

## تعیین اولویت‌های کاربرد ذخایر گازی ایران

(دوره مطالعه ۱۴۱۰-۱۳۸۵)\*

محسن رنانی<sup>۱</sup>

علیمراد شریفی<sup>۲</sup>

رحمان خوش اخلاق<sup>۳</sup>

مصطفی دین محمدی<sup>۴</sup>

تاریخ پذیرش: ۸۷/۱۲/۱۸

تاریخ دریافت: ۸۶/۱۲/۸

### چکیده

در این مقاله موضوع استفاده بهینه از دارایی منابع گاز ایران در مقاطع بین زمانی و بین کاربرد های مختلف، ارزش سایه‌ای تخصیص ها و انتخاب های مختلف در توسعه منابع گاز در یک دوره بلند مدت مورد بررسی قرار گرفته است. با تعریف یک تابع رفاه اجتماعی، تخصیص گاز به مصارف داخل، تزریق، صادرات یا ذخیره و انتقال بین زمانی دوره-های بهره برداری از منابع گاز در قالب یک مدل برنامه ریزی پویای غیر خطی، مدل‌سازی شده و اولویت‌های تخصیص گاز و مقدار مصارف گاز در بخش‌های مختلف در دوره ۱۴۱۰-۱۳۸۵ مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد: اولویت و مقدار بهینه تخصیص گاز به مصارف مختلف در سالهای آینده تابعی از محدودیت‌های تولید گاز، سیاست انرژی، نرخ تنزیل، هدف‌گذاری تزریق برای حفظ فشار مخازن، فشار افزایشی متوسط یا بالای مخازن نفت و واردات گاز است. در نرخ تنزیل های پایین، تزریق گاز بر صادرات گاز اولویت مطلق دارد. در این حالت تخصیص گاز به تزریق اولویت پیدا می‌کند و مازاد گاز به صادرات تخصیص می‌یابد؛ ولی در نرخ تنزیل های بالاتر، تزریق گاز اولویت مطلق بر صادرات گاز ندارد و مقدار بهینه دو متغیر، همزمان تعیین می‌شود. اگر رشد مصارف نهایی داخلی گاز به صورت تداوم رشد مصرف موجود (متوسط مصرف ۱۱ سال گذشته) تداوم یابد، نتایج نشان می‌دهد که در سالهای مورد بررسی امکان تخصیص گاز به تزریق متناسب با سناریوی حفظ فشار موجود مخازن و صادرات گاز وجود نخواهد داشت و کشور با تراز منفی گاز مواجه خواهد بود. نتایج تحلیل سناریوهای مختلف این مطالعه نشان می‌دهد که تبدیل شدن ایران به صادرکننده بزرگ گاز در دو دهه آینده، سازگار با حداکثر سازی منافع اقتصادی بهره برداری و تخصیص ذخایر گاز کشور نیست.

**واژگان کلیدی:** اقتصاد نفت و گاز، ذخایر گازی، سیاست انرژی، تزریق گاز، صادرات گاز.

طبقه بندی JEL: N75, Q4, O13, P28

\* این مقاله از رساله دکتری آقای مصطفی دین محمدی با عنوان "ارائه الگویی برای تخصیص بهینه منابع گاز طبیعی ایران" به راهنمایی آقای دکتر محسن رنانی استخراج شده است.  
۱، ۲ و ۳. اعضای هیات علمی گروه اقتصاد دانشگاه اصفهان.  
۴. دانشجوی دکتری دانشگاه اصفهان

## ۱. مقدمه

حجم ذخایر اثبات شده گاز ایران در سال ۱۳۸۴ حدود ۲۸ تریلیون مترمکعب برآورد شده است که حدود ۱۶ درصد منابع اثبات شده گاز جهان است (وزارت نفت، ۱۳۸۶). در سال ۱۳۸۵ سهم گاز در سبد مصارف داخلی انرژی در ایران به ۶۰ درصد رسیده است. با ادامه روند رشد مصارف گاز در داخل کشور، سهم گاز در تامین انرژی اولیه کشور در یک دهه آینده به ۷۰ درصد می‌رسد (وزارت نفت، ۱۳۸۵). با روند رشد شتابان انواع مصارف گاز در ایران و ثابت ماندن یا کاهش تولید نفت، صنعت گاز نقشی مهم تر از صنعت نفت در اقتصاد ایران در سالهای آینده به عهده خواهد گرفت.

انتظار می‌رود که مزیت بزرگ بهره‌مندی از منابع عظیم گاز طبیعی بتواند فرصت‌های مناسب برای رونق اقتصادی، توسعه صنعتی و توسعه فناوری پایدار را در ایران فراهم آورد. دستیابی به اهداف فوق نیازمند انتخاب راهبردی مناسب برای توسعه صنعت گاز است؛ اما فقدان راهبرد جامع به یکی از تنگناهای اصلی توسعه صنعت گاز در ایران تبدیل شده است.

مراحل آغازین تخصیص گاز به گزینه‌های مختلف، سهم ناچیز گاز در درآمدهای ارزی، سطوح اولیه توسعه صادرات گاز و پایین بودن اهمیت راهبردی گاز نسبت به نفت در ایران و جهان - تاکنون - موجب شده است که برخی از کارشناسان و اقتصاددانان، زمینه‌ای برای اظهار نظر در مورد راهبرد مطلوب بلندمدت توسعه صنعت گاز در ایران را پیدا کنند. البته با توجه به وابستگی فنی و اقتصادی، بهره‌برداری از منابع گاز ایران و راهبرد توسعه منابع گاز، وابستگی متقابل زیادی به بهره‌برداری از منابع نفت در ایران خواهد داشت.

در این مقاله موضوع اولویت‌های تخصیص بهینه منابع گاز ایران از جنبه‌های اقتصادی مورد توجه قرار گرفته و اولویت‌های تخصیص گاز به مصارف داخل، تزریق و صادرات، در فاصله سالهای ۱۳۸۵ تا ۱۴۱۰ تحلیل و بررسی شده است.

در بخش اول مقاله، سوابق تاریخی و مطالعات انجام شده راهبرد توسعه صنعت گاز در ایران مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش دوم، به مبانی نظری مدل‌سازی تخصیص منابع گاز ایران به مصارف مختلف پرداخته می‌شود. در بخش سوم، با تعریف یک تابع رفاه اجتماعی، تخصیص گاز به مصارف داخل، تزریق و صادرات در قالب یک مدل برنامه‌ریزی پویای غیر خطی، مدل‌سازی شده و اولویت‌های تخصیص گاز و مقدار مصارف گاز در بخشهای مختلف، مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است. در مدل‌سازی، محدودیت‌های تولید گاز در سالهای آینده، حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، رشد مصرف گاز در داخل کشور و سایر متغیرها و پارامترهای مؤثر بر تخصیص منابع گاز ایران مورد توجه قرار گرفته است.

در این مقاله، منظور از صادرات گاز، کل صادرات گاز از طریق خط لوله،<sup>۱</sup> LNG و سایر اشکال انتقال گاز نظیر CNG<sup>۲</sup> یا GTL<sup>۳</sup> است.

## ۲. پیشینه موضوع و مطالعات انجام شده

در سالهای قبل از انقلاب، به واسطه فقدان زیر ساخت‌ها، شبکه‌های انتقال و توزیع، گاز جایگاه مهمی در سبد مصرفی انرژی ایران پیدا نکرده بود. در آن زمان، به واسطه قیمت بسیار پایین گاز در مقایسه با نفت، عملیات اکتشاف به قصد کشف نفت انجام می‌گرفت و در این فرایند، اگر مخزن گازی هم کشف می‌گردید، مورد توجه جدی قرار نمی‌گرفت. تحولات انرژی در دهه ۱۹۷۰ توجه به سایر منابع انرژی را شدت بخشید. در سالهای دهه ۱۳۵۰، برنامه گسترش و توسعه زیر ساخت‌های شبکه‌های انتقال و توزیع گاز مورد توجه قرار گرفت؛ اما پس از انقلاب با وقوع جنگ، رکود زیادی در توسعه صنعت گاز در ایران پدید آمد (مرکز مطالعات استراتژیک، ۱۳۸۴).

به دلیل نوع مصارف خاص و تقریباً بدون جانشین نفت در بخش حمل و نقل و صنعت<sup>۴</sup>، و تجارت آسان آن به دلیل ویژگی‌های فیزیکی انتقال نفت، معادل ارزش حرارتی گاز از نفت کمتر بوده است. از این روی در سالهای پس از جنگ، برای حداکثر سازی درآمد حاصل از بهره برداری و فروش نفت، سیاست جایگزینی گاز به جای نفت و فرآورده‌های آن در کشور در جهت کاهش مقدار مصرف نفت یا نرخ رشد آن و تخصیص نفت برای صادرات، دنبال شده است. لذا در گذشته، تأمین تقاضای فزاینده گاز در داخل کشور، اولویت توسعه صنعت گاز بوده است.

تحولات یک دهه اخیر در ظرفیت‌های بالقوه تولید گاز در کشور و تحول در بازارهای انرژی، جهت‌گیری جدیدی در سیاست‌گذاران دولتی نفت و گاز برای توسعه صنعت گاز در داخل و حضور ایران در بازارهای جهانی گاز ایجاد کرده و «پارس جنوبی بزرگترین میدان مشترک گازی جهان بین ایران و قطر در اوایل دهه ۱۹۹۰ توسط قطر توسعه یافته و در اواخر دهه ۱۹۹۰ پس از وقفه‌ای چندین ساله، انگیزه زیادی برای توسعه سریع میدان پارس جنوبی توسط ایران نیز ایجاد شده و با توجه به امکان افزایش قابل توجه تولید گاز پس از توسعه این میدان، موضوع تخصیص گاز تولید شده به گزینه‌های مختلف، به یکی از مباحث مهم اقتصادی در سالهای اخیر تبدیل گردیده است. توسعه این

1. Liquefied Natural Gas
2. Compressed Natural Gas
3. Gas to Liquid

۴. با افزودن سهم قیر و مصارف انواع روغن‌ها در بخشهای مرتبط با حمل و نقل، سهم نفت در بخش حمل و نقل جهان به حدود ۵۸ درصد می‌رسد. بخش صنعت نیز، ۲۱ درصد از کل تقاضای نفت جهان را تشکیل می‌دهد (IGU, 2006 و OPEC REVIEW, 2005).

میدان بزرگ گازی، امکان تعریف کاربرد های مختلف و جدیدی برای گاز در ایران را فراهم می سازد؛ از آن جمله می توان به توسعه سریع واحدهای پتروشیمی، توسعه صنایع انرژی بر، حمل و نقل مبتنی بر سوخت گاز، صادرات و تزریق اشاره کرد.

با آغاز برنامه سوم، در سیاست های اعلام شده این برنامه به گسترش سریع تولید و مصارف گاز در کشور توجه خاصی شد. وزارت نفت (نفت و توسعه، ۱۳۸۱) سیاست های بلند مدت انرژی کشور در بخش گاز را بهره گیری هر چه بیشتر از منابع گاز طبیعی و افزایش سهم گاز در سبد مصرفی حامل های انرژی از طریق توسعه شبکه داخلی گازرسانی برای کاستن از مصرف یا کاهش رشد مصرف فرآورده های نفتی در داخل کشور و نیز ارتقای جایگاه ایران در صادرات گاز به بازارهای بین المللی اعلام کرد. حضور بیشتر ایران در بازارهای جهانی گاز، موجب افزایش درآمدهای دولت و تنوع آن می - شود.

برخی از کارشناسان مستقل حوزه نفت و گاز با نقد سیاست های فوق، به اولویت تخصیص گاز برای تزریق به مخازن نفت تأکید خاصی می کنند.

