت و LNG به کمتر از ۵۰٪ کاهش می یابد و زمانی که قیمت ها به کمتر از یک حد پایین برسد، این همبستگی افزایش می یابد.

فرمول قیمت گذاری گاز در ژاپن برای خرید گاز مایع شده بر اساس الگوی S-Curve به شرح زیراست:

$$P=0.1485 * JCC+B+S \qquad (۴)$$

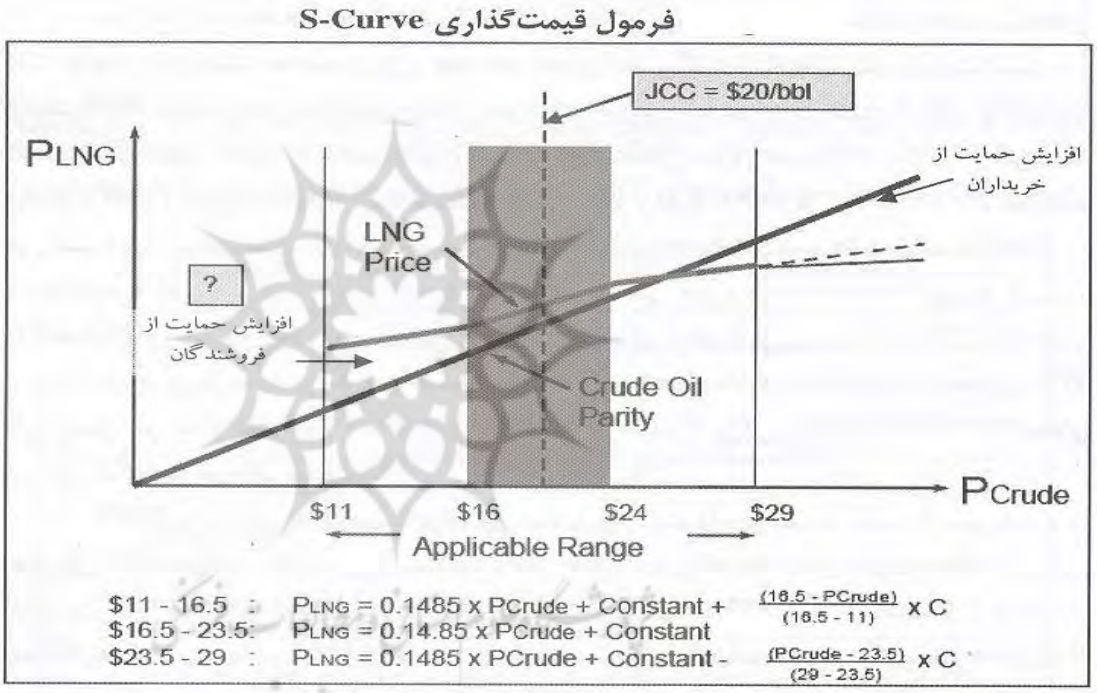
قیمت LNGبه صورت CIF: P

مخلوط وزنی نفت خام های ژاپن: JCC

ضریب ثابت که برابر با باقیمت گازورودی کشورهای عرضه کننده است: B

مکانیزمی برای S شکل شدن منحنی: S

شکل زیر الگوی فوق را برای دامنه مختلف قیمت نفت خام نشان می دهد. چنانچه قیمت نفت خام بین ۱۶/۵ تا۵ /۲۳ دلار باشد، مقدار S درفرمول فوق صفرخواهد بود و از ۲۳/۵ دلار به بالا دارای یک شیب و در قیمت های ۱۱ تا ۱۶/۵ دارای شیب دیگری است. .(اندیشگاه تحلیل گران انرژی فناور،۱۳۸۷)



Evaluating Liguefied Natural Gas (LNG) Options for the State Of Hawaii, April 2007

1. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.

۴-۴)قیمت گذاری بر مبنای قیمت سایه:

اصول تعیین قیمت یک حامل انرژی پایان پذیر بر اساس دخالت قیمت های سایه ای به سال ۱۹۳۱ بر می گردد یعنی زمانی که هارولد هاتلینگ(Hotelling,H. ,۱۹۳۱) مبانی تعیین قیمت یک کالا را ارائه داد. از نظر هاتلینگ قیمت یک کالای قابل تولید در بازار بر اساس منطق بازار رقابتی از برابری P=MC و یا بر اساس منطق بازار انحصاری از برابریMR=MC تعیین می شود. از نظر هاتلینگ این منطق تعیین قیمت مربوط به کالایی خواهد بود که امکان تولید مجدد و بدون محدودیت آن وجود داشته باشد. اما کالایی مانند انرژی دارای این محدودیت است که مصرف آن در این دوره دارای هزینه فرصت عدم امکان استفاده در زمان آینده برخوردار است. چنانچه انرژی در هر دوره ای از زمان مورد استفاده قرار گیرد، دارای یک هزینه فرصت است. هزینه فرصت استفاده از انرژی در آینده، عدم بهره مندی از آن در زمان حال حاضر است. از این دیدگاه هزینه نهایی انرژی با هزینه نهایی متعارف هر کالا در اقتصاد متفاوت می باشد.

از نظر هاتلینگ هزینه نهایی تولید هر واحد انرژی شامل دو بخش است. بخش اول ، شامل هزینه نهایی متعارف که در بر گیرنده هزینه نهایی تولید بوده است، بخش دوم، شامل هزینه بهره مندی(User Cost) استفاده از انرژی بوده که از نظر هاتلینگ هزینه بهره مندی همان هزینه فرصت یا رانت کمیابی و یا قیمت سایه است. از نظر هاتلینگ قیمت هر واحد انرژی از دو جزء تشکیل می شود. بدین ترتیب

$$P=MC+U \qquad (۵)$$

بنابراین قیمت حاملی مانند گاز طبیعی باید از مجموع هزینه نهایی تولید و قیمت سایه آن بدست آید.

۵. اصول قیمت سایه برای قیمت گذاری گاز طبیعی

قیمت‌های تسویه کننده بازار بیشتر در مباحث آکادمیک مطرح می‌شوند . در دنیای واقعی غالبا قیمت‌ها به صورت تنظیم شده وجود دارند. اصول قیمت سایه برای تحلیل اثرات تنظیم گرانه بسیار ضروری است. با این حال به نظر می‌رسد که این اصول در ارزیابی اثرات اقتصادی تنظیم قیمت گاز طبیعی مورد غفلت قرار می‌گیرد. به طوری که اکثر مدل‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی، توجهی به متغیرهای قیمت سایه نمی‌کنند.

با توجه به اصولی که توسط دنتزینگ[۱]، چارنس و کوپر[۲]، کانترویچ[۳]، کپمنس[۴]، دورفمن[۵] و سایرین در ارتباط با تعیین قیمت سایه توسعه داده شده است، قیمت‌های سایه گاز طبیعی قیمت اضافه‌ای است که در صورتی که این

۱.Dentzing
۲.Charnes and cooper
۳.Kantarovich
٤.koopmans
٥.Dorfman

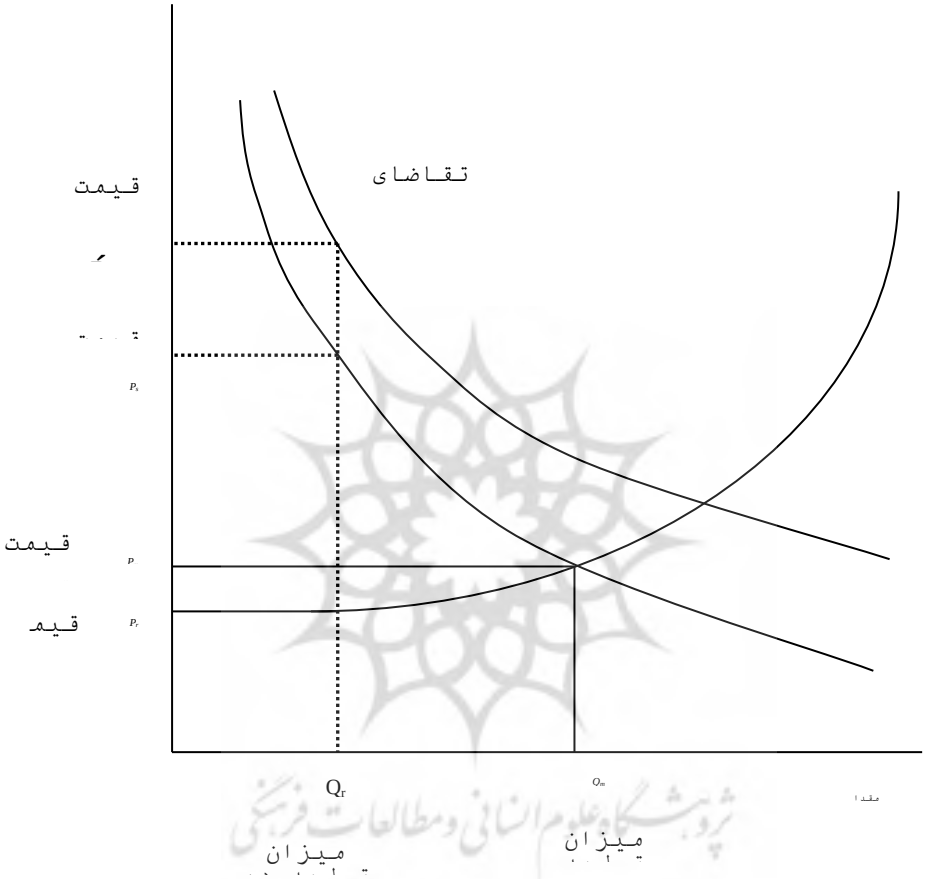
امکان برای مصرف کننده فراهم شود، مصرف کننده نوعی (که گاز بیشتری می‌خواهد ولی به دلیل کنترل قیمت و تنظیم بازار نمی‌تواند به آن دست یابد) حاضر است به ازای هر واحد گاز اضافی بپردازد.