درخشان (۱۳۸۱) با یادآوری مطالعات انجام شده تزریق گاز قبل از انقلاب و توصیه تزریق ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز در روز برای تولید صیانتی از میدان های نفتی، بیان می کند که با وجود ضرورت تزریق گاز بیش از مقدار مورد اشاره در آن مطالعات در سالهای پس از انقلاب، تأخیرهای طولانی در تزریق گاز صورت گرفته و تزریق گاز همواره کمتر از مقدار برنامه ریزی رسمی وزارت نفت بوده است. درخشان بیان می کند که علت پایین بودن تزریق گاز و کاهش رسمی آن و نیز پایین تر بودن میزان عملکرد تزریق گاز از برنامه، می تواند عدم اولویت تزریق گاز برای وزارت نفت و نیز کمبود گاز برای تزریق باشد. درخشان استدلال می کند که اگر نیاز واقعی مخازن نفت به تزریق گاز تأمین گردد، مازاد گاز در کشور برای تخصیص به صادرات وجود نخواهد داشت. درخشان با تأکید بر وابستگی راهبرد بهره برداری از نفت به راهبرد توسعه صنعت گاز در سالهای آینده، اولویت توسعه صنعت گاز را در تزریق گاز و تأمین نیازهای داخلی می داند.

سعیدی (۱۳۸۱) بیان می کند سوابق مطالعات تزریق گاز در ایران به اوایل دهه ۱۳۵۰ برمی گردد. مطالعات بر روی بزرگترین میدان های نفتی کشور نشان می داد که در مخازن سنگ آهکی ایران، تزریق گاز در مقایسه با تزریق آب ارجحیت دارد و با تزریق ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز در روز برای یک دوره ۲۰ تا ۳۰ ساله، امکان بازیافت ثانویه ۳۵ میلیارد بشکه نفت از میدان های نفتی مورد مطالعه وجود دارد. طبق برنامه قرار بود از سال ۱۳۶۰، تزریق این حجم از گاز در این میدان ها آغاز شود.<sup>۱</sup>

۱. به واسطه جنگ و محدودیت های دیگر، تأخیر بسیار زیادی در برنامه های افزایش تولید و مصرف گاز در کشور اتفاق افتاد. مثلاً در اوایل دهه ۱۳۶۰، تولید گاز برای تزریق حدود ۲۵۰ میلیون متر مکعب در نظر گرفته شده بود.

شروع جنگ موجب توقف این پروژه بزرگ شد. بر این اساس، استدلال می‌شود که در شرایط کنونی، نه تنها حجم گاز مورد اشاره برای تزریق لازم است بلکه برای جبران تأخیر در تزریق گاز و جبران کاهش فشار مخازن اصلی کشور با برداشت ۳۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفتی از آن تاریخ به بعد و نیز با افزوده شدن مخازن جدید نیازمند تزریق، ۳۵۰ میلیون متر مکعب دیگر در روز - علاوه بر ارقام فوق - نیز برای تزریق مورد نیاز است. درصد بازیافت نفت حاصل از این حجم وسیع تزریق (حدود ۶۰۰ میلیون متر مکعب در روز برای ۲۰ تا ۲۵ سال) ۴۵ میلیارد بشکه برآورد شده است.

مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۸۵) در گزارش "استفاده بهینه از منابع گازی کشور،" اولویت‌های مصارف گاز در کشور را ابتدا مصارف داخلی (که شامل تزریق نیز می‌شود) و سپس صادرات گاز دانسته است. در این گزارش تأکید شده است که تا حدود ۱۵ تا ۲۰ سال آینده، ایران نمی‌تواند صادر کننده گاز باشد و اصولاً ضرورتی در تسریع صادرات گاز با وجود منابع نفت وجود ندارد. در این گزارش آمده است که پروژه تزریق گاز به منابع زیرزمینی (در دو حالت ۱۷۰ و ۴۸۰ میلیون متر مکعب در روز) بر دو پروژه دیگر، یعنی صادرات و مصرف در پتروشیمی ارجحیت مطلق دارد. بر اساس این گزارش به غیر از مصارف بخش خانگی، تجاری و نیروگاه‌های برق که سیاست گذاری آن برعهده دولت می‌باشد، اولویت‌بندی استفاده از مخازن گازی کشور به ترتیب: تزریق گاز به مخازن نفت، تأمین خوراک برای مجتمع‌های پتروشیمی و صادرات گاز می‌باشد.

وزارت نفت (۱۳۸۵) تراز گاز کشور را با عنوان «برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۸۴» در سال ۱۳۸۵ تهیه کرد. در این مطالعه با بررسی منابع تولید و مصرف گاز در بیست سال آینده، تراز گاز کشور بر پایه سناریوهای مفروض، رشد مصرف گاز در بخش‌های مختلف مصرف کننده گاز و با توجه به برنامه افزایش عرضه گاز در داخل و واردات گاز ارائه شده است. در این گزارش، پیش بینی شده است که اهداف مختلف در توسعه صنعت گاز در تأمین مصارف گاز در داخل کشور، تزریق گاز و صادرات گاز، می‌تواند امکان پذیر باشد. مبانی این گزارش، جهت‌گیری سیاست توسعه صنعت گاز توسط مراجع سیاست‌گذار را نشان می‌دهد و در جدول زیر، پیش‌بینی تغییرات در مصارف گاز، در ابتدا و انتهای دوره بررسی، بر اساس مفروضات گزارش در مورد رشد انواع مصارف گاز در ایران مشاهده می‌شود.

در حالی که پس از ۱۵ سال - در سال ۱۳۷۵ - کل تولید گاز غنی کشور به طور متوسط به ۲۵۱ میلیون متر مکعب در روز در سال مذکور رسید. البته از مقدار تولید فوق، بخش قابل توجهی از گازهای همراه نیز به واسطه عدم جمع‌آوری سوزانده شده است.

## جدول ۱. پیش‌بینی تغییرات در مصارف گاز (میلیارد متر مکعب در سال)

انواع مصارف	مصارف نهایی			مصارف واسطه				تلفات	
	خانگی و تجاری	نیروگاه	حمل و نقل	صنعتی عمده	پتروشیمی	تزیق	صادرات	واردات	کل مصرف گاز
برآورد تقاضای گاز در سال ۱۳۸۵	۵۲/۹	۴۵/۳	۰/۴	۱۴/۶	۱۵/۴	۳۸/۳	۸/۸	۵/۸	۱۷۶
برآورد تقاضای گاز در سال ۱۴۰۳	۱۱۱/۳	۱۰۹/۵	۴۳/۱	۱۰۰/۴	۵۸/۱	۴/۱۰۰	۱۷۵/۳	۷۰/۴	۶۹۸/۰
متوسط نرخ رشد سالانه	۰/۰۳۷	۰/۰۴۵	۰/۲۷۰	۰/۱۰۰	۰/۰۶۸	۱/۰۵۰	۰/۱۶۰	۱/۳۳	۰/۰۷۱

منبع: وزارت نفت، ۱۳۸۵.

چند نکته قابل توجه را در این برنامه می‌توان مشاهده کرد:

۱- نااطمینانی زیادی در مورد نرخ رشد مصرف گاز به ویژه مصارف نهایی گاز در ایران در سالهای آینده وجود دارد. در تدوین این برنامه، از گزینه نرخ رشد پایین برای نرخ رشد مصارف نهایی گاز (خانگی و نیروگاهی) استفاده شده است. در بخشهای بعد استدلال می‌شود که تغییر نرخ رشد مصرف در بخشهای مختلف به سیاست جامع انرژی در سالهای آینده وابستگی زیادی دارد.

۲- در این برنامه، پیش‌بینی امکان‌پذیری صادرات حدود ۱۷۵ میلیارد متر مکعب گاز در انتهای برنامه وابسته به واردات ۷۰ میلیارد مترمکعب گاز است. در واقع فرض شده است که بخش قابل توجهی از رشد مصارف نهایی گاز در داخل کشور با واردات گاز پاسخ داده می‌شود. مشخص نیست که آیا کشور ترکمنستان - کشور مورد توجه واردات گاز - چنین گازی را برای صادرات به ایران خواهد داشت و در صورت صادرات، این مبادله با چه قیمتی صورت خواهد گرفت؟

جعفری صمیمی و دهقانی (۱۳۸۶) در مطالعه خود در مورد بهینه‌سازی درآمد ذخایر گازی ایران، تخصیص بهینه گاز طبیعی به گزینه‌های صادرات، پتروشیمی و تزیق را بررسی کرده‌اند. نتایج آنها نشان می‌دهد که از لحاظ میانگین ارزش حال انتظاری و ریسک پروژه‌ها، ترتیب اولویت پروژه‌های گازی کشور به ترتیب صادرات گاز، تزیق گاز و پتروشیمی است.

در برخی از همایش‌ها نیز راهبردهای مطلوب توسعه منابع گاز مورد نقد و بررسی قرار گرفته است و ولی این مطالعات به اجماعی در خصوص راهبرد بلندمدت توسعه منابع گاز ایران دست نیافته است و اختلاف نظر در بین پژوهشگران حوزه نفت و گاز و سیاست‌گذاران وجود دارد. برخی از تصمیم‌گیری‌های مهم صنعت گاز در ایران نظیر صادرات گاز، بر اساس نوعی الگوپذیری و مقایسه مجرد صنعت گاز ایران با سایر کشورهای دارای منابع گاز صورت می‌پذیرد<sup>۱</sup>. مثلاً استدلال می‌شود

۱. مثلاً استدلال می‌شود که کشورهایی نظیر کانادا و نروژ با ۱/۶ درصد و ۲/۴۱ درصد از ذخایر گاز جهان، به ترتیب ۱۴ و ۱۱ درصد گاز جهان را صادر می‌کنند ولی ایران با چندین برابر ذخیره گاز نسبت به کشورهای مورد مقایسه، سهم مهمی از صادرات گاز جهان را کسب نکرده است.

که حجم صادرات گاز ایران در مقایسه با سایر کشورهای دارای منابع گاز، متناسب با ذخایر بزرگ گازی آن نیست و لذا ضرورت دارد جایگاه ایران در تجارت جهانی گاز به سرعت افزایش یابد (حسینی؛ مجموعه مقالات همایش گاز، ۱۳۸۴). چنین مقایسه‌هایی، نتیجه‌گیری‌های مهمی در حوزه تصمیم‌گیری نیز ایجاد کرده است؛ اما به نظر می‌رسد نکات مهم زیر در این نوع از مقایسه مورد توجه قرار نمی‌گیرد:

#### ۱- ذخایر گاز بالفعل ایران

مجموع ذخایر گاز ایران حدود ۱۶ درصد ذخایر جهان اعلام شده است ولی همه این ذخایر به صورت بالفعل قابل بهره برداری نیست و بخشی از آنها ذخایر بالقوه گاز محسوب می‌شوند. در آمارهای رسمی، ایران دومین دارنده گاز جهان با ۲۸ تریلیون مترمکعب ذخیره گاز طبیعی است. ۴۰ درصد ذخایر گاز ایران در میدان مشترک گازی پارس جنوبی با قطر قرار دارد. کشور قطر نیز با دارا بودن ۲۶ تریلیون مترمکعب ذخیره گاز طبیعی در رتبه بعدی قرار دارد. به واسطه ساختار مشترک بخشی از ذخایر گاز کشور با ذخایر نفت، ذخایر بالفعل گاز ایران از ذخایر گاز اعلام شده پایین‌تر است. حدود ۱۶ درصد ذخایر گاز ایران در قالب گازهای همراه و گاز کلاهدک در میدان‌های نفتی قرار دارد (وزارت نفت، ۱۳۸۶). تولید گاز از این منابع، تابعی از تولید نفت یا اتمام دوره تولید نفت در میدان‌های نفتی است و لذا در شرایط موجود، امکان بهره برداری و افزایش تولید گاز در ایران محدود به میدان‌های مستقل گازی (مشترک یا مستقل) است و ذخایر گاز موجود در کلاهدک‌های گازی، ذخایر بالقوه محسوب می‌شود که تا چند دهه آینده، امکان بهره برداری از آنها وجود ندارد. از این رو، ذخایر گاز بالفعل ایران، کمتر از ذخایر بالفعل گاز کشور قطر است (حدود ۹۶ درصد ذخایر کشور قطر، از نوع ذخایر مستقل گازی و غیر وابسته به منابع نفت است).

۲- اندازه متفاوت اقتصاد ایران و نوع کاربردهای گاز در ایران و تفاوت آن با کشورهای مورد مقایسه:

اقتصاد ایران تشابهی از لحاظ اندازه با کشورهای صاحب منابع گاز نظیر امریکا، کانادا، نروژ یا قطر ندارد. بزرگی اقتصادی نظیر امریکا موجب تولید و مصرف بیشتر گاز می‌شود و حتی بخش قابل توجهی از نیازهای خود را وارد نیز می‌کند. قطر نیز به واسطه اقتصاد بسیار کوچک و ذخایر عظیم مستقل گازی‌اش، ظرفیت‌های بالایی از تولید گاز را دارد ولی به دلیل عدم تقاضای گاز در داخل کشور با وجود تعریف کاربردهای مختلف گاز در صنایع انرژی‌بر و پتروشیمی در داخل کشور، چاره‌ای جز صادرات مازاد گاز خود ندارد.

صنعت گاز در بسیاری از کشورهای مورد مقایسه، از دوره گذار در تقاضا وارد دوره پایداری در تقاضا شده است؛ اما ظرفیت بالقوه فراوانی از رشد تقاضا برای گاز طبیعی در ایران وجود دارد. با سهم

بیش از ۶۰ درصدی گاز طبیعی در سبد انرژی اولیه کشور، گاز طبیعی منبع اصلی تأمین انرژی ایران است. با این وجود، پوشش شبکه های گازرسانی برای مناطق شهری و روستایی ایران کامل نشده و به تناسب در حال توسعه بودن اقتصاد ایران، تقاضای نهفته انرژی در بخش های صنعت و خدمات بسیار بالاست. با وجود بالا بودن شدت انرژی در ایران در مقایسه با کشورهای گازی، ظرفیت های زیادی برای افزایش تقاضای گاز در ایران نیز وجود دارد.

کشورهای دارای منابع بزرگ گاز، دارای منابع اولیه متنوعی در تولید انرژی اولیه هستند و افزایش تقاضای انرژی آنها صرفاً با منابع گاز آنها پاسخ داده نمی‌شود. مثلاً سهم گاز در سبد انرژی اولیه کشورهای گازی نروژ، کانادا و روسیه در سال ۲۰۰۵ به ترتیب ۹، ۲۶ و ۵۴ درصد بوده است (BP, 2006). ظرفیت های فنی تولید و قابلیت دسترسی به فناوری های مرزی بهره برداری از گاز نیز رابطه مستقیمی با حجم تولید گاز دارد.

۳- از طرفی کشورهای مورد مقایسه معمولاً صاحب منابع نفت نیز هستند ولی ساختار مخازن نفت آنها و نیز قابلیت دسترسی به گاز در این کشورها به گونه ای است که وابستگی بین بهره برداری از نفت با بهره برداری از گاز در این کشورها وجود ندارد یا در صورت وجود حلقه وابستگی، به طور کامل مورد توجه قرار گرفته است<sup>۱</sup>. به عنوان مثال قطر به عنوان اصلی ترین رقیب ایران در صادرات گاز در منطقه خلیج فارس - با توجه به حجم محدود ذخایر نفت و ساختار فیزیکی ذخایر آن - نیاز قابل توجهی به تزریق گاز ندارد در حالی که در طول سه دهه گذشته، حداقل ۲۰ درصد گاز تولید شده صرف تزریق گاز در ایران شده و نیازهای واقعی هم بیش از این مقدار بوده است. عدم ملاحظه این واقعیات ها و مقایسه صرف سهم ذخایر گاز با سهم صادرات، تشخیص اولویت های توسعه صنعت گاز در ایران را با مشکل مواجه می سازد. لذا توسعه صنعت گاز در ایران در شرایطی مطلوب است که متناسب با واقعیات اقتصادی و اجتماعی کشور انجام پذیرد.

### ۳. مبانی نظری الگوی تخصیص بهینه منابع گاز ایران

تخصیص گاز به مصارف مختلف، دارای هزینه فرصت های متفاوتی است. راهبرد تخصیص منابع گاز طبیعی ایران در سالهای آینده، در حالتی بهینه خواهد بود که همزمان دو شرط زیر را داشته باشد:

- ۱- حداقل کردن هزینه فرصت تخصیص بین دوره های زمانی بهره برداری از منابع گاز؛
- ۲- حداقل کردن هزینه فرصت تخصیص بین بخشهای مختلف مصرف کننده گاز.

۱. به عنوان مثال، الجزایر از صادرکنندگان مهم گاز است ولی حدود ۴۵ درصد گاز تولیدی خود را صرف تزریق به مخازن نفت می کند (OPEC Annual Report, 2005).



در هر مقطع زمانی هم، تخصیص گاز به گزینه‌های مختلف، دارای هزینه فرصت‌های متفاوتی است. لذا در الگویی مطلوب جهت بهره‌برداری از منابع گاز ایران، ملاحظه همزمان دو شرط فوق ضروری است. در این مقاله، از یک الگوی برنامه ریزی غیر خطی پویا برای بررسی ارزش سایه‌ای تخصیص گاز به مصارف مختلف در سالهای آینده استفاده می‌شود. ایده اولیه این مدل از تحقیق جان رز<sup>۱</sup> در بررسی الگوی بهینه تخصیص منابع گاز کانادا برای صادرات و مصرف داخل برگرفته شده و مبانی نظری مدل رز نیز برگرفته از مطالعات کیورین<sup>۲</sup> و کالیمون<sup>۳</sup> است. در این مدل برای بهره‌برداری از منابع گاز کانادا، یک تابع رفاه اجتماعی تعریف می‌شود (Rowse, 1985, 1986, 1995). ویژگی اصلی مدل این است که بهینه‌سازی و ترسیم الگوهای مطلوب از راهبردهای گاز در فضای محقق نشده توأم با عدم قطعیت آینده انجام می‌شود. ناگزیر بر همین اساس، فروض بسیاری برای ترسیم الگوی حرکتی متغیرهای قیمتی و فیزیکی مدل بر اساس سناریوهای مختلف در نظر گرفته می‌شود.

با توجه به ساختار متفاوت منابع گاز در ایران و وابستگی آن به منابع نفت، متناسب با شرایط و مسأله بهره‌برداری و تخصیص منابع گاز در ایران، مدل فوق بسط یافته و برآورد گردیده است. برای تعیین اولویت و مقدار بهره‌برداری از منابع گاز ایران، یک مسأله برنامه ریزی پویای غیرخطی ریاضی مدل‌سازی می‌شود و هزینه فرصت در دو بعد، بین بخشهای مختلف مصرف‌کننده گاز و در طول زمان مورد ملاحظه قرار می‌گیرد. با حل مدل بهینه‌یابی، مقدار بهینه متغیرهای تصمیم به دست می‌آید. مفروضات مدل که در قالب پارامترها و اسکالرها به مدل معرفی می‌شوند، نقش اساسی در تعیین مقدار بهینه متغیرها دارند. از آنجا که ناطمینانی زیادی در مورد پارامترهای مدل نظیر پارامترهای قیمت، ظرفیت تولید یا رشد مصرف گاز در داخل کشور در سالهای آینده وجود دارد، نتایج مدل بر اساس سناریوهای مختلف قابل تحلیل است.

نتایج مدل، اولویت‌های تخصیص گاز به مصارف داخل، صادرات یا تزریق یا ذخیره کردن گاز را مشخص می‌کند، مبنای رتبه‌بندی اولویت‌های تخصیص گاز بر اساس ارزش سایه‌ای آنها در تابع هدف سنجیده می‌شود. در تابع هدف، با توجه به مجموعه قیدهای تصریح شده در بخش زیر، ارزش سایه‌ای تخصیص گاز به گزینه‌های مختلف برآورد می‌شود.

1. John Rowse
2. Quirin
3. Kalymon

## ۳-۱. تابع هدف

تابع هدف، مجموع ارزش تنزیل شده خالص مازاد رفاه مصرف کنندگان داخلی و تولید کننده است. در تابع هدف، متغیرهای مصرف داخلی گاز، صادرات، تزریق و ذخیره گاز قرار دارند که به صورت زیر معرفی می شوند:

$$wf = \sum_{t=1}^T \delta_t * \Lambda_t(dom(t)) + \sum_{t=1}^T \delta_t * pex(t) * exp(t) + \sum_{i=1}^T \delta_i * s(t) * sal(t) + \sum_{t=10}^T \delta_t * (\sum_{t=m}^M \delta_t * poil(t) * oil(t)) * inj(t) \quad (1)$$

$$- \sum_{t=1}^T \delta_t * cdom(t) * dom(t) - \sum_{t=1}^T \delta_t * exp(t) * exp(t) - \sum_{t=1}^T \delta_t * cinj(t) * inj(t)$$

در الگوی فوق: DOM(T) مصرف گاز در داخل کشور، PEX(T) قیمت صادرات گاز، EXP(T) صادرات گاز، S(T) ارزش گاز قابل ذخیره، SAL(T) مقدار گاز قابل ذخیره، VINJ(T) ارزش گاز تزریق شده، INJ(T) مقدار گاز تزریق شده،  $\delta t$  نرخ تنزیل، OIL(T) ازدیاد برداشت نفت حاصل از تزریق گاز، POIL(T) قیمت نفت، CDOM(T) هزینه نهایی تولید، انتقال و توزیع گاز در داخل کشور، CEXP(T) هزینه نهایی صادرات و CINJ(T) هزینه نهایی تزریق است.

اجزای تابع هدف عبارتند از:

$$WF=A+B+C+D-E-F-G \quad (2)$$

قسمت‌های مختلف تابع هدف بیانگر:

$$A: \sum_{t=1}^T \delta_t * \Lambda_t(dom(t))$$

بخش A، انتگرال زیر منحنی تابع معکوس تقاضای گاز را با توجه به کشش تابع تقاضا اندازه می گیرد. ارزش مازاد رفاه مصرف کننده، به سال پایه تنزیل می شود. تابع تقاضا، تقاضای جمعی سازی شده همه مصرف کنندگان داخل کشور است. فرم تابع تقاضا به صورت  $p(t) = \alpha(t) * dom(t)^b(t)$  در نظر گرفته شده است. مقدار  $\alpha(t)$  به صورت پارامتر، با حل مدل در داخل فرایند بهینه سازی به دست می آید. در تابع تقاضا، رشد مصرف برونزا است که در سناریوهای مختلف تحلیل می شود.

$$B: \sum_{t=1}^T \delta_t * pex(t) * exp(t)$$

بخش B درآمد حاصل از صادرات گاز را اندازه گیری می کند. فروض مختلفی برای رفتار صادراتی می توان در نظر گرفت که به طور ساده فرض می شود، ایران دارای قدرت بازاری قابل توجهی روی قیمت های صادراتی نیست و به طور برونزا آن را از بازار جهانی می گیرد.

$$C: \sum_{i=1}^T s(t) * sal(t)$$

برای اندازه گیری هزینه فرصت بین زمانی، متغیر  $SAL(T)$  با توجه به نظریه هتلینگ وارد مدل شده است. متغیر  $SAL(T)$  گاز قابل بهره برداری نگهداشته شده در زمین است و به مفهوم عدم استخراج گاز است. وجود این متغیر، امکان انتقال دوره استخراج گاز به دوره‌های زمانی با بازدهی بیشتر با توجه به قیود مدل را فراهم می‌سازد. بخش C ارزش ذخیره گاز نگهداشته شده در زمین را اندازه می‌گیرد. این بخش در تخصیص بین زمانی گاز به کاربردهای مختلف گاز، بسیار مهم است.  $S(T)$  ارزش گاز قابل ذخیره، با سناریوهای مختلف قیمتی انتهای دوره بهره برداری سنجیده می‌شود.

$$D: \sum_{t=0}^T \delta_t * \left( \sum_{t=m}^M \delta_t * poil(t) * oil(t) \right) * inj(t) = \sum_{t=0}^T \delta_t * vinj(t) * inj(t)$$

بخش D ارزش افزایش بازیافت نفت به واسطه تزریق گاز به چاه‌های نفتی پس از زمان  $T_M$  را اندازه گیری می‌کند. پارامتر  $VINJ(T)$  براساس رابطه بین حجم گاز تزریق شده و زمان بهره برداری نفت تعیین می‌شود.

$$E: \sum_{t=1}^T \delta_t * cdom(t) * dom(t)$$

بخش E متوسط هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع گاز از منابع تولید به منابع مصرف داخل را نشان می‌دهد.

$$F: \sum_{t=1}^T \delta_t * c \exp(t) * \exp(t)$$

بخش F هزینه‌های عرضه گاز از منابع تولید به صادرات را نشان می‌دهد.

$$G: \sum_{t=1}^T \delta_t * cinj(t) * inj(t)$$

بخش G هزینه‌های تزریق گاز از منابع تولید به میدان‌های نفتی را نشان می‌دهد.