همانگونه که در شکل(۱) نشان داده شده است، در صورتی که همانند قیمت‌گذاری گاز طبیعی در ایالات متحده آمریکا در سال ۱۹۷۸، کنترل قیمت دولتی قیمت گاز طبیعی را در سطح P_r محدود کند، عرضه کننده گاز طبیعی در این قیمت حاضر است به میزان Q_r گاز طبیعی عرضه کند. قیمت منطبق با این مقدار در منحنی تقاضا P_s واحد می‌باشد که بالاتر از قیمت P_r است. این قیمت به وسیله تابع تقاضای گاز طبیعی حاصل می‌شود تابع تقاضای گاز طبیعی تابعی از سایر کالاها و سوخت‌های فسیلی و سایر سوخت‌ها است. بر این اساس تابع تقاضای گاز طبیعی نه تنها تابعی از قیمت گاز طبیعی است بلکه تابعی از قیمت سایر کالاها و سایر سوختها نیز هست. قیمت P_s در این منحنی با مدل‌های تعادل عمومی قابل محاسبه است. این قیمت در واقع نشان دهنده قیمت سایه برای گاز طبیعی می‌باشد.

این راه حل بستگی به حل تعادل رقابتی در سایر بازارها دارد، بازارهایی که با محدودیت‌های قیمتی مواجه نیستند. بازخورد این مبادلات متقابل بین بازارهای مختلف (یعنی قیمت‌های سایه و قیمت سایر کالاها)، در منحنی عرضه و تقاضای گازطبیعی نمود پیدا می‌کند.

تحلیل بازار گاز طبیعی به این سادگی نیست و مباحث پچیده‌تری در این ارتباط وجود دارد. ممکن است انواع مختلفی از گاز در بازار وجود داشته باشند که از نظر اقتصادی شرایط تولید مختلفی دارند. در بازار آمریکا دو نوع گاز در بازار وجود دارد؛ گاز پرهزینه و گاز کم هزینه. گاز کم هزینه از نظر تاریخی مربوط به چاه‌های اولیه است که بازدهی مناسبی از نظر اقتصادی دارند و گاز پرهزینه مربوط به چاه‌هایی است که در قیمت‌های متعارف اقتصادی نیستند و تولید آنها بسیار پر هزینه است. علاوه بر این ممکن است در کنار تنظیم قیمت بازار گاز، بازار آزاد گاز طبیعی برای افراد و شرکت‌هایی که خواهان مصرف بیشتر گاز هستند، وجود داشته باشد. بررسی تحلیل این موارد نیاز به مدل سازی پیچیده‌تری است که بتوان بازار بلندت مدت و کوتاه مدت گاز طبیعی را تحلیل کرد.

پرتال جامع علوم انسانی



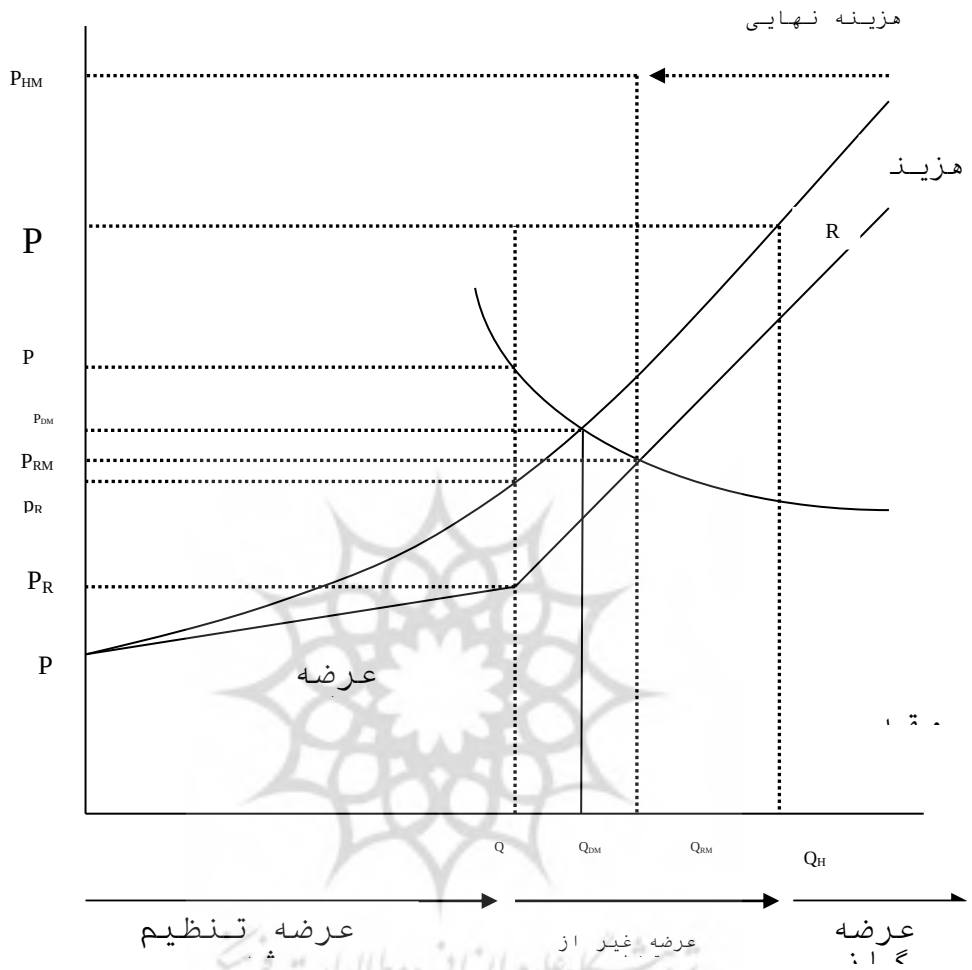
پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

شکل۱): نمایش نموداری قیمت سایه

در شرایطی که در بازار گاز طبیعی انواع مختلف گاز (گاز پرهزینه و گاز کم هزینه) همراه با تنظیم قیمتی و غیر تنظیم شده وجود داشته باشد در شکل(۲) منحنی هزینه نهایی برای گاز طبیعی بیانگر هزینه فزاینده تولید کننده برای عرضه یک واحد اضافی گاز طبیعی است. هزینه گاز قدیمی‌تر در زمان کشف آن بسیار اندک بوده و به دلیل شرایط تنظیم و قرارداد قیمت این گاز همچنان پایین است. افزایش قیمت گاز بر روی منحنی هزینه نهایی از .P به P_R نشان دهنده هزینه افزایشی تولید کننده از گاز تنظیمی است. Q_R حداکثر میزان تولیدی است که توسط چاه‌های قدیمی در قیمت P_R تولید آن اقتصادی است. P_H نیز قیمت کمترین مقدار گاز طبیعی پر هزینه در دسترس در شرایط غیر تنظیم است که برابر با Q_Hاست. محدوده بین P_R و P_H هزینه هر واحدی است که کمتر از Q_H و بیشتر از Q_R می‌باشد. این محدوده بخشی از منحنی عرضه است که تحت شرایط تنظیم قیمتی قرار ندارد. این استثنا به این معنی است که بخشی از منحنی هزینه نهایی از (Q_R , P_R) تا (Q_H, P_H) به طور موثری سرکوب شده است و منحنی هزینه نهایی به اندازه فاصله (Q_H-Q_R) به سمت چپ منتقل شده است.

در شرایط تنظیم قیمت گاز در بازار، منحنی عرضه از نقطه (Q_R , P_R) به نقطه (Q_H, P_H) پرش می‌کند. در غیاب شرایط تنظیم بازار منحنی عرضه بلند مدت با دنبال کردن منحنی عرضه از نقطه (Q_R , P_R) حرکت آرام خود را انجام می‌دهد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



شکل(۲)- ساده‌سازی چارچوب اقتصادی برای قیمت گذاری گاز طبیعی

۶مدل سازی تعیین قیمت گاز طبیعی بر اساس مبانی قیمت سایه

ارائه یک مدل جبری که بتواند با ارزیابی توازن عرضه و تقاضای گاز طبیعی، قیمت‌های سایه را ارائه دهد، کار دشواری است. مطالعات نظری و تجربی مختلفی در ارتباط با پیوند دادن مدل‌های تعادلی با قیمت‌های سایه انجام گرفته است که در این تحقیق با استفاده از یک مطالعه در کشور آمریکا مدل سازی تعادلی برای ارزیابی قیمت-های سایه گاز طبیعی ارائه می‌شود. برای این منظور در این بخش از یک مدل سیستمی استفاده شده که در برگیرنده ۱۲ معادله است. ساختار عمومی مدل در برگیرنده بخش‌های زیر خواهد بود:

(۱) قیمت گاز طبیعی: برای i امین نوع از گاز غیر مرتبط (سایه ساحلی، عمق ساحل و دریا) در m امین بازار در سال t :

الف) قیمت سرچاهی برای گاز تنظیم شده و غیر تنظیم شده:

- تنظیم شده:

به صورت برونزا تعیین می‌شود P_{imt}^{reg}، P_{imt}^{margin}،

- تنظیم نشده:

$$\begin{cases} P_{imt}^{dereg} = \lambda P_{imt}^{margin} + (i-\lambda) P_{im(t-1)}^{dereg} \end{cases}$$

که P_{imt}^{margin} بوسیله مدل برای گاز تنظیم نشده محاسبه می‌شود.

ب) میانگین وزنی قیمت سرچاهی برای بازارهای مختلف:

$$P_{it} = \frac{(P_{i1t}^{n} + P_{i2t}^{n})^{1/n}}{2}$$

n در عبارت فوق اشاره به انواع مختلف گاز طبیعی دارد (ساحلی و دریایی).

(۲) مجموع عواید اضافی[۱] ؛ A_{it}:

$$\ln(A_{it}) = [c_0 - c_1(\sum_{s=0}^{t-1} A_{is})] + c_2 ln\left(\frac{(P_{i,t-1} + c_3 P_{oil,t-1})^{n_1}}{(drilling\ cast_{t-1})^{n_2}}\right) + c_4 \ln\left(\frac{P_{i,t-1}}{P_{oil,t-1}}\right)$$

که در عبارت فوق n_1 و n_2 از عبارت قبلی به دست می‌آید.

(۳) تمایز بین بازارها در حد درون استانی و برون استانی از طریق کسر زیر به دست می‌آید:

$$(\text{درون استانی})_t = \frac{1}{1 + \left(\frac{P_{i,inters,t}}{P_{i,intra,t}}\right)^{n}}$$

[۱] - total Reserve Additions

$$(\text{بین استانی}) = ۱ - (\text{درون استانی})_t$$

(۴) تمامی چاه‌های حفاری شده برای دستیابی به m در سال t_A کشف شده است:

$$DD_{it_A} = max_{over\ t}\left\{\left|c_۱ \frac{(P_{imt} - V_{Fmt}R_{Fmt})^n}{drilling\ cost_t} - c_۲\right| A_{imt_A}\right\}$$

که V_{Fmt} قیمت سایه وابسته به بردار عوامل در سال t برای بازار m است. R_{Fm} نیز کسری از عواید اولیه است که در سال t باقی مانده است (در عبارت (۹) توضیح داده شده است).

(۵) تابع عواید اولیه نسبت تولید[۱]:

$$\mathrm{RPTRR}_{\mathrm{imt_A}} = \frac{۱}{c_. + c_۱ P_{imt_A}^{-n}}$$

که تابعی از قیمت است و تغییرات بنیادی در مولفه‌های اقتصادی چاه‌های گاز طبیعی را نشان می‌دهد. زمانی که هزینه تولید چاه‌ها و قیمت گاز طبیعی نسبت به هزینه حمل و نقل پایین باشد، نسبت فوق اقتصادی خواهد بود.

(۶) نسبت تولید در سال t

(۷) کل نرخ تولید برای بازار m:

$$Q_{mt} = Q_{mtexog} + \sum_i \sum_{t_A} \sum_{t_D} Q_{imt,t_D,t_A}$$

طرف راست تابع فوق برابر است با نرخ برونزای گاز به اضافه مجموع نرخ تولید.

(۸) قیمت فروش متوسط بازار m:

$$\hat{P}_{\mathrm{mt}} = \frac{\mathrm{Q_{mtexog}P_{mtexog}} + \sum_{\mathrm{i}} \sum_{\mathrm{t_A}} \sum_{\mathrm{t_D}} (\mathrm{P \times Q})_{\mathrm{imt,t,r_D,r_A}}}{\mathrm{Q_{mt}}}$$

سمت راست عبارت فوق برابر است با قیمت سرچاهی متوسط وزنی تولید به اضافه mark-up حمل و نقل.

(۹) تعدیل نرخ تولید متناسب با نرخ پیمانکاری- بردار valve

$$\mathrm{V_{Fmt}} = \frac{۱}{(۱ - c_۱) + c_۱ e^{-c_۲(\overline{P}^*_{mt} - \overline{P}_{mt})}}$$

[۱] - Initial- reserve- to- production-ratio factor

بردار valve تابعی از اختلاف بین قیمت سایه $\overline{P}^{*}_{mt}$ و قیمت واقعی فروش $\overline{P}_{mt}$ می‌باشد.

(۱۰) تقاضا در بازار m:

$$\ln D_{m,t} = c_{\cdot} - E_{GG}\, ln\overline{P}^{*}_{mt} + \sum E_{GK} lnP_{kt} + c_{۱}\, lnIIP_T + C_{۲} lnINC_t + c_{۴} lnHDD_t$$

در عبارت فوق k نشانگر سایر سوختهاست. طرف راست رابطه فوق تابعی است از قیمت سایه گاز طبیعی، قیمت سایر سوخت‌ها، شاخص تولید صنعتی (IIP)، درآمد شخصی (INC) و درجه حرارت روزها. برای بازارهای مسکونی، تجاری، صنعتی و حمل و نقل مدل‌سازی متفاوتی می‌توان در نظر گرفت.

(۱۱) در بازار m عرضه برابر با تقاضا در نظر گرفته می‌شود:

$$\mathrm{Q_{total\ m,t}} = Q_{mt}$$

قیمت سایه در نوسان خواهد بود مگر اینکه عرضه و تقاضا به طور متوازن حفظ شود.

(۱۲) قیمت سرچاهی نهایی تنظیم نشده:

$$lnP_{imt} = (۱ - a) lnP_{im,t-۱} + a ln(\overline{P}_{mt} + b\left(e^{c(\bar{P}^{*}_{MT} - \bar{P}_{mt})} - ۱\right))$$

درصد تغییر در قیمت (مطلق) نباید از شرط زیر فراتر رود: $\left|\frac{\ln(P_{imt})}{\mathrm{P_{imt-۱}}}\right| \leq \mathrm{c_{max,t}}$

در مورد قیمت تنظیم نشده، قیمت نهایی گاز سرچاهی در بازار تابعی است قیمت سرچاهی سال‌های پیشین (متوسط قیمتی آن سال‌ها) و تفاوت بین قیمت سایه و قیمت واقعی ($\bar{P}^{*}_{MT} - \bar{P}_{mt}$).

هدف از ارائه مباحث فوق، پیش زمینه‌ای برای مدل سازی بازار گاز طبیعی در کشور است که با استفاده از آن ارتباط قیمت‌های سایه با عرضه، تقاضا و قیمت بازاری گاز طبیعی مشخص شود. در این ارتباط متغیرهای مختلفی مورد نیاز خواهد بود و عوامل موثر بر عرضه و تقاضای گاز طبیعی باید به دقت مشخص شود. برای این منظور از تجربه مدل‌سازی بازار گاز طبیعیی در کشور امریکا استفاده می‌شود. این مدل از طریق برخی جرح و تعدیل می-تواند برای بازار گاز طبیعی کشور مورد استفاده قرار گیرد که در ادامه به آن پرداخته می شود.