## ۳-۲. قیود فنی و اقتصادی تابع هدف

۱- موازنه همزمان تولید و مصرف گاز در هر دوره:

$$(1 - .08) * (Ut - flare(t)) = dom(t) + (exp(t) - imp(t)) + inj(t) \quad (3)$$

$flare(t)$  و  $imp(t)$  به ترتیب گازهای سوزانده شده و واردات قطعی گاز است. در معادله

فوق، عرضه گاز غنی و واردات گاز با تقاضای گاز در هر دوره زمانی در موازنه است.

۲- محدودیت عرضه:

$$\begin{cases} U_1 + Sal_1 = upp_1 \\ U_2 + Sal_2 = upp_2 + Sal_1 \\ \dots \\ U_T + Sal_T = upp_T + Sal_1 + \dots + Sal_{(T-1)} \end{cases} \quad (4)$$

این محدودیت، ترکیبی از محدودیت فنی و اقتصادی است. در این رابطه  $UPP(T)$ ، حداکثر گاز قابل تولید در سال مورد بررسی را نشان می دهد. اطلاعات  $UPP(T)$ ، براساس برنامه ریزی های مراجع رسمی تولید گاز در کشور با توجه به محدودیت سرمایه گذاری و قابلیت بهره برداری از ذخایر مختلف گاز وارد مدل شده است.  $UPP(T)$  ظرفیت های فنی تولید را نشان می دهد و لزوماً به مفهوم بهره برداری بین زمانی کارا از منابع نیست.  $SAL(T)$ ، متغیر گاز ذخیره سازی شده (بهره برداری نشده) در تابع هدف و رابطه (۲) است که موجب انعطاف پذیری لازم در انتقال ظرفیت های بهره برداری از گاز به دوره های زمانی مختلف در جهت تامین هدف کارآیی بین زمانی می شود.

۳- کل گاز تزریق شده:

$$inject = \sum_{t=1}^T inj(t) \quad (5)$$

کل گاز تزریق شده  $(INJECT)$  به میدان های نفتی براساس نیاز میدان های نفتی به تزریق گاز در سه سطح هدف گذاری حفظ فشار موجود مخازن، فشار افزایشی متوسط یا کامل، وارد مدل شده است.

۴- تولید انباشته:

$$w = \sum_{t=1}^T u(t) \quad (6)$$

حداکثر تولید انباشته گاز در کل دوره معادل  $W$  است.  $W$  مجموع گاز قابل تولید در طول دوره

برنامه است که قابل تخصیص به مصارف مختلف است.

۵- محدودیت قراردادهای صادرات گاز:

از آنجا که قراردادهای صادرات گاز برای دوره های بلندمدت بسته می شود و امکان قطع یا کاهش یک طرفه صادرات گاز وجود ندارد لذا فرض می شود که صادرات گاز در سال T نمی تواند کمتر از ۹۰ درصد آن در سال T-1 باشد.

$$\exp(t) \geq 0.9 * \exp(t-1) \quad (7)$$

۶- محدودیت زیر مقدار رشد برونزای مصرف گاز در داخل کشور را نشان می دهد.

$$\bar{Q}_t = \bar{Q}_{t-1} (1 + g_{t-1}) \quad (8)$$

۷- سایر محدودیت ها:

مقدار رشد مصرف گاز در داخل کشور به صورت برونزا داده شده است و مقادیر اولیه متغیرها براساس مقادیر واقعی آنها در سال پایه (۱۳۸۵) انتخاب شده اند.

#### ۴. مدل سازی تخصیص منابع گاز ایران به مصارف مختلف:

برای مدل سازی طرف تقاضای گاز طبیعی در ایران، تقاضای مصارف مختلف گاز در ایران در پنج گروه زیر تقسیم بندی شده است.

۱- مصارف داخلی گاز شامل مصارف نهایی (خانگی و تجاری، نیروگاهی و حمل و نقل) و مصارف واسطه (مصارف صنعتی و پتروشیمی)

۲- تزریق

۳- خالص صادرات

۴- تلفات (مصارف عملیاتی و گازهای سوزانده شده)

به طور کلی، مصرف گاز در کشور را می توان در سه سطح زیر طبقه بندی کرد. در جدول زیر، الگوی تقسیم بندی بخش های مصرف کننده گاز نشان داده شده است. سهم هر یک از این بخشها نشان دهنده وزن نسبی آنها در تقاضای گاز در سال ۱۳۸۴ است.

#### جدول ۲. سهم و مقدار مصرف بخشهای مصرف کننده گاز در سال ۱۳۸۴ واحد: میلیارد متر مکعب

کل تقاضای گاز	تلفات		واردات	صادرات	تزریق	داخل				سطح اول	
	گازهای سوزانده	مصارف عملیاتی				مصارف واسطه		مصارف نهایی			سطح دوم
						پتروشیمی	صنعتی عمده	حمل و نقل	نیروگاهی	خانگی و تجاری	سطح سوم
۱۵۶۳	۱۶/۶۷	۱۲/۵۲	۵/۳۰	۴/۷۴	۲۶/۷۰	۷/۱۸	۱۲/۰۳	۰/۳۰	۳۵/۰۵	۳۵/۷۹	مصرف
	۰/۱۰۷	۰/۰۸۰	۰/۰۳۴	۰/۰۳۰	۰/۱۷۱	۰/۰۴۶	۰/۰۷۷	۰/۰۰۲	۰/۲۲۵	۰/۲۲۹	سهم (درصد)

منبع: وزارت نیرو، ۱۳۸۵.

مصارف نهایی گاز در کشور شامل مصارف خانگی و تجاری، حمل و نقل و نیروگاهی است. مصارف واسطه گاز شامل کاربردهای صنعتی عمده و کاربردهای پتروشیمی است. مصارف نهایی و مصارف واسطه، کل مصرف گاز در داخل کشور را تشکیل می‌دهد. تزریق گاز و صادرات گاز نیز دو بخش دیگر مصرف کننده گاز در ایران، در الگوی طبقه بندی فوق هستند. واردات نیز بخشی از مصارف نهایی گاز در داخل کشور را تأمین می‌کند. تلفات گاز شامل کاربردهای عملیاتی و گازهای سوزانده شده (بخشی از گازهای همراه نفت) می‌شود.

مطابق با جدول فوق، تخصیص منابع گاز ایران به مصارف مختلف در سه سطح قابل بررسی است. هدف این مطالعه تعیین اولویت های تخصیص گاز در سطح اول، شامل مصارف داخل، تزریق و صادرات گاز است.

هر نوع مدل سازی اقتصادی مستلزم تعیین فروضی برای چارچوب الگو است. از آنجا که مدل سازی اولویت های تخصیص کاربردهای گاز در ایران معطوف به زمان آینده است، سناریوهای مختلف بهره برداری و تخصیص منابع گاز، مستلزم تبیین فروض و پیش فرض های به کار گرفته شده در مدل سازی است. از مباحث زیر، فروض برونزای الگو در مورد ساختار مصرف و تقاضای گاز داخل کشور در بخشهای مختلف و نرخ رشد مورد انتظار مصارف گاز در داخل کشور در بخشهای مختلف (مصارف نهایی و مصارف واسطه) استخراج می‌شود. در بخشهای بعد، نقش تزریق و صادرات گاز در راهبرد توسعه صنعت گاز ایران ارائه می‌شود.

#### ۴-۱. مصارف داخلی گاز

مصارف داخلی گاز شامل مصارف نهایی واسطه ای می‌باشد. مصارف داخلی گاز به صورت یک متغیر جمعی سازی شده وارد الگو شده است. در این قسمت، ساختار بخشهای مصرف کننده و روند رشد مورد انتظار آنها و عوامل مؤثر بر آنها بررسی می‌شود.

#### ۴-۱-۱. مصارف نهایی گاز

با ادامه سیاست جایگزینی گاز به جای فرآورده های نفتی و رشد تقاضا با افزایش پوشش شبکه انتقال و توزیع گاز در سطح مناطق شهری و روستایی و افزایش فعالیت های تجاری با رشد اقتصادی، بخش خانگی و تجاری و خدمات عمومی، بیشترین سهم مصرف گاز کشور را کسب کرده است. با توجه به

۱. از آنجا که در نیروگاه ها انرژی اولیه به انرژی ثانویه تبدیل می‌شود، فرض می‌شود که مصرف نیروگاهی گاز از نوع مصارف نهایی گاز است. انتخاب این فرض، جهت ساده سازی است و تأثیری در نتیجه گیری ندارد.

شرایط خاص اقلیمی ایران، متوسط مصرف چهار ماه آخر سال در این بخش حدود سه برابر هشت ماهه اول سال است. اختلاف بسیار شدید در تقاضای فصلی این بخش، نیازمند استفاده از انواع روشهایی اوج زایی و مدیریت توزیع و انتقال تقاضا بین سایر مصارف گاز در کشور با توجه به ظرفیت تقریباً ثابت عرضه گاز در طول سال است. متوسط رشد تقاضای این بخش در فاصله سالهای ۱۳۷۳ تا ۱۳۸۴، ۱۱/۷ درصد در سال بوده است (وزارت نفت، ۱۳۸۶).

بخش نیروگاهی، دومین مصرف کننده بزرگ گاز در کشور است. رشد مصرف گاز در این بخش تابعی از راندمان تولید، انتقال و توزیع برق<sup>۱</sup> و مجموعه عوامل مؤثر بر تقاضا است. متوسط رشد تقاضای این بخش در فاصله سالهای ۱۳۷۳ تا ۱۳۸۴، ۹/۲ درصد در سال بوده است. در برآورد مصارف بخش خانگی و نیروگاهی از دو سناریوی زیر استفاده شده است:

۱. تداوم مصرف ۱۱ سال گذشته (با ملاحظه افزایش پوشش شبکه گازرسانی، رشد اقتصادی و رشد جمعیت)؛

۲. مصرف مدیریت شده بر اساس سناریوی وزارت نفت.

افزایش فزاینده مصرف گاز در بخش حمل و نقل، موجب می شود رشد تقاضای نهایی گاز در ایران به مانند سالهای گذشته، همچنان بالا باشد. فرض شده است با مصرف مدیریت شده، امکان کاهش ۲ درصدی در کل تقاضای نهایی گاز امکان پذیر گردد. برای کنترل و کاهش مصرف فرآورده های نفتی - به ویژه بنزین - در داخل کشور، حمل و نقل مبتنی بر سوخت گاز طبیعی، در اولویت اصلی سیاست گذاری انرژی کشور قرار گرفته است. در صورت تحقق برنامه های پیش بینی شده و گسترش شبکه حمل و نقل مبتنی بر گاز طبیعی، این بخش بیشترین رشد تقاضا برای گاز را در سالهای آینده خواهد داشت. پیش بینی های مختلفی در مورد سهم گاز در جانشینی با بنزین و گازوئیل انجام گرفته است. در این مطالعه از برآورد سازمان بهینه سازی سوخت برای جایگزینی گاز با فرآورده های نفتی استفاده شده است. بر این اساس پیش بینی شده است جایگزینی ۴۰ و ۲۲ درصدی گاز با تقاضای بنزین و گازوئیل در پایان دوره مطالعه امکان پذیر باشد<sup>۲</sup> (وزارت نفت، ۱۳۸۵).

۱. در بخش نیروگاهی، متوسط ضریب تبدیل گاز به برق (راندمان) ۳۶/۱ درصد است که با متوسط استاندارد های جهانی - ۵۰ درصد - فاصله قابل توجهی دارد. تلفات برق در شبکه های انتقال و توزیع در ایران نیز حدود ۲۰ درصد است که با متوسط استاندارد های بین المللی - ۷ درصد - اختلاف زیادی دارد (وزارت نیرو، ۱۳۸۶). لذا در فاصله بین تولید تا قبل از مصرف برق ۲۰ تا ۲۵ درصد گاز مصرفی این بخش تلف می شود. کاهش تلفات فوق نیازمند سرمایه گذاری های سنگین برای تجدید و نوسازی شبکه صنعت برق است.