۷. قیمت سایه و رویکرد برنامه ریزی خطی

قیمت سایه ارزیابی یا بهای ضمنی کالا یا خدمتی است که قیمت بازار ندارد . قیمت‌های سایه در تحلیل هزینه فایده و در انطباق برنامه‌ریزی ریاضی بر اقتصاد برنامه‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. این قیمت‌ها ، هزینه ی فرصت تولید یا مصرف کالایی را نشان می‌دهند، و در اقتصاد مورد معامله قرار نمی گیرند. این قیمت ، منعکس کننده هزینه‌های نهایی تولید یا ارزش نهایی استعمال آنها به عنوان منابع یا داده‌ها است. در صورتی که قیمت‌های بازار هزینه‌های فرصت را منعکس نکنند تحلیل هزینه – فایده می‌تواند جایگزین قیمت‌های سایه شود. محصول تولید شده یا صادر می شود ،یا عنوان کالای جایگزین واردات در داخل مورد مصرف قرار می‌گیرد. قیمت‌های سایه‌ای محصول، هزینه‌ای است که در صورت عدم تولید داخلی محصول، باید صرف واردات آن شود. در مورد نهاده‌ها و عوامل تولید نیز قیمت‌های سایه برابر با قیمت این نهاده‌ها در حالتی است که اقتصادی‌ترین کاربرد را دارند.

معمولاً قیمت‌های سایه‌ای با هزینه فرصت مورد سنجش قرار می گیرند. قیمت‌سایه‌ای هر نهاده عبارت است از هزینه های فرصت از دست رفته در اثر عدم بکارگیری آن نهاده در تولید(Richmond & et al, ۲۰۰۷). این مطلب در مورد نهاده‌های قابل مبادله و غیر قابل مبادله مطرح است. قیمت بازار متغیرهای موجود اعم از محصول، نهاده های داخلی غیر قابل مبادله و نهاده‌های خارجی وارداتی همان قیمتی است که برای آنها پرداخت می‌شود.

تین برگن برای اولین بار در سال ۱۹۵۴ قیمت‌های سایه‌ای (محاسباتی) را چنین تعریف کرد: "قیمت‌های سایه‌ای نشان دهنده ارزش حقیقی یک عامل تولید یا یک محصول در شرایط تعادل قیمت‌ها است" که اصولا این قیمت-ها از قیمت‌های بازار متفاوت بوده و نشان می‌دهد که عوامل جغرافیایی، شغلی و زمانی، در تعیین قیمت‌های سایه‌ای تاثیر مستقیم دارند. (سالاری، ۱۳۸۱).

مسئله اقتصاد به یک تعبیر از تخصیص بهینه منابع محدود (کمیاب) به نیازهای نامحدودسخن می گوید. از نظر ریاضی این مسئله بهینه‌سازی می پردازد. چنانکه در اقتصاد خرد معمول است، اگر این مسئله ایستا در نظر گرفته شود، می‌تواند به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی مقید در نظر گرفته شود که تابع هدف آن مطلوبیت (نیازهای نامحدود) و قید های آن هم منابع محدود هستند. همتای این مسئله نیز حداقل سازی هزینه‌های مصرف کننده در اقتصاد خرد است . معمول‌ترین روش برای حل چنین مسائلی استفاده از شرایط کان–تاکر است. اما چنانچه، این مسئله به طور پویا در نظر گرفته شود، به مسئله ریاضی تعیین مسیرهای زمانی برای تخصیص عوامل می رسد که در ذات خود یک مسئله کنترل است و با استفاده از تکنیک های کنترل بهینه از جمله هامیلتون میتوان آنرا حل کرد. اقتصاد کلان بیشتر با چنین مسائلی سر و کار دارد. اولین تکنیک بهینه‌سازی را کارل فردریش گاوس ابداع کرد. اما عمده اصطلاحات مورد استفاده در این حوزه به دوره معاصر برمی‌گردد (Cherchye and Van Puyenbroeck, ۱۹۹۹).

اصطلاح برنامه ریزی خطی را نخستین بار جرج دانتزیگ در ۱۹۴۰ میلادی به‌کاربرد. اصطلاح برنامه‌ریزی در حوزه بهینه‌سازی به معنای برنامه‌نویسی برای کامپیوتر نیست، با این همه، رایانه‌ها، امروزه به شکل گسترده‌ای در حل مسائل ریاضی مورد استفاده قرار می‌گیرند. ریشه این اصطلاح به کاربرد واژه «برنامه» در ارتش ایالات متحده برمی‌گردد که در اشاره به طرحهای لجستیک و آموزشی به کار می‌رفت که دانتزیگ آن را مورد مطالعه قرار داد.

یکی از ویژگیهای مهم برنامه ریزی خطی آن است که حل هر مساله همزاد مدل اولیه، قیمت های سایه را به دست می دهد. قیمت های سایه در برنامه ریزی خطی عبارت است از ارزش یک واحد اضافی از هر عامل تولید به شرط ثابت بودن سایر شرایط. به عبارت ساده تر قیمت سایه ای نشان دهنده حداکثر بهایی است که بهره بردار حاضر است برای به دست آوردن یک واحد اضافی از هر عامل تولید بپردازد (عادل آذر، ۱۳۸۳). واضح است که این قیمت دقیقا معادل اضافه ارزشی است که در تابع هدف به ازای افزایش یک واحد از عامل محدود کننده به دست میآید و این خود شرط بهینگی در تحلیل نهایی است. به عبارت ساده در این حالت برای هر عامل تولید برابری درامد نهایی و هزینه نهایی خواهد بود.

۸. روش مطالعه:

بر اساس مقادیر تولید و تامین گاز طبیعی کشور و نیز مقادیر قابل پیش‌بینی مصرف، موازنه تولید و مصرف حاصل خواهد شد. جدول موازنه تولید و مصرف کشور، روشن می کند کشور چه میزان گاز طبیعی برای تخصیص به صادرات در اختیار خواهد داشت. چنانچه مازاد گازی برای تخصیص به صادرات در اختیار نباشد و یا تخصیص گاز طبیعی برای صادرات به قیمت عدم تامین تقاضای داخلی باشد، می توان مفهوم کمیابی و تخصیص بهینه را مطرح ساخت. از این رو اگر تراز گاز طبیعی مثبت باشد به این مفهوم است که مازاد عرضه گاز طبیعی می تواند برای صادرات تخصیص پیدا کند.در این حالت اساسا تعیین قیمت سایه بر اساس تدوین مسئله ثانویه مفهوم پیدا نمی کند. اما چنانچه تراز گاز طبیعی نشان دهنده پایین تر بودن عرضه از سطح تقاضا باشد در این صورت کمیابی مفهوم یافته و اساسا تعیین قیمت سایه بر اساس تدوین مسئله ثانویه با رویکرد برنامه ریزی خطی جهت حداکثر سازی منافع کشور، امکان پذیر خواهد شد.

به دلیل محدودیت در عرضه گاز طبیعی و کمیابی ، باید عرضه ی در دسترس، به نیازهای مختلف تخصیص یابد. از این رو برای تخصیص گاز طبیعی به مصارف گوناگون، می توان در قالب یک مسله بهینه یابی مقید با آن برخورد و که از طریق روش برنامه ریزی خطی به آن پاسخ داد. از این رو مدل برنامه ریزی خطی برای بهینه یابی مقید قابل استفاده خواهد بود.

برای پاسخگویی به مسئله با توجه به کمیابی، لازم است تابع هدفی را برای کشور ترسیم کرد که محدودیت آن تولید گاز طبیعی است. یک مدل برنامه ریزی خطی بر مبنای به حداکثر رساندن منافع کشور به واسطه تخصیص گاز به هر یک از بخش ها به مثابه تابع هدف در نظر گرفته شده است. در حداکثر سازی تابع هدف ،قیدهایی در زمینه ی تامین گاز بخش خانگی و تجاری، تزریق و حمل و نقل در حد فعلی و صادرات به ترکیه مطابق قرارداد، مورد توجه است. در تنظیم تابع هدف و استخراج ضرایب هر یک از متغیرها، منافع خالص تخصیص گاز به هر بخش بر اساس هر متر مکعب گاز باید مورد محاسبه قرار می گیرد.

از این رو در قالب مدل برنامه ریزی خطی و شکل دهی مسئله اولیه برای نحوه تخصیص بهینه گاز طبیعی به مصارف مختلف، نحوه تخصیص بهینه گاز به مصارف گوناگون با توجه به محدودیت ها از جمله میزان تولیدتعیین می شود. سپس با تنظیم مساله ثانویه قیمت سایه(واقعی) گاز طبیعی تخصیص یافته به مصارف مختلف بر اساس یک مدل برنامه ریزی خطی تعیین می شود. با حل مسئله ثانویه مشخص خواهد شد که به لحاظ منافع اقتصادی ارزش واقعی گاز طبیعی تخصیص یافته به هر یک از بخش های اقتصادی چه میزان خواهد بود و اولویت تخصیص نیز چگونه باید باشد. بنابراین برای گاز قابل تخصیص به صادرات روشن خواهد شد که ارزش واقعی آن باید به چه میزان تعیین شود که این ارزش واقعی از حداکثر سازی منافع اقتصادی تعیین شده است.

۹.ارائه مدل و تخمین آن :

گاز طبیعی در کشور در بخش های خانگی و تجاری، صنایع، نیروگاه ها، حمل و نقل و تزریق به مخازن نفتی مورد استفاده قرار می گیرد. با اختصاص هر متر مکعب گاز طبیعی به بخش های یاد شده(بجز تزریق)، فرآورده های نفتی مصرفی در آن بخش آزاد و با توجه به خاصیت تجاری بودن آنها، امکان صادرات و یا عدم امکان واردات انها حاصل می شود. در مورد تزریق نیز، استحصال مقدار بیشتر نفت خام منفعت حاصل از آن خواهد بود.

۹-۱) معرفی کلی مدل:

مدل کلی مورد استفاده را می توان بصورت زیر بیان داشت.

تابع هدف مدل بر اساس حداکثر سازی منفعت حاصل از تخصیص گاز طبیعی به بخش های مختلف قابل تعیین است. بدین ترتیب می توان تابع هدف را به صورت زیر تعریف کرد:

$$MAX:\ Z = c_1X_1 + c_2X_2 + c_3X_3 + c_4X_4 + c_5X_5$$

که در آن

X_1 :میزان گاز اختصاص یافته به بخش خانگی تجاری

X_2 :میزان گاز اختصاص یافته به بخش صنایع

X_3 :میزان گاز اختصاص یافته به بخش نیروگاهی

X_4 :میزان گاز اختصاص یافته به بخش حمل و نقل(CNG)

X_5 :میزان گاز اختصاص یافته جهت تزریق

C_1:ارزش جایگزینی یک متر مکعب گاز طبیعی با فرآورده در بخش خانگی

C_2:ارزش جایگزینی یک متر مکعب گاز طبیعی با فرآورده در بخش صنعت

C_3:ارزش جایگزینی یک متر مکعب گاز طبیعی با فرآورده در بخش نیروگاهی

C_4:ارزش جایگزینی یک متر مکعب گاز طبیعی با فرآورده در بخش حمل و نقل(CNG)

C_5:ارزش تزریق یک متر مکعب گاز طبیعی با توجه به امکان ازدیاد برداشت نفت خام

از آنجایی که هر یک از بخش های یاد شده ، حداکثر می توانند تا سقف معینی گاز طبیعی مصرف ک و همچنین توان تولید گاز طبیعی نیز دارای محدودیت می باشد، لذا لازم است تا قیدهای مدل برای حداکثر سازی تابع فوق نیز بصورت زیر ارائه شود:

ST:

$$0 \le X_1 \le \alpha$$

$$0 \le X_2 \le \beta$$

$$0 \le X_3 \le \gamma$$

$$0 \le X_4 \le \delta$$

$$0 \le X_5 \le \varepsilon$$

$$\sum_{1}^{5} Xi \le P$$

که در آن

α : حد اکثر توان مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی و تجاری

β :حد اکثر توان مصرف گاز طبیعی در بخش صنایع

γ :حد اکثر توان مصرف گاز طبیعی در بخش نیروگاهی

δ :حد اکثر توان مصرف گاز طبیعی در بخش حمل و نقل(CNG)

ε :حد اکثر توان تزریق گاز طبیعی به چا های نفتی

P:حد اکثر توان تولید گاز طبیعی می باشد

۹-۲) تعیین ضرایب تابع هدف:

اولین قدم در برآورد ضرائب تابع هدف در بخش های خانگی و تجاری، حمل و نقل، صنعت و نیروگاه ، محاسبه کردن متوسط ارزش یک لیتر فرآورده(معادل نفت خام) در هر یک از این بخش ها است. بنابر این ابتدا مصرف(معادل نفت خام فرآورده های نفتی) در بخش های مورد نظر بر اساس ضریب تبدیل فرآورده به نفت خام محاسبه می شود. سپس ارزش یک لیتر فرآورده(معادل نفت خام) در بخش های فوق الذکر محاسبه و با استفاده از ضریب تبدیل نفت خام به گاز طبیعی، به ارزش یک متر مکعب فراورده معادل گاز طبیعی تبدیل می شود..

برای برآورد ارزش جایگزینی فرآورده با گاز طبیعی در بخش های اشاره شده باید هزینه های تحمیل شده به سیستم گاز رسانی در بخش های مختلف محاسبه شود. بدین خاطر باید ارزش ذاتی گاز و هزینه های تولید، پالایش، انتقال و توزیع گاز در سال ۱۳۸۸ استخراج شود(جدول ۶). همان طوری که از این جدول مشاهده می شود ارزش ذاتی گاز صفر در نظر گرفته شده است ، علت این است که در این تحقیق قرار است قیمت سایه گاز استخراج شود . با توجه به این که شاکله مدل بر اساس ارزش جایگزینی گاز طبیعی با سایر فرآورده های نفتی در بخش های مختلف ، یعنی بر اساس هزینه فرصت مصرف در سایر بخش های اقتصادی شکل گرفته، قیمت گاز طبیعی تعیین خواهد شد، لحاظ کردن ارزش ذاتی گاز طبیعی موجب می شود که قیمت گاز طبیعی در همه بخش ها به یک نسبت(به میزان ارزش ذاتی) افزایش یابد از این رو در محاسبه هزینه فرصت نمی تواند نقش تعیین کننده ای داشته باشد. البته این به مفهوم آن است که هر چقدر ارزش ذاتی برای گاز طبیعی تعیین شود به همان میزان قیمت صادراتی گاز افزایش خواهد یافت. هرچند در این محاسبه ارزش ذاتی دخالت داده نشده است زیرا محاسبه ارزش ذاتی گاز طبیعی خود بحث پیچیده دیگری است که در این مجال فرصت پرداختن به این مهم فراهم نیست.

جدول ۶): ارزش ذاتی و هزینه های تولید ، پالایش ، انتقال و توزیع گاز

ارزش ذاتی گاز	c$/m۳	۰
هزینه تولید گاز	c$/m۳	۱.۵۵
هزینه پالایش	c$/m۳	۰.۷۷۲۶۳۷
هزینه انتقال	c$/m۳	۰.۸۹۰۱۴۹
هزینه توزیع	c$/m۳	۰.۷۱۴۴۲۸

ماخذ: هزینه ها به ارقام ریال اعلامشده از سوی دفتر بودجه وزارت نفت بوده و بر اساس هر دلار معادل ۱۰۵۰۰ ریال تبدیل شده است.

از آنجایی که هر کدام از بخش های خانگی و تجاری، حمل و نقل، صنعت و نیروگاه ها در سطوح انتقال متفاوتی گاز را دریافت می کنند، دارای هزینه تمام شده مختلفی در صنعت گاز کشور هستند. هزینه تمام شده گاز در

بخش نیروگاهی با توجه به اینکه از خطوط انتقال تغذیه می شود، برابر با هزینه تولید و پالایش گاز بعلاوه هزینه های انتقال است. هزینه تمام شده گاز در بخش صنعت با توجه به تغذیه این بخش از خطوط انتقال و توزیع با مجموع هزینه های تولید ، پالایش ، انتقال و قسمتی از توزیع برابر است. در بخش خانگی با توجه به مصرف آن در سطح توزیع کلیه هزینه های تولید، پالایش، انتقال و توزیع به آن اضافه می شود. در بخش حمل و نقل با توجه به اینکه ایستگاه های CNG از شبکه توزیع تغذیه می کنند ،فشرده سازی گاز طبیعی نیز علاوه بر تحمیل هزینه های تولید، پالایش، انتقال و توزیع گاز طبیعی به میزان هفت Cent/m۳ هزینه فشرده سازی(دفتر بودجه وزارت نفت) به آن اضافه می شود.

باید توجه داشت که علاوه بر هزینه های تولید تا توزیع عنوان شده برای بخش خانگی و تجاری رفتار مصرف کنندگان در هنگام جانشینی گاز طبیعی به جای سایر حامل های مصرفی ارزش جانشینی را تحت تاثیر قرار می دهد. تجربه سالیان گذشته در گاز رسانی به شهر ها و روستاها نشان داده است که در هنگام جانشینی گاز طبیعی بجای نفت سفید در این بخش هر لیتر نفت سفید با ۲/۵ متر مکعب گاز طبیعی و هرلیتر گاز مایع با یک، هر لیتر نفت گاز با ۱/۲۵ و هر لیتر نفت کوره با ۱/۱متر مکعب گاز طبیعی جانشین می شود. علت این امر سهولت و دردسترس بودن گاز طبیعی نسبت به سایر حامل های انرژی است که در واقع الگوی مصرفی را در بخش خانگی تجاری تحت تاثیر قرار داده است. با توجه به سهم هر یک از حامل های گاز مایع، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره در سبد مصرفی بخش خانگی و تجاری، جانشینی یک متر مکعب فرآورده معادل گاز طبیعی در واقع با ۱/۷۱ متر مکعب گاز صورت خواهد گرفت.