۲. سیاست گذاری های جدید در مورد افزایش سهم گاز در بخش حمل و نقل (تبصره ۱۳ بودجه ۱۳۸۶)، سهم گاز در بخش حمل و نقل را بالاتر از پیش بینی های فوق هدف گیری کرده است.

ویژگی مشترک مصارف نهایی گاز در ایران، بالا بودن شدت مصرف انرژی در این بخشها است. بالا بودن شدت انرژی در این بخشها را می‌توان به فقدان سیاست انرژی و غفلت‌های تاریخی ناشی از فراوانی نفت و گاز در چندین دهه گذشته نسبت داد. امکان صرفه جویی و کاهش رشد مصرف گاز برای مصارف نهایی و مصارف واسطه (صنعتی)، به عملی شدن سیاست جامع انرژی در ایران وابسته است.

#### ۴-۲. مصارف واسطه‌ای گاز

**صنایع عمده و انرژی بر:** دسترسی به انرژی ارزان می‌تواند در شتاب فرایند صنعتی شدن نقش مهمی داشته باشد ولی تکامل مراحل توسعه صنعتی به عوامل مهم دیگری وابسته است که لزوماً ارتباطی هم با انرژی ارزان ندارد. توسعه فعالیت‌های اقتصادی، توسعه صادرات غیرنفتی و کسب ارزش افزوده بیشتر، تخصیص گاز به بخش صنعت را در اولویت مصارف داخلی قرار می‌دهد. با توجه به نیازهای صنعتی کشور، مراحل صنعتی شدن آن، خالص واردات منفی در برخی محصولات اساسی نظیر فولاد و سیمان و سیاست توسعه صادرات صنایع انرژی‌بر در سالهای آینده، رشد بالایی از تقاضای گاز در این بخش را ایجاد خواهد کرد. صنایع عمده به سه دسته صنایع فلزات اساسی، صنایع کانی غیر فلزی و سایر صنایع تقسیم بندی می‌شود. صنایع انرژی‌بر (فلزات اساسی و صنایع کانی غیرفلزی) حدود ۶۰ درصد گاز و برق بخش صنعت را مصرف می‌کنند (مرکز آمار ایران، ۱۳۸۶). متوسط رشد مصرف گاز در بخش صنعت در فاصله سال‌های ۱۳۷۳ تا ۱۳۸۴، ۱۳/۴ درصد در سال بوده است. مصرف بخش صنعت متناسب با تقاضای گاز صنایع عمده و گسترش صنایع انرژی‌بر (با توجه به برنامه‌ریزی وزارت صنایع) وارد مدل شده است. اطلاعات آمار تقاضای بخشهای فوق، از گزارش «برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی در سالهای ۱۴۰۳-۱۳۸۴» اخذ شده است.

**پتروشیمی:** گاز طبیعی در صنعت پتروشیمی، هم به عنوان منبع انرژی و هم، به عنوان ماده اولیه (خوراک) کاربرد دارد. قیمت محصولات مختلف گاز طبیعی نظیر اتان، پروپان نسبت به خوراکی که در پتروشیمی استفاده می‌شود (نفتا) در بازارهای جهانی پایین‌تر است و در نتیجه کشورهای دارای منابع نفت و گاز در استفاده از گاز در صنعت پتروشیمی نسبت به استفاده از نفتا مزیت پیدا می‌کنند و توان رقابتی محصولات پتروشیمی در این کشورها با پایین آمدن هزینه تمام شده افزایش می‌یابد. برای بهره برداری از زنجیره ارزش افزوده منابع گاز، جایگاه ویژه‌ای برای صنعت پتروشیمی در سالهای آینده اقتصاد ایران ترسیم شده است. برای کسب سهم ۳۴ درصدی تولید محصولات پتروشیمی خاورمیانه و حدود ۶ درصد تولیدات جهان در افق برنامه چشم انداز، در سال ۱۳۸۶، ۴۳ واحد پتروشیمی در دست احداث و ۱۷ طرح نیز در دست مطالعه بوده است (طرح‌های پتروشیمی، ۱۳۸۶).



مصرف گاز بخش پتروشیمی با توجه به برآورد شرکت ملی صنایع پتروشیمی از تقاضای گاز واحدهای پتروشیمی موجود، طرح‌های پتروشیمی در حال احداث و در دست مطالعه وارد مدل شده است.

#### ۳-۴. تلفات گاز (مصارف عملیاتی و گازهای سوزانده شده)

مصارف عملیاتی گاز به مجموع گاز مصرف شده در تبدیل گاز غنی<sup>۱</sup> به گاز سبک اطلاق می‌شود. این مصارف عمدتاً شامل کاربردهای گاز در پالایشگاه‌های گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار و نیز بخشی از سایر ترکیبات با ارزش جدا شده از گاز غنی در فرایند پالایش گاز می‌شود. براساس اطلاعات موجود، فرض شده است که با مصرف ۸ درصد از گاز غنی تولید شده، گاز غنی به گاز سبک قابل مصرف تبدیل می‌شود. هر چند گازهای سوزانده شده به عنوان مصارف گاز محسوب نمی‌شود اما در موازنه عرضه و تقاضای گاز در نظر گرفته می‌شود. گازهای سوزانده شده بخشی از گازهای همراه تولید شده است که به واسطه فقدان طرح‌های جمع‌آوری بدون هیچ کاربردی سوزانده می‌شود. در صورت اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه، این بخش از گازها که رقم قابل توجهی را نیز تشکیل می‌دهد به ظرفیت عرضه گاز قابل مصرف اضافه می‌شود. در سال ۱۳۸۴، حدود ۱۰ درصد کل گاز تولیدی کشور سوزانده شده است. با توجه به برنامه جمع‌آوری گازهای همراه، از مقدار گازهای همراه سوزانده شده در طول دوره برنامه کاسته می‌شود.

#### ۴-۴. سایر پارامترها و اطلاعات ورودی به مدل

مدل‌سازی تعیین اولویت‌های تخصیص منابع گاز در ایران در فاصله سالهای ۱۳۸۵ تا ۱۴۱۰ انجام می‌پذیرد. سال ۱۳۸۵، به عنوان سال پایه انتخاب شده و مقادیر اولیه متغیرها، مقدار واقعی آنها در سال ۱۳۸۵ است.

ظرفیت عرضه گاز با فرض تحقق برنامه‌های توسعه میدان پارس جنوبی و سایر میدان‌های گازی طبق زمان بندی مراجع برنامه ریزی (وزارت نفت) و مقدار تولید در سالهای بعد از ۱۴۰۳ با توجه به تداوم روند تولید سالهای گذشته وارد مدل شده است. ظرفیت فوق به عنوان حداکثر ظرفیت تولید با توجه به فروض ضمنی انواع محدودیت‌های فنی تولید و سرمایه‌گذاری وارد الگو شده است. ابتدا ظرفیت عرضه گاز مطابق با پیش‌بینی‌های موجود، ثابت فرض می‌شود ولی با تحلیل حساسیت، اثر

۱. گاز طبیعی خام که از چاه‌های گاز استخراج می‌شود با گاز طبیعی فرآورش شده که مصرف‌کنندگان مصرف می‌کنند، متفاوت است. گاز طبیعی خام استخراج شده از منابع مختلف را اصطلاحاً «گاز غنی» گویند. گاز غنی بعد از پالایش و نم‌زدایی به «گاز سبک» تبدیل می‌شود (وزارت نیرو، ۱۳۸۴).

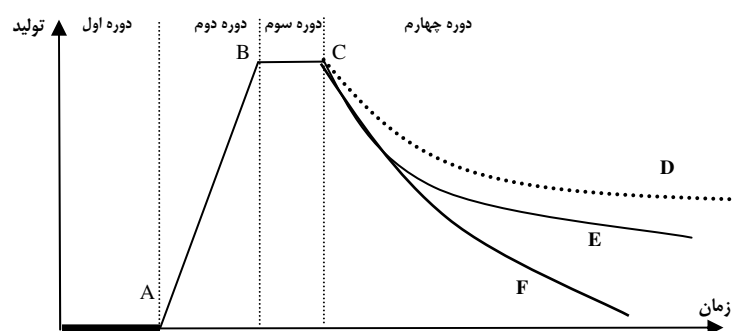
تغییر در ظرفیت عرضه گاز روی متغیرهای تصمیم و ارزش سایه ای آنها بررسی می شود. واردات قطعی گاز به مقدار عرضه گاز در داخل کشور افزوده می‌شود.

**قیمت جهانی نفت در دو سناریو:** حفظ قیمت های سال ۱۳۸۶ و افزایش ۵ درصدی قیمت (به قیمت های واقعی) در سالهای مطالعه وارد مدل شده است. هدف از دو سناریوی قیمتی ارائه شده، بررسی آثار تغییر قیمت روی اولویت تخصیص گاز است (صرف نظر از واقعی بودن یا نبودن پیش بینی قیمت).

فرض می شود که دولت به مقدار اختلاف قیمت گاز در داخل با خارج یارانه به مصرف کنندگان داخلی می دهد. قیمت جهانی گاز با فرض وابستگی خطی قیمت گاز به قیمت نفت وارد مدل شده است. فرض شده است در انتهای دوره بررسی، ارزش حرارتی نفت با گاز برابر می شود. واردات گاز تأمین کننده بخشی از تقاضای گاز مصارف داخل کشور است. در سال ۱۳۸۵، واردات گاز - از ترکمنستان - ۱۰ درصد مصارف گاز داخل کشور (مصارف نهایی و واسطه) را پوشش داده است. در این مطالعه از مقدار واردات قطعی گاز در مدل سازی استفاده شده است. به جهت فقدان و عدم دسترسی به آمار و اطلاعات هزینه های مصرف گاز در بخشهای مختلف، از برآوردهای کارشناسی (معاونت انرژی سازمان مدیریت و برنامه ریزی سابق) استفاده شده است.

#### ۴-۵. تزریق گاز

ذخایر نفت به مانند ذخیره یک ماده مایع در استخر نیست که به هر مقدار ممکن و با نرخهای برداشت مختلف در دوره های مختلف بتوان از آن بهره برداری کرد. نفت درون شکافها و حفره های بسیار ریز سنگ های مخزن - که دارای ابعاد میکروسکوپی است - در اعماق زمین قرار دارد و از لحاظ فنی استخراج آن تابع فشار مخزن و دوره عمر مخزن است. بر اساس شواهد تجربی، منحنی فرضی تولید در یک مخزن نفت را از زمان اکتشاف، توسعه و تولید تا ترک مخزن بر اساس شکل زیر می توان نشان داد (ریاضی، ۱۳۸۰). البته در عمل نمودارهای تولید نفت، منحنی های هموار نیستند، اما روند عمومی غالب مخازن نفت و گاز از چنین الگویی تبعیت می کند.



شکل ۱. چرخه عمر یک مخزن نفت

قبل از اینکه مخزن وارد مرحله چهارم عمر خود (دوره کاهش دبی تولید) شود، برداشت نفت از مخزن با فشار طبیعی مخزن صورت می‌گیرد اما پس از آن از روش‌های ثانویه و ثالثیه برداشت نفت که موجب حفظ یا افزایش فشار مخزن و تسهیل در جا به جایی نفت در سنگ مخزن می‌شوند، استفاده می‌کنند. هنگامی که مخزن نفت وارد مرحله چهارم عمر خود می‌شود، از لحاظ فنی امکان افزایش تولید نفت در آن مخزن وجود ندارد و روش‌های برداشت ثانویه و ثالثیه صرفاً مسیر افت تولید و نرخ افت تولید را تغییر می‌دهند.