با تفریق ارزش هر متر مکعب فراورده معادل گاز طبیعی از هزینه های هر متر مکعب گاز طبیعی تحویلی به هر بخش و نیز لحاظ ضریب تغییر الگوی مصرف بخش خانگی تجاری ارزش یک متر مکعب جانشینی گاز بجای فرآورده در این چهار بخش محاسبه می شود.

برای برآورد ضرائب تابع هدف در بخش تزریق، در این پژوهش میزان گاز تزریقی برای برداشت یک بشکه نفت اضافی، ۸۵ متر مکعب گاز در نظر گرفته شده است. گاز تزریق شده به مخازن نفت به صورت گاز همراه یا گاز کلاهک در مخزن ذخیره می شود و پس از پایان دوره بهره برداری نفت از مخزن، حدود ۸۰ درصد آن مجددا قابل بازیافت و استخراج خواهد بود.(محسن رنانی و دیگران سال ۱۳۸۸)

متوسط هزینه تولید نفت خام در شرایط فعلی در کشور ، حدود ۳ دلار در بشکه برای مناطق خشکی و ۶ دلار در هر بشکه در مناطق فلات قاره است[۱]. با توجه به سهم تولید ۳/۳ میلیون بشکه ای در روز در مناطق خشکی و ۰/۷ میلیون بشکه در روز در مناطق فلات قاره، متوسط هزینه تولید نفت خام در کشور ۳/۵۲ دلار در بشکه می

۱.دفتر بودجه وزارت نفت

باشد. هزینه های تولید و انتقال و تزریق گاز طبیعی به مخازن نفتی نیز برابر با ۲/۸۹ سنت دلار خواهد بود. هزینه های کمپرس و تزریق نیز به ازای هر متر مکعب ۰/۴۴ سنت دلار می باشد.[۱]

با توجه به قیمت نفت خام معادل ۷۶/۵ دلار در هر بشکه[۲]، و هزینه تولید یک بشکه نفت خام و نیز هزینه های مترتب بر تولید، انتقال و تزریق گاز طبیعی به چاه و بازیافت ۸۰ درصد از گاز بازیافت شده و همچنین در نظر گرفتن این واقعیت که تولید نفت خام اضافی می تواند ۱۰ سال دیگر شروع شود و در طول این مدت ارزش زمانی پول برابر ۷/۵ درصد معادل نرخ پیشنهادی صندوق توسعه ملی باشد، ارزش یک متر مکعب گاز طبیعی برای تزریق به مخزن جهت استحصال مقدار بیشتر نفت خام معادل ۲۱۶/۴۴ سنت در هر متر مکعب خواهد بود.

۹-۳) تعیین قیود مدل:

با توجه به اینکه در سال ۱۳۸۸ قطع گاز در بخش خانگی و تجاری وجود نداشته است، فرض می شود که این میزان گاز تخصیص یافته دقیقا برابر نیاز مصرف این بخش باشد. بر این اساس متوسط مصرف در بخش خانگی برابر ۱۶۸/۲ میلیون متر مکعب در روز در نظر گرفته شده است.

در بخش حمل نقل نیز حداکثر نیاز مصرف در سال ۱۳۸۸ تامین شده است. در این بخش بطور متوسط در طول سال ۹/۳ میلیون متر مکعب در روز گاز مصرف شده است.

نیروگاه ها جزء بخش هایی هستند که در زمان کمبود گاز طبیعی، به رغم نیاز با عدم تخصیص گاز طبیعی مواجه شده اند. نیاز مصرف بخش نیروگاهی با ملاحظه تبدیل سوخت مایع مصرف شده به گاز طبیعی(البته برای آندسته از نیروگاههایی که گازرسانی شده و امکان مصرف گاز طبیعی را دارند) برابر ۱۵۷/۱ میلیون متر مکعب در روز برآورد شد.

مطابق نظرات کارشناسی اخذ شده از معاونت برنامه ریزی وزارت نفت، نیاز گاز طبیعی جهت تزریق به منظور جلوگیری از افت سطح تولید، به میزان ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز برآورد شده است. اما باید توجه داشت در حال حاضر قسمتی از تزریق گاز به مخازن نفتی توسط شرکت ملی نفت ایران انجام می گیرد که برای تدوین تراز گاز کشور در سال ۱۳۸۸ در شرایط نیاز مصرف، این مقدار به عنوان داده شده فرض شده و از سهم ۲۰۰ مبلیون متر مکعب شرکت ملی گاز ایران کاسته شده است.

بر اساس برآورد معاونت برنامه ریزی شرکت ملی گاز ایران، بخش صنعت در حداکثر توان خود در سال ۱۳۸۸ می توانست بطور متوسط در طول سال ۹۳/۳ میلیون متر مکعب در روز گاز طبیعی مصرف کند.

۲.همان.

۳.بولتن روزانه امور بین الملل معاونت تحقیقات و برنامه ریزی شرکت ملی نفت ایران شماره های ۴۹۰۲ تا ۵۰۹۰

۹-۴) معرفی مدل نهایی و تخمین آن:

با توجه به برآورد ضرائب تابع هدف و قیدهای مدل در ارتباط با هر یک از بخش های مصرف کننده گاز طبیعی می توان مدل نهایی برنامه ریزی خطی نهایی را ارائه کرد. از این رو با توجه به برآورد ضرائب تابع هدف و قیدهای مدل در ارتباط با هر یک از بخش های مصرف کننده گاز طبیعی در طول سال می توان مدل برنامه ریزی خطی نهایی را بصورت زیر ارائه کرد.

$$MAX: Z = ٤٨.٥X١ + ٤٥.٥٨X٢ + ٤٥.٥٩X٣ + ٤٦.٢٢X٤ + ٢١٦.٤٤X٥$$

ST:

$$٠ \leq X١ \leq ١٦٨.٢$$

$$٠ \leq X٢ \leq ٩٣.٣$$

$$٠ \leq X٣ \leq ١٥٧.٢$$

$$٠ \leq X٤ \leq ٩.٣$$

$$\sum_{١}^{٥} Xi \leq ٤٠٣.٨ \quad ٠ \leq X٥ \leq ١٣٣.٤$$

چنانچه مدل یاد شده بر اساس نرم افزار WinQSP حل شود، نتایج حاصل از نرم افزار بصورت جدول(۷) قابل ارائه است.

آن چنان که نتایج مدل نشان می دهد، گاز تولیدی به بخش های تزریق، خانگی تجاری و حمل و نقل بصورت کامل تخصیص داده شده است . بخش نیروگاهی از ۱۵۷.۲ میلیون متر مکعب در روز نیاز گاز طبیعی، تنها ۹۲.۹ میلیون متر مکعب گاز طبیعی دریافت می دارد و هیچ گازی به بخش صنعت تخصیص پیدا نکرده است. در این حالت درصورت امکان تولید یک متر مکعب گاز اضافی، خالص ارزش آن برابر خواهد بود با ۴۵/۵۹ سنت دلار در هر متر مکعب، به عبارت بهتر در صورت تولید یک متر مکعب گاز اضافی و تخصیص آن به صادرات، هزینه فرصت مصرف داخل آن برابر ۴۵/۵۹ سنت دلار خواهد بود. از این رو چنانچه با تولید اضافی گاز طبیعی، امکان تخصیص گاز به صادرات وجود داشته باشد، باید بر اساس قواعد اقتصادی هزینه نهایی آن به قیمت سایه همانگونه که قاعده هاتلینگ بیان می دارد اضافه شود ، باید قیمت گاز طبیعی برابر با مجموع هزینه نهایی تولید به اضافه قیمت سایه گاز طبیعی باشد. با توجه به اینکه گاز صادراتی در سطح خطوط انتقال عرضه می شود، باید

هزینه های تولید، پالایش و انتقال به هزینه فرصت(قیمت سایه) اضافه شود. بنابر این با اضافه کردن هزینه نهایی تولید هر متر مکعب گاز طبیعی(البته با ارزش ذاتی صفر) به قیمت سایه محاسبه شده به ازای هر متر مکعب(۴۵/۵۹)، قیمت یک متر مکعب گاز طبیعی جهت صادرات برابر با ۴۸/۸ سنت دلار در هر متر مکعب خواهد بود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول۷): نتایج حاصل از حل مدل برای متوسط سال

Decision	Solution	Unit Cost or	Total	Reduced	Basis	Allowable	Allowable
Variable	Value	Profit c(j)	Contribution	Cost	Status	Min. c(j)	Max. c(j)
X۱	۱۶۸/۲	۴۸/۵	۸۱۵۷/۷	۰	basic	۴۵/۵۹	M
X۲	۰	۴۵/۵۸	۰	−۰/۰۱	at bound		۴۵/۵۹
X۳	۹۲/۹	۴۵/۵۹	۴۲۳۵/۳۱	۰	basic	۴۵/۵۸	۴۶/۲۲
X۴	۹/۳	۴۶/۲۲	۴۲۹/۸۵	۰	basic	۴۵/۵۹	M
X۵	۱۳۳/۴	۲۱۶/۴۴	۲۸۸۷۳/۱	۰	basic	۴۵/۵۹	M
Objective	Function	(Max.) =	۴۱۶۹۵/۹۵				
	Left Hand		Right Hand	Slack	Allowable	Allowable	Shadow
Constraint	Side	Direction	Side	or Surplus	Min. RHS	Max. RHS	Price
C۱	۱۶۸/۲	<=	۱۶۸/۲	۰	۱۰۳/۹	۲۶۱/۱	
C۲	۰	<=	۹۳/۳	۹۳/۳	۰	M	
C۳	۹۲/۹	<=	۱۵۷/۲	۴۶/۳	۹۲/۹	M	
C۴	۹/۳	<=	۹/۳	۰	۰	۱۰۲/۲	
C۵	۱۳۳/۴	<=	۱۳۳/۴	۰	۶۹/۱	۲۲۶/۳	
C۶	۴۰۳/۸	<=	۴۰۳/۸	۰	۳۱۰/۹	۴۶۸/۱	
							۴۵/۵۹

ماخذ: یافته های تحقیق

۱۰.تحلیل حساسیت:

آنچه در تعیین قیمت گاز صادراتی تعیین کننده است این موضوع مهم است که ضرایب تابع هدف به شدت از قیمت نفت خام تاثیر پذیرفته و با تغییر قیمت نفت خام و به تناسب فرآورده های نفتی، ارزش جایگزینی یک متر مکعب گاز طبیعی با فرآورده های نفتی تغییر خواهد کرد. همچنین با تغییر قیمت نفت خام، ارزش نفت خام اضافی استحصال شده به دلیل تزریق گاز طبیعی، تغییر خواهد می کند.از این رو مدل برنامه ریزی تدوین شده بدلیل تغییر ضرایب تابع هدف دچار تغییر شده و لازم است قیمت سایه گاز طبیعی با توجه به قیمت های جدید نفت خام مورد محاسبه قرار گیرد. برای این کار ، قیمت های مختلف نفت خام و به تناسب قیمت های گوناگون فراورده های نفتی در ادامه مورد تحلیل قرار می گیرند و حساسیت قیمت سایه نسبت به قیمت متفاوت نفت خام و فراورده های نفتی تعیین می شود.

گرچه بین قیمت نفت خام و فرآورده های نفتی رابطه تنگاتنگی وجود دارد، لیکن این رابطه یک به یک نیست . بنابراین با مراجعه به داده های تاریخی نفت خام و فرآورده های نفتی می توان قیمت های محقق شده را به عنوان مقادیر مرتبط با قیمت نفت خام و فراورده های نفتی تعیین و وارد مدل کرد. با حل مدل، قیمت سایه ای گاز طبیعی در قیمت های مختلف نفت خام مطابق جدول(۸) خواهد بود.

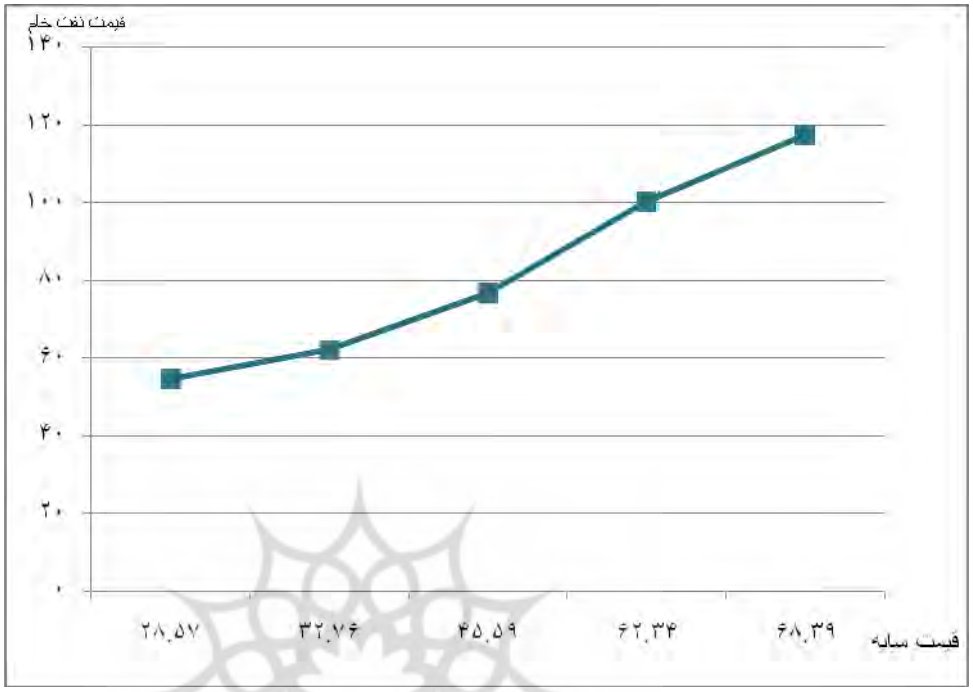
جدول۸): برآورد قیمت سایه گاز طبیعی جهت صادرات در قیمت های مختلف نفت خام

قیمت نفت خام	دلار در هر بشکه	۵۴/۴۳	۶۱/۹۴	۷۶/۵۲	۱۰۰/۰۸	۱۱۷/۲۷
قیمت سایه یک متر مکعب گاز	سنت دلار در هر متر مکعب	۲۸/۵۷	۳۲/۷۶	۴۵/۵۹	۶۲/۳۴	۶۸/۳۹
قیمت فروش یک متر مکعب گاز طبیعی صادراتی	سنت دلار در هر متر مکعب	۳۱/۷۸	۳۵/۹۸	۴۸/۸	۶۵/۵۵	۷۱/۶

ماخذ : نتایج تحقیق

نمودار(۲) قیمت سایه گاز صادراتی را با توجه به قیمت های متفاوت نفت خام نشان می دهد. بطوری که با افزایش قیمت نفت خام، قیمت سایه گاز صادراتی افزایش می یابد. باید توجه داشت که محدودیت گاز طبیعی تولیدی موجب می شود که ارزش سایه گاز طبیعی رابطه مستقیم با نفت خام پیدا کند. چنانچه محدودیت تولید گاز طبیعی کاهش یابد در این صورت می توان گاز مازاد را به مواردی تخصیص داد که منفعت پایین تری دارد. از این رو قیمت سایه یک متر مکعب گاز طبیعی از میزان تعیین شده پایین تر خواهد آمد.

نمودار۲): رابطه قیمت سایه گاز صادراتی و نفت خام در قیمت های مختلف



۱۱.توصیه های سیاستی

با رویکرد استفاده بهینه از منابع گاز طبیعی، می توان توصیه های سیاستی زیر را ارائه داد:

- ایران به رغم داشتن دومین ذخیره(حدود ۱۶ درصد ذخایر گاز جهان) سهم آن در صادرات گاز به حدود یک درصد می رسد. این در حالی است که کشور هایی مانند روسیه با داشتن ۲۳/۷ درصد از ذخایر گاز جهان دارای سهم ۲۱ درصدی در صادرات گاز طبیعی و کشور قطر با ۱۳/۵ درصد از ذخایر دارای سهم ۷/۸ درصدی در صادرات می باشند. در تین مورد لازم است تا اقدامات موثری جهت حضور فعال در عرصه تجارت گاز به عمل آید.
- اولویت اصلی کشور تامین تقاضای داخلی به خصوص در شرایط حداکثر مصرف است. در نبود ذخیره سازی گاز طبیعی و با وجود محدودیت در تولید گاز، قراردادهای یکنواخت صادرات گاز طبیعی شکننده بوده و صادرات در شرایط پیک مصرف را با مشکل مواجه می کند. این امر موجب کاهش قدرت چانه زنی و عدم حضور قوی در بازارهای جهانی خواهد شد.
- عدم ایجاد تعهدات جدید صادراتی و ادامه واردات گاز طبیعی تا بهبود وضعیت تراز گاز طبیعی کشور، به گونه ای که کشور از اطمینان کافی در تامین نیاز مصرف بخش های مختلف برخوردار شود.