در شکل فرضی فوق مسیره‌های ۱، ۲ و ۳ منحنی استخراج نفت از مخزن را در حالت‌های مختلف نرخ افت تولید نشان می‌دهد. مسیر ۳ با اعمال روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه به دست می‌آید. در مسیر ۳، نرخ افت تولید نفت، کمترین مقدار ممکن و بیشترین مقدار نفت هم قابل بهره برداری است. اگر روش‌های بازیافت ثانویه در زمان لازم اعمال نگردند با هرز روی نفت، منحنی استخراج نفت در مسیره‌های ۲ و ۳ قرار می‌گیرد. زمان آغاز تزریق گاز به مخزن نفت تقریباً با شروع دوره کاهش دبی مخزن نفت یکی است. البته برای جلوگیری از کاهش دبی مخزن ابتدا حفر چاه‌های تولیدی بیشتر در دستور کار قرار می‌گیرد و زمانی که افزایش چاه‌ها جبران کاهش فشار مخزن و در نتیجه کاهش دبی تولید را نکرد، اقدام به تزریق سیال (آب یا گاز) مخزن می‌کنند (Hannesson, 1998).

براساس مطالعات فنی و مهندسی مخازن، با توجه به نوع مخازن هیدروکربوری کشور، تزریق گاز اصلی‌ترین روش دستیابی به حداکثر بازیافت ممکن نفت از مخازن کشور در سال‌های آینده می‌باشد. رابطه بین تزریق گاز و ازدیاد برداشت نفت را می‌توان با توجه به شکل ۱ نشان داد. تفاوت بین منحنی‌های ۱ و ۳ مقدار ازدیاد نفت بازیافت شده به واسطه تزریق گاز را نشان می‌دهد (درخشان، ۱۳۸۵). ارزش اقتصادی نفت اضافی برداشت شده در سناریوهای زیر بیان شده است:

۱- سناریوی حفظ فشار مخازن نفت: این سناریو بر اساس ادامه روند موجود تزریق گاز به مخازن نفت بر پایه تزریق ۲/۲۵ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۲۴ میلیارد بشکه نفت در دوره مطالعه در نظر گرفته شده و فرض می‌شود برای برداشت یک بشکه نفت اضافی، ۸۵ متر مکعب گاز برای تزریق لازم است. ازدیاد برداشت نفت نیز بعد از یک دوره ۱۰ ساله آغاز می‌شود.

۲- سناریوی فشار افزایشی متوسط مخازن نفت<sup>۱</sup>: این سناریو با هدف افزایش فشار مخازن نفت به فشار اولیه بر پایه تزریق ۴ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۴۲ میلیارد بشکه نفت در دوره مطالعه در نظر گرفته شده است.

۳- سناریوی فشار افزایشی بالا در مخازن نفت: این سناریو بر پایه افزایش فشار مخازن نفت برای رسیدن به فشار اولیه بر پایه تزریق ۶/۳ تریلیون متر مکعب و ازدیاد برداشت ۷۰ میلیارد بشکه نفت در دوره مطالعه در نظر گرفته شده است.

گاز تزریق شده به مخازن نفت به صورت گاز همراه یا گاز کلاهدک در مخزن ذخیره می‌شود و پس از پایان دوره بهره برداری نفت از مخزن، حدود ۸۰ درصد آن مجدداً قابل بازیافت و استخراج خواهد بود. اثر دیگر تزریق گاز به مخازن، تولید میعانات گازی در مخازن نفت پس از تزریق گاز است. بهره‌برداری از میعانات گازی در زمان بازیافت مجدد گاز تزریق شده امکان پذیر است. فرض می‌شود ارزش گاز غیرقابل استحصال، معادل ارزش میعانات گازی تولید شده است.

#### ۴-۶. صادرات گاز

صادرات گاز یکی دیگر از گزینه‌های مورد توجه مصرف گاز در توسعه صنعت گاز با هدف کسب درآمدهای مستقیم ارزی توسط دولت است. گاز را به اشکال مختلف - نظیر LNG یا GTL - می‌توان انتقال داد و صادر کرد. تمام اشکال انتقال گاز و صادرات آن با یک ضریبی قابل تبدیل به گاز خام طبیعی هستند. مشخص کردن نوع صادرات گاز در تحلیل‌های مدل تأثیر نمی‌گذارد. از این روی منظور از صادرات گاز، کل صادرات گاز از طریق خط لوله، LNG یا سایر اشکال انتقال گاز است. از جنبه اقتصادی، صادرات گاز در سالهای آینده در شرایطی دارای اولویت است که:

۱. مقدار گاز مورد نیاز برای تزریق و ازدیاد برداشت نفت حاصل از سناریو ۲ و ۳ بر اساس مطالعات درخشان (۱۳۸۵) استخراج شده است.

با فرض اولویت صادرات نفت به صادرات گاز<sup>۱</sup>، صادرات گاز اثر منفی بر صادرات نفت نداشته باشد.

۱- بازدهی اقتصادی آن حداقل به اندازه گزینه های رقیب مصرف گاز در کشور باشد.

۲- سازگار با تحولات بازارهای انرژی در سالهای آینده باشد.

مقدار صادرات گاز در ایران، نمی تواند مستقل از مقدار صادرات نفت باشد. در سالهای آینده، حفظ توان صادرات نفت ایران به دو عامل مقدار رشد مصرف نفت در داخل کشور و مقدار توان تولید نفت وابسته است.

یکی از متغیرهای مؤثر در تعیین رشد مصرف نفت در داخل کشور، مقدار جایگزینی گاز به جای مصارف فرآورده های نفتی است. از طرفی با توجه به مباحث مطرح شده در مورد نقش تزریق گاز در تولید نفت، تداوم توان تولید نفت ایران، وابستگی زیادی به حجم گاز تزریق شده به مخازن نفت در سالهای آینده دارد.

در سطح مبادلات جهانی، قیمت گاز بالاترین وابستگی به قیمت نفت را در بین سایر حامل های انرژی دارد. هرچند نااطمینانی بسیار زیادی در مورد آینده بازارهای انرژی وجود دارد ولی به دلایل زیر انتظار می رود قیمت نفت دارای ظرفیت های بالقوه زیادی برای تداوم قیمت های بالا و یا افزایش قیمت در سالهای آینده را داشته باشد.

۱- ورود به دوره اوج تولید نفت و عدم امکان افزایش تولید نفت جهان: مهندسی و زمین شناسان، فاصله سالهای ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ و اقتصاددانان فاصله سال های ۲۰۲۰ تا ۲۰۳۰ را دوره اوج تولید نفت جهان، پیش بینی می کنند. پس از گذر از دوره اوج تولید نفت، از لحاظ فنی امکان افزایش تولید نفت وجود ندارد؛ با وجود اینکه تقاضای نفت می تواند افزایش یابد. از این نقطه (دوره) به بعد، شکاف بین تقاضا و عرضه نفت با افزایش قیمت نفت و انتقال تقاضای نفت به منابع جایگزین باید پاسخ داده شود (Green et al, 2006; Bentley, 2003).

۲- پایداری افزایش تقاضای نفت و گاز: با تداوم رشد اقتصادی زیاد کشورهای در حال توسعه، پیش بینی می شود حدود ۶۵ درصد افزایش تقاضای انرژی در دو دهه آینده از طرف کشورهای در حال توسعه ایجاد شود (IEA, 2005).

۱. مهمترین دلایل اولویت صادرات نفت به صادرات گاز عبارتند از: ۱- در شرایط موجود معادل ارزش حرارتی گاز حدود ۲۰ تا ۳۵ درصد از نفت پایین تر است. البته انتظار می رود در سالهای آینده ارزش حرارتی گاز به نفت نزدیک شود. ۲- به واسطه نوع مصارف خاص نفت نسبت به گاز، جانشینی نسبی نفت با سایر حاملهای انرژی بسیار پایین است. به جهت سهم و نوع مصارف نفت، بازار نفت، بازار مادر در بین سایر حامل های انرژی است و تحولات آن، سایر بازارهای انرژی به ویژه گاز را تحت تأثیر قرار می دهد. لذا انتظار می رود در سالهای آینده، برتری نفت و اهمیت آن در سبد انرژی جهان همچنان تداوم یابد.

۳- افزایش ریسک عرضه انرژی (نفت): عدم امکان افزایش تولید نفت در منطقه غیر اوپک در سالهای آینده، موجب افزایش وابستگی مصرف‌کنندگان اصلی نفت جهان به حوزه اصلی صادرات نفت جهان (منطقه خلیج فارس) می‌شود. با افزایش وابستگی به مناطق پریسک تولید نفت، پاداش ضمنی عرضه نفت مطمئن افزایش می‌یابد (CIEP, 2004).

۴- نااطمینانی بسیار زیاد در مورد سرعت ورود منابع جایگزین نفت: با توجه به نوع کاربردهای خاص نفت در بخش حمل و نقل و صنعت، نااطمینانی زیادی در مورد جایگزین‌های نفت و سرعت ورود آنها که از نظر فنی و اقتصادی قابلیت جانشینی با نفت را داشته باشند، وجود دارد (Utgikar and Scott, 2006).

۵- تغییر رویکرد از سیاست‌های محلی زیست محیطی به سیاست جهانی و در نتیجه تأکید بر عدم آلاینده‌گی و انتشار گازهای گلخانه‌ای از منابع انرژی به جای مضرات زیست محیطی محلی، موجب می‌شود که هزینه استفاده از منابع انرژی آلاینده نظیر زغال سنگ و نفت خام غیر متعارف افزایش یابد. در نتیجه توجه به منابع انرژی با آلاینده‌گی کمتر نظیر گاز افزایش می‌یابد (Bohringer, 2003).

با توجه به مجموعه عوامل فوق، شکاف بین عرضه و تقاضای نفت در سالهای آینده و افزایش قابل توجه در قیمت نفت، دور از انتظار نخواهد بود. اگر عرضه نفت، رشد تقاضای نفت را همراهی نکند، بخشی از این افزایش تقاضا به بازار گاز منتقل می‌شود و رشد تقاضای گاز افزایش بیشتری می‌یابد.

با توجه به نظریه هتلینگ در مورد نحوه بهره‌برداری از منابع پایان‌پذیر، استخراج منبع در شرایطی کارا است که سود نهایی بهره‌برداری از منبع در دوره‌های زمانی مختلف بهره‌برداری، یکسان باشد. سازگاری صادرات گاز با تحولات انرژی در سالهای آینده، ایجاب می‌کند که هزینه فرصت بین زمانی صادرات گاز در کمترین مقدار ممکن باشد. لذا در مدل‌سازی اولویت‌های توسعه صنعت گاز، صادرات گاز با توجه به فرض حفظ توان تولید نفت و ارجحیت صادرات نفت نسبت به گاز، مورد توجه قرار می‌گیرد.

## ۴-۷. تحلیل نتایج مدل

با مدل‌سازی تخصیص منابع گاز ایران در قالب یک مدل بهینه یابی، مدل با آخرین نسخه نرم افزار GAMS با حل‌کننده MINOS برآورد گردیده است. در تحلیل‌های این بخش، سناریوی رشد مدیریت شده مصرف گاز در بخش مصارف نهایی (خانگی - تجاری و نیروگاهی)، دستیابی به اهداف حداقلی جایگزینی گاز با فرآورده‌های نفتی، تأمین نیازهای بخش پتروشیمی و بخش صنعت، هدف-گذاری تزریق گاز با هدف حفظ وضعیت موجود فشار مخازن، به عنوان سناریوی پایه معرفی شده است. سناریوهای دیگر با تغییر یکی از اجزای سناریوی پایه مورد بررسی قرار می‌گیرند. مهمترین نتایج سناریوهای مورد بررسی:

الف: مقدار بهینه تزریق گاز وابسته به هدف گذاری تزریق برای حفظ فشار موجود مخازن، فشار افزایشی متوسط یا فشار افزایشی بالا قرار دارد. مقدار بهینه صادرات گاز نیز تابعی از واردات گاز، سناریوهای مختلف مصرف گاز در داخل کشور و هدف گذاری تزریق است. به واسطه محدودیت تولید گاز در سالهای آینده، تخصیص گاز به گزینه‌های مختلف دارای ارزش سایه ای است. در جدول زیر مقدار مصرف گاز در مصارف مختلف در سناریوی پایه نشان داده شده است:

جدول ۳. مقدار مصرف گاز در مصارف مختلف در سناریوی پایه

سال	سناریوی پایه		
	مصارف داخل	تزریق	صادرات
۱۳۸۵	۹۸/۵	۳۸/۱	۴/۸
۱۳۸۶	۱۰۹/۸	۴۰/۲	۴/۸
۱۳۸۷	۱۲۲/۵	۵۰/۵	۴/۸
۱۳۸۸	۱۳۶/۵	۶۱/۳	۴/۸
۱۳۸۹	۱۵۲/۲	۷۰/۲	۴/۸
۱۳۹۰	۱۶۹/۸	۸۰/۳	۴/۸
۱۳۹۱	۱۸۹/۳	۹۲	۴/۸
۱۳۹۲	۲۱۱	۹۸/۶	۴/۸
۱۳۹۳	۲۳۵/۳	۱۰۱	۱۴/۹
۱۳۹۴	۲۶۲/۴	۹۳/۳	۱۳/۴
۱۳۹۵	۲۷۴/۴	۱۰۰/۹	۱۲/۱
۱۳۹۶	۲۸۷/۱	۱۰۱	۱۸/۷
۱۳۹۷	۳۰۰/۳	۱۰۱	۲۵/۷
۱۳۹۸	۳۱۴/۱	۱۰۱	۳۲/۲
۱۳۹۹	۳۲۸/۵	۱۰۱	۳۹/۸
۱۴۰۰	۳۴۳/۶	۱۰۰/۹	۳۵/۸
۱۴۰۱	۳۵۹/۴	۹۸/۸	۳۲/۲
۱۴۰۲	۳۷۶	۹۵/۶	۲۹
۱۴۰۳	۳۹۳/۳	۹۲/۳	۲۶/۱
۱۴۰۴	۴۱۱/۴	۸۷/۸	۲۳/۵
۱۴۰۵	۴۲۷/۸	۸۵/۷	۲۱/۱
۱۴۰۶	۴۴۴/۹	۸۱/۷	۱۹
۱۴۰۷	۴۶۲/۷	۷۷/۸	۱۷/۱
۱۴۰۸	۴۸۱/۲	۷۳/۹	۱۵/۴
۱۴۰۹	۵۰۰/۵	۶۸/۱	۱۳/۹
۱۴۱۰	۵۲۰/۵	۶۲/۴	۱۲/۵

جدول فوق، مقدار خالص صادرات را نشان می دهد. بدیهی است در صورت برنامه ریزی برای واردات گاز از کشورهای دیگر - ترکمنستان یا آذربایجان - در ازای واردات انجام شده، بر ظرفیت صادرات گاز کشور افزوده می شود.



جدول زیر روند تغییر ارزش سایه ای متغیرهای ذخیره گاز، صادرات و تزریق را در سناریوی پایه نشان می دهد:

جدول ۴. روند تغییر ارزش سایه ای متغیرهای ذخیره گاز، صادرات و تزریق در سناریوی

پایه (میلیون دلار)

سال	ارزش سایه ای در سناریوی پایه		
	تزریق	صادرات	ذخیره گاز
۱۳۸۵	۰	-۱۲۳	-۶۶۲
۱۳۸۶	۰	-۱۱۲	-۶۶۱
۱۳۸۷	۰	-۱۰۳	-۶۵۷
۱۳۸۸	۰	-۹۴/۳	-۶۴۸
۱۳۸۹	۰	-۸۶/۸	-۶۳۷
۱۳۹۰	۰	-۷۹/۴	-۶۲۳
۱۳۹۱	۰	-۷۳/۱	-۶۰۶
۱۳۹۲	۰	-۶۶/۹	-۵۸۶
۱۳۹۳	۱۵۴	۰	-۵۶۵
۱۳۹۴	۰	۰	-۵۴۱
۱۳۹۵	۰	۰	-۵۱۶
۱۳۹۶	۴۷/۳	۰	-۴۸۹
۱۳۹۷	۴۳/۳	۰	-۴۶۰
۱۳۹۸	۳۹/۷	۰	-۴۳۰
۱۳۹۹	۱۸۸	۰	-۳۹۹
۱۴۰۰	۰	۰	-۳۶۷
۱۴۰۱	۰	۰	-۳۳۳
۱۴۰۲	۰	۰	-۲۹۹
۱۴۰۳	۰	۰	-۲۶۴
۱۴۰۴	۰	۰	-۲۲۸
۱۴۰۵	۰	۰	-۱۹۲
۱۴۰۶	۰	۰	-۱۵۴
۱۴۰۷	۰	۰	-۱۱۷
۱۴۰۸	۰	۰	-۷۸/۱
۱۴۰۹	۰	۰	-۳۹/۳
۱۴۱۰	۰	۰	-۳۹/۲۷

ب: در سناریوهای بررسی شده، هیچ توصیه‌ای برای ذخیره‌سازی گاز یا انتقال ظرفیت‌های تولید برنامه‌ریزی شده گاز به دوره‌های بعدی نشده است. متغیر ذخیره گاز (SAL(T)) برای بررسی امکان انتقال دوره بهره‌برداری گاز در بین دوره‌های مختلف وارد مدل شده است. بررسی قیمت‌های سایه‌ای در دوره‌های مختلف نشان می‌دهد ذخیره‌سازی و عدم بهره‌برداری گاز نسبت به برنامه پیش‌بینی شده دارای ارزش سایه‌ای منفی بر روی تابع هدف است. در طول دوره از ارزش سایه‌ای ذخیره گاز کاسته می‌شود و ارزش سایه‌ای ذخیره گاز (عدم بهره‌برداری) در اول دوره ده برابر ارزش سایه‌ای آن در انتهای دوره است. با بررسی مقدار بهینه متغیر ذخیره گاز (SAL(T)) و ارزش سایه‌ای آن مشخص می‌شود که عدم امکان تولید گاز در سالهای اولیه دارای هزینه فرصت بسیار بالایی است. تحلیل سناریوی پایه نشان می‌دهد که ارزش نهایی سایه‌ای عدم امکان بهره‌برداری و تولید گاز، یک میلیارد متر مکعب از ۶۶۰ میلیون دلار در اول دوره، به ۳۹ میلیون دلار در پایان دوره می‌رسد. در سناریوی پایه، در هشت سال اول مطالعه، صادرات گاز دارای ارزش سایه‌ای منفی روی تابع هدف است. وجود صادرات گاز در ابتدای دوره، موجب کاهش مقدار تابع هدف می‌شود. ارزش نهایی یک میلیارد متر مکعب گاز در تابع هدف در سال اول مطالعه، ۲۳۸ میلیون دلار است. در سناریوی پایه، تزریق گاز نیز در سالهای میانی مطالعه، دارای ارزش سایه‌ای مثبت است و محدودیت گاز برای تزریق وجود دارد.

ج: در سناریوی پایه، از تحلیل حساسیت نرخ تنزیل بر روی مقدار بهینه تزریق یا صادرات، مشخص می‌شود که در نرخ تنزیل‌های پایین، تزریق گاز بر صادرات گاز ارجحیت مطلق دارد. در این حالت، تخصیص گاز به تزریق اولویت پیدا می‌کند و مازاد گاز به صادرات تخصیص می‌یابد. ولی در نرخ تنزیل‌های بالاتر، تزریق گاز اولویت مطلق بر صادرات گاز ندارد و مقدار بهینه دو متغیر همزمان تعیین می‌شود. بازده پروژه‌های تزریق گاز دارای تأخیر زمانی است و در صورت استفاده از نرخ تنزیل بسیار بالا، اولویت مطلق پروژه‌های تزریق گاز از بین می‌رود.

با تغییر هدف گذاری تزریق گاز در سناریوی پایه، اولویت تزریق گاز به نرخ تنزیل حساسیت نشان می‌دهد. جدول زیر، نتایج تحلیل اثر نرخ تنزیل بر اولویت تزریق گاز در کشور را نشان می‌دهد. در نرخهای تنزیل بالاتر از مقادیر جدول زیر، اولویت مطلق تزریق گاز در سه سناریوی زیر، به اولویت نسبی تبدیل می‌شود.

جدول ۵. نرخ تنزیل تغییر دهنده اولویت تزریق گاز  
در سناریوهای مختلف تزریق گاز

سناریوی تزریق گاز	نرخ تنزیل (درصد)
حفظ فشار مخازن نفت	۲۳
فشار افزایشی متوسط مخازن نفت	۱۱/۵
فشار افزایشی بالای مخازن نفت	۶

از تحلیل جدول فوق این موضوع نیز استنباط می شود که اگر در سناریوهای تزریق گاز فوق، تزریق گاز متناسب با هدف گذاری پیش بینی شده صورت نگیرد، نشان دهنده استفاده از نرخ تنزیل بالا توسط سیاست گذار است. به عنوان نمونه، اگر هدف از تزریق گاز، حفظ فشار موجود مخازن نفت باشد و در طول برنامه، تزریق گاز متناسب با نیاز مخازن صورت نپذیرد و گاز به بخشهای دیگری تخصیص داده شود، به مفهوم استفاده سیاست گذار از نرخ تنزیل بیش از ۲۳ درصد است.

د: در سناریوی پایه اگر رشد مصارف نهایی داخلی گاز (مصارف خانگی، تجاری و نیروگاهی) به صورت تداوم رشد مصرف موجود (متوسط مصرف ۱۳ سال گذشته) تغییر یابد، نتایج نشان می دهد که در سالهای مورد بررسی، امکان تخصیص گاز به تزریق متناسب با سناریوی حفظ فشار موجود مخازن و صادرات گاز وجود نخواهد داشت. سناریوی زیر اثر افزایش یک درصدی مصارف داخل کشور را نشان می دهد. در این سناریو، رشد مصارف واسطه همان مقدار رشد آنها در سناریوی پایه است و رشد مصارف نهایی گاز نسبت به سناریوی پایه ۲ درصد بیشتر است. در سناریوی زیر، سیاست جامع انرژی در کشور اجرا نمی شود. جدول زیر نتایج این سناریو را نشان می دهد:

جدول ۶. مقدار مصرف گاز در مصارف مختلف در سناریوی تداوم رشد مصارف کنونی

داخل کشور

سال	سناریوی تداوم الگوی رشد مصرف کنونی		
	مصارف داخل	تزریق	صادرات
۱۳۸۵	۹۸/۵	۳۸/۱	۴/۷۵
۱۳۸۶	۱۱۰/۸	۳۹/۲	۴/۷۵
۱۳۸۷	۱۲۴/۷	۴۸/۳	۴/۷۵
۱۳۸۸	۱۴۰/۲	۵۷/۵	۴/۷۵
۱۳۸۹	۱۵۷/۸	۶۴/۷	۴/۷۵
۱۳۹۰	۱۷۷/۵	۷۲/۵	۴/۷۵
۱۳۹۱	۱۹۹/۷	۸۱/۶	۴/۷۵
۱۳۹۲	۲۲۴/۶	۸۵	۴/۷۵
۱۳۹۳	۲۵۲/۷	۹۳/۷	۴/۷۵
۱۳۹۴	۲۸۴/۳	۸۰	۴/۷۵
۱۳۹۵	۳۰۰/۲	۸۲/۴	۴/۷۵
۱۳۹۶	۳۱۷/۱	۸۴/۹	۴/۷۵
۱۳۹۷	۳۳۴/۸	۸۷/۴	۴/۷۵
۱۳۹۸	۳۵۳/۶	۸۸/۹	۴/۷۵
۱۳۹۹	۳۷۳/۴	۹۱/۲	۴/۷۵
۱۴۰۰	۳۹۴/۳	۸۱/۳	۴/۷۵
۱۴۰۱	۴۱۶/۳	۶۹/۴	۴/۷۵
۱۴۰۲	۴۳۹/۷	۵۶/۲	۴/۷۵
۱۴۰۳	۴۵۳/۴	۵۳/۵	۴/۷۵
۱۴۰۴	۴۶۷	۵۰/۹	۴/۷۵
۱۴۰۵	۴۸۱	۴۸/۹	۴/۷۵
۱۴۰۶	۴۹۵/۴	۴۵/۵	۴/۷۵
۱۴۰۷	۵۱۰/۳	۴۲/۶	۴/۷۵
۱۴۰۸	۵۲۵/۶	۴۰/۲	۴/۷۵
۱۴۰۹	۵۴۱/۴	۳۶/۴	۴/۷۵
۱۴۱۰	۵۵۷/۶	۳۳	۴/۷۵

جدول فوق نشان می دهد که در مقدار تزریق گاز از مقدار بهینه آن در سناریوی پایه ۲۵ درصد پایین تر است و مقدار صادرات گاز معادل محدودیت حداقل صادرات در سال پایه است. در این حالت،

ارزش سایه ای یک میلیارد متر مکعب واحد اضافی صادرات گاز منفی است و متوسط آن ۵۷۰ - میلیون دلار در سال های مورد مطالعه است. بررسی سناریوی فوق، نشان می دهد که فقدان سیاست انرژی، ایجاد تعهدات صادرات گاز و عدم توجه به نیازهای تزریق گاز، هزینه فرصت بسیار بالایی در سالهای آینده به واسطه تراز منفی گاز ایجاد می کند.

محاسبه مجموع هزینه های نهایی گاز کشور در شرایطی که تراز گاز کشور منفی می گردد (عرضه گاز کمتر از تقاضای آن است) به راحتی امکان پذیر نیست. از آنجا که صادرات گاز، اولین متغیری است که در صورت تراز منفی گاز، اولویت تخصیص گاز به آن از بین می رود، از ارزش سایه‌ای یک میلیارد متر مکعب واحد اضافی صادرات گاز در سناریوی تداوم الگوی رشد مصرف کنونی می توان به عنوان جایگزین مناسبی برای محاسبه هزینه های نهایی تراز منفی گاز کشور استفاده کرد.

بر اساس الگوی فوق، خالص منافع نهایی از دست رفته در شرایط تراز منفی گاز ۵۷۰ - میلیون دلار به قیمت های ثابت سال پایه به ازای یک میلیارد متر مکعب گاز برآورد گردیده است. البته مقدار فوق، هزینه نهایی تراز گاز منفی به ازای یک میلیارد متر مکعب گاز است و با افزایش مقدار آن، هزینه های نهایی نیز به صورت فزاینده تری افزایش می یابد. هزینه نهایی تراز گاز منفی به ازای یک میلیارد متر مکعب گاز معادل ۲/۴ برابر متوسط خالص درآمد صادرات گاز است.

با تحلیل حساسیت، مدل مشخص گردید که تغییر همزمان قیمت نفت و گاز، اولویت و مقدار تخصیص گاز به مصارف مختلف را تغییر نمی دهد. در قیمت های مختلف گاز، اولویت کاربرد منابع گاز ایران تغییر نمی کند ولی ارزش منفی سایه ای صادرات گاز با افزایش قیمت گاز افزایش می یابد.

## ۵. نتیجه گیری

نتایج مقاله نشان می دهد، اولویت و مقدار بهینه تخصیص گاز به مصارف مختلف در سالهای آینده، تابعی از محدودیت‌های تولید گاز، سیاست انرژی، نرخ تنزیل، هدف‌گذاری تزریق برای حفظ فشار مخازن، فشار افزایشی متوسط یا بالای مخازن نفت و واردات گاز است.

با توجه به محدودیت تولید گاز، در نرخ تنزیل های پایین، تزریق گاز بر صادرات گاز اولویت مطلق دارد. در این حالت تخصیص گاز به تزریق اولویت پیدا می کند و مازاد گاز به صادرات تخصیص می یابد. ولی در نرخ تنزیل های بالاتر، تزریق گاز اولویت مطلق بر صادرات گاز ندارد و مقدار بهینه دو متغیر، همزمان تعیین می شود. از آنجا که تأمین عدالت بین نسلی ایجاب می کند که سیاست‌گذاران بخش عمومی از نرخ تنزیل پایینی در تصمیم گیری ها استفاده کنند، لذا می توان انتظار داشت که اولویت تزریق گاز در سناریوهای فشار افزایشی متوسط یا بالا نیز برقرار باشد.

مقایسه سناریوی پایه و سناریوی تداوم رشد مصرف گاز طبیعی در مصارف نهایی داخل کشور، نشان داد که در صورت عدم اجرای سیاست جامع انرژی و تداوم رشد مصرف انرژی بویژه در بخشهای نهایی مصرف کننده، با وجود افزایش قابل توجه در ظرفیت های تولید گاز کشور در طول سالهای آینده، تراز گاز کشور منفی خواهد بود. در این صورت، امکان تخصیص گاز برای تزریق به مخازن نفت متناسب با سناریوی حفظ فشار موجود مخازن و صادرات گاز وجود نخواهد داشت. بررسی سناریوی

فوق نشان می‌دهد که فقدان سیاست انرژی، ایجاد تعهدات صادرات گاز و عدم توجه به نیازهای تزریق گاز، هزینه فرصت بسیار بالایی در سالهای آینده به دلیل تراز منفی گاز ایجاد می‌کند.

از جمع بندی نتایج تحلیل سناریوهای مختلف این مطالعه می‌توان نتیجه گرفت که تبدیل شدن ایران به صادرکننده بزرگ گاز در دو دهه آینده، سازگار با حداکثر سازی منافع اقتصادی بهره برداری و تخصیص ذخایر گاز کشور نیست.

براساس نتایج سناریوهای بررسی شده، صادرات گاز ایران از اواسط دهه ۱۳۹۰ دارای توجیه اقتصادی است ولی مقدار گاز قابل صادرات، محدود است. به عنوان مثال، در سناریو پایه، صادرات گاز از اوایل دهه ۱۳۹۰ امکان پذیر می‌گردد ولی رشد صادرات گاز قابل تداوم نیست و از مقدار صادرات گاز در سالهای پایانی مطالعه کاسته می‌شود. از آنجا که صادرات گاز، دارای قراردادهای بلند مدت است و صادرکننده باید حداقل گاز تعهد شده را صادر نماید لذا از لحاظ عملی امکان کاهش صادرات گاز مشکل است. در این صورت، تعهدات صادرات گاز موجب می‌شود که تقاضای گاز بخش های دیگر به طور کامل پاسخ داده نشود و تراز گاز منفی گردد. حداکثر مقدار خالص صادرات گاز نسبت به کل گاز سبک تولید شده به ۸/۵ درصد در سناریو پایه می‌رسد.

در تمام سناریوهای بررسی شده، هیچ توصیه ای برای عدم بهره برداری گاز یا انتقال ظرفیت های تولید گاز برنامه ریزی شده به دوره های بعدی نشده است. با بررسی مقدار بهینه متغیر ذخیره گاز و ارزش سایه ای آن مشخص می‌شود که عدم امکان افزایش تولید گاز در سالهای اولیه دوره مطالعه دارای هزینه فرصت بسیار بالایی است. تحلیل سناریوی پایه نشان می‌دهد که ارزش نهایی سایه ای عدم امکان بهره برداری و تولید گاز یک میلیارد متر مکعب، از ۶۶۰ میلیون دلار در اول دوره به ۳۹ میلیون دلار در پایان دوره می‌رسد.

نتایج این مطالعه مبتنی بر فرض حداکثر بهره برداری از ظرفیت های تولید گاز و رسیدن به اهداف تولید گاز در سالهای آینده قرار دارد اما ملاحظه شواهد موجود در سالهای گذشته نشان می‌دهد که معمولاً تأخیرهای زمانی قابل توجهی در تولید گاز کشور صورت گرفته است. هر نوع تأخیر در پروژه های تولید گاز، هزینه فرصت بسیار بالایی دارد. نتایج مدل نشان می‌دهد ذخیره گاز برای سالهای آینده دارای ارزش سایه ای منفی بالایی است. با توجه به اولویت تزریق گاز در سناریوهای مختلف با هدف افزایش فشار مخازن در سطح متوسط یا بالا، پیشنهاد می‌شود برنامه ریزی برای افزایش ظرفیت های جدید تولیدی - علاوه بر برنامه های موجود و کاهش مصرف و بهینه سازی مصرف نیز - صورت گیرد.

نتایج این مطالعه با اهداف مراجع رسمی سیاست گذار توسعه صنعت گاز در ایران اختلاف قابل توجهی را نشان می‌دهد. لذا ضرورت دارد توسعه صنعت گاز متناسب با اولویت تخصیص گاز و نیازهای واقعی گاز در داخل کشور و ظرفیت واقعی عرضه گاز صورت پذیرد. تعریف تقاضاهای جدید گاز در داخل و برای صادرات، ماهیت چسبنده دارد و در کوتاه مدت به آسانی قابل حذف یا کاهش نیستند. در صورت مازاد تقاضا نسبت به عرضه، هزینه ناشی از تراز منفی گاز بر اقتصاد تحمیل می‌شود.

## منابع و مأخذ

- جعفری صمیمی، احمد و دهقانی، تورج (۱۳۸۶) کاربرد الگوی پویا برای بهینه سازی درآمد ذخایر گازی ایران؛ فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی، شماره ۳۰.
- درخشان، مسعود (۱۳۸۱) منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز؛ مجله مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره ۳۴.
- درخشان، مسعود (۱۳۸۵) طرح تحقیقاتی بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم انداز (۱۴۰۴ هجری شمسی)؛ دفتر همکاری های فناوری ریاست جمهوری، معاونت انرژی.
- ریاضی، محمدرضا (۱۳۸۰)، آشنایی با مهندسی مخازن نفت و گاز؛ مؤسسه علمی انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، چاپ دوم.
- سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی (۱۳۸۵) برآورد تولید و مصرف گاز طبیعی و نحوه تخصیص آن تا سال ۱۴۰۳؛ دفتر انرژی.
- سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱) برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز کشور؛ مجله مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره ۳۴.
- مرکز آمار ایران (۱۳۸۵) آمارگیری از واحدهای صنعتی ۱۰ کارکن و بیشتر ۱۳۸۴.
- مرکز تحقیقات استراتژیک مجمع تشخیص مصلحت نظام (۱۳۸۴) مجموعه مقالات همایش راهبرد استفاده از منابع گازی در چشم انداز بیست ساله؛ اسفند ماه.
- مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۸۵) استفاده بهینه از منابع گازی کشور؛ دفتر مطالعات زیربنایی نفت و توسعه (۱۳۸۱) گزارش اهم فعالیت های وزارت نفت ۸۱-۱۳۷۶، روابط عمومی وزارت نفت.
- نفت و توسعه (۱۳۸۴) گزارش اهم فعالیت های وزارت نفت ۸۳-۱۳۷۶، روابط عمومی وزارت نفت.
- وزارت نفت (۱۳۸۵) برنامه تولید و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۸۴؛ معاونت برنامه‌ریزی.
- وزارت نفت (۱۳۸۶) ترازنامه هیدروکربوری کشور ۱۳۸۴؛ موسسه مطالعات بین المللی انرژی.
- وزارت نیرو (۱۳۸۴) ترازنامه انرژی.
- وزارت نیرو (۱۳۸۵) آمار نامه برق کشور.
- Bentley R.W. (2002) Global Oil & Gas Depletion; Energy Policy (30).
- Böhringer Christoph (2003) The Kyoto Protocol: A Review and Perspectives; Oxf Rev Econ Policy, 19: 451-466.
- Bp (2005) Statistical Review Of World Energy, London, Uk.
- Brooke, A., Kendrick D., Meeraus (2004) Gams: A User's Guide. Gams Development Corporation.

- CIEP (2004) Study on Energy Supply Security and Geopolitics, Final Report, The Clingendael International Energy Programme (CIEP).
- Dunkerley Joy (2006) Lessons From The Past Thirty Years; Energy Policy, 34, Issue 5.
- Geller, H. And et al. (2006) Polices For Increasing Energy Efficiency: Thirty Years Of Experience In Oecd Countries; Energy Policy, 34, Issue 5.
- Greene, David L., Hopson Janet & Li Jia (2006) Have We Run Out Of Oil Yet? Oil Peaking Analysis From An Optimist's Perspective; Energy Policy, 34.
- Hannesson, Rognvaldur (1998) petroleum economic; issue and strategies of oil and natural gas production; Quorum books, Greenwood publishing group, London.
- IEA (2005) World Energy Outlook, IEA/OECD, Paris.
- IGU (2006) Strategy, Economy And Regulation, International Gas Union.
- OPEC Annual Report, 2005.
- OPEC Review, 2005.
- Rowse, J. (1986) Allocation of Canadian Natural Gas To Domestic And Export Markets; Canadian Journal Of Economics, Canadian Economics