- در حال حاضر با وجود قیمت نسبتاً بالای نفت، تزریق گاز دارای صرفه اقتصادی است . حتی می تواند بر مصارف دیگر ارجحیت داشته باشد که نشان دهنده منفعت اقتصادی قابل توجه تزریق در مقایسه با سایر مصارف است. اما باید توجه داشت که عدم تزریق به موقع گاز به این میادین موجب افت شدید فشار و ضریب بازیافت و در نتیجه عدم استحصال بخش قابل ملاحظه ای از نفت در جای این میادین خواهد شد.
- چنانچه کشور،منابع گازی برای صادرات در اختیار داشته باشد ، لازم است تا برای صادرات به کشورهای مختلف به ملاحظات بین المللی و قدرت چانه زنی در دنیای امروز توجه بیشتری کند. این توصیه از آن رو است که در صورت دارا بودن گاز طبیعی لازم است تا به لحاظ قدرت چانه زنی بین المللی میان کشورهای متقاضی دریافت گاز طبیعی ایران، اولویت صادرات به کشورهایی باشد که از قدرت و نفوذ بین المللی بیشتری برخوردار هستند.
- لازم است در صادرات گاز طبیعی و هر کالای دیگری منافع ملی کشور در اولویت اول قرار گیرد. باید تابع هدف صادرات گاز طبیعی کشور، به حداکثررسیدن منافع اقتصادی باشد. این به حداکثر رسیدن منفعت به منزله آن است که قیمت اقتصادی گاز طبیعی و هزینه فرصت آن در قراردادهای صادراتی مورد ملاحظه قرار گیرد. بنابراین توصیه اکید این پژوهش دریافت هزینه فرصت مصرف گاز طبیعی در کشور، از طرف های خارجی قرارداد صادرات گاز طبیعی است تا از این ناحیه زیان اقتصادی متوجه کشور نشود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

منابع:

۱. آذر، عادل،(۱۳۸۳)،" تحقیق در عملیات مفاهیم و کاربردهای برنامه ریزی خطی"، موسسه نشر علوم نوین چاپ سوم.

۲. اندیشگاه تحلیل گران انرژی فناور،(۱۳۸۷)،"مبانی قیمت گذاری گاز طبیعی و توسعه سیاستی برای کشور".

۳. ابراهیمی سالاری، تقی،(۱۳۸۱)،" بررسی کمی مزیت نسبی صادراتی کنسانتره میوه استان خراسان" ۷۹-۱۳۷۰، مجله تحقیقات اقتصادی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، شماره ۶۰

۴. اسماعیل نیا، علی اصغر و سجادی، شیرین"تخصیص بهینه گاز طبیعی: تزریق به چاههای نفت یا صادرات"- فصلنامه علوم اقتصادی، شماره ۲، سال ۱۳۸۸.

۵. برومند، زهرا و بهروز لاری سمنانی،(۱۳۷۷)،"تحقیق در عملیات"، انتشارات هور، چاپ اول.

۶. جوان، افشین،(۱۳۸۰)،"مروری بر مبانی قیمت گذاری گاز طبیعی"، مجله اقتصاد انرژی.

۷. درخشان، مسعود،(۱۳۸۳)،"مشتقات ومدیریت ریسک در بازارهای نفت"، تهران، انتشارات موسسه مطالعات بین المللی انرژی، چاپ اول.

۸. وزارت نفت،"ترازنامه هیدروکربوری کشور"، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، معاونت برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال های مختلف.

۹. وزارت نیرو،" تراز نامه انرژی"، معاونت امور برق و انرژی، سال۱۳۸۶.

۱۰. وزارت نفت"گزارش های مختلف"، مدیریت کل هماهنگی بودجه و نظارت بر طرح های شرکت ها.

۱۱. وزارت نیرو،" آمار تفضیلی صنعت برق"، شرکت مادر تخصصی توانیر،سال ۱۳۸۸.

۱۲. محسن رنانی ، علیمراد شریفی ، رحمن خوش اخلاق ، مصطفی دین محمدی،(۱۳۸۸)،"تعیین اولویت های کاربرد ذخایر گازی ایران (۱۳۸۵-۱۴۱۰)" فصل نامه پژوهشهای اقتصادی – سال نهم – شماره سوم.

۱۳. موسسه مطالعات بین المللی انرژی،(۱۳۸۲)، "مروری بر فرمولهای عملی قیمت گذاری گاز طبیعی براساس قیمت نفت خام".

۱۴. مشیری، سعید،(۱۳۶۶)،"قیمت‌گذاری و نتایج اقتصادی آن در ایران"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تربیت مدرس.

۱۵. مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی،(۱۳۸۵)،"استفاده بهینه از منابع گازی کشور"، معاونت پژوهشی، دفتر مطالعات زیربنایی.

۱۶. سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، (۱۳۸۵)،" برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی و نحوه تخصیص آن تا سال ۱۴۰۳ "، دفتر امور انرژی.

۱۷. سعیدی، علی محمد،(۱۳۸۱)،"برنامه ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز کشور"، مجله مرکز پژوهشهای مجلس ، شماره ۳۴.
۱۸. شرکت ملی گاز ایران،" گزارشات عملکرد سالیانه شرکت ملی گاز ایران"، سال های ۱۳۸۵-۱۳۸۸ .
۱۹. شرکت ملی گاز ایران،" گزارش آماری عملکرد گاز رسانی"، مدیریت گاز رسانی سال۱۳۸۸.
۲۰. شرکت ملی نفت ایران،"بولتن روزانه امور بین الملل"،معاونت تحقیقات و برنامه ریزی شرکت ملی نفت ایران شماره های مختلف.

۲۱. APEC, ۲۰۰۰, Implications for energy Efficiency, the Environment and Supply Infrastructure, Tokyo
۲۲. BP Statistical Review of World Energy June ۲۰۰۹
۲۳. Cherchye ., Laurens, Tom Van Puyenbroeck, ۱۹۹۹, A Shadow Price Approach to Technical Efficiency Measurement, Center for Economic Studies, Catholic University of Leuven, Belgium
۲۴. Essen, van, at el, ۲۰۰۷. Methodologies for external cost estimates and internalization scenarios, Handbook on estimation of external cost in the transport sector, Internalization Measures and Policies for All external Cost of Transport (IMPACT), European Commission
۲۵. EIA,۲۰۰۳,"natural gas price determination".
۲۶. Hotelling,H." the economics of exhaustible resources", Journal of political economics,NO۳۹,۱۹۳۱.
۲۷. Hannesson, Rognvaldur (۱۹۹۸) petroleum economic; issue and strategies of oil and natural gas production; Quorum books, Greenwood publishing group, London
۲۸. Hillier, Y. Liberman, Introduction a la investigation de operations edit. Mc. Graw. Hill ۱۹۹۹
۲۹. Hartly P.,Medlock K., Rosthal J.,"The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices," Institute for Public Policy Rice University, November ۲۰۰۷.

۳۰. Richmond, Amy, Robert K. Kaufmann and Ranga B. Myneni, ۲۰۰۷, Valuing ecosystem services: A shadow price for net primary production, Ecological Economic, PP ۴۵۴-۴۶۲

۳۱. Rafaj, Peter and Socrates Kypreo (۲۰۰۳) Internalization of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL Model, Energy Economics Modeling Group, General Energy Department, Paul Scherrer Institute, Switzerland

۳۲. Serletis A., Rangel-Ruiz R.,"Testing for Common Features in North American Energy Markets," Energy Economics, Vol. ۲۶(۳), pp.۴۰۱-۴۱۴, ۲۰۰۴.

۳۳. Thompson. R.G, F.D. Singleton, ۱۹۸۵, Shadow price principles applied to regulated pricing of Natural Gas, Baltzer Scientific publishing Company, Annals of Operation Research, pp ۲۸۵-۳۱۶An

۳۴. Villar J., Joutz F,."The Relation Between Crude Oil and Natural Gas Prices" Energy Information Administation, Office Of Oil and Gas, October ۲۰۰۶

۳۵. WEC, ۲۰۰۱, Pricing Energy in Developing countries, World Energy Council, London, United Kingdom

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

Determine price for gas export according to shadow price with linier planning model

Esmaeilnia Aliasghar[۱]

Abstract:

Nowadays there is a need for natural gas in almost every country. Considering the fact that Islamic Republic of Iran is the second owner of natural gas reserves in the world, export of this important factor would be one of the most inevitable subjects in our economy. Furthermore, the benefits of oil export can be replaced by the benefits of gas export. But the high level of domestic consumption is of the most restrictive factors in promoting gas export.

The main purpose of this paper is to determine an optimum price for Iran's natural gas export taking into account the domestic versus international demand for the fuel. In this way we practice a mathematical approach with a linear planning model and considering the concept of opportunity cost in our analysis.In this way the optimum price would be reviled by adding the shadow price to the marginal cost. If we allocate our natural reserves to export, we should add the minimum benefits of domestic consumption to marginal cost of production of gas. Obviously it will result in minimum price of gas export which is estimated to be ۴۸.۸ cent per cubic meter.

Keywords: optimization of Natural Gas, Linier Planing, Opportunitiy Cost, Marginal Cost, Price of Gas Export

JEL Classification:Q۳۰-Q۳۴-Q۴۲

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱.Assistant Professor of Ecinimics,Islamic Azad University, Central Tehran Branch, aeketabi@gmail.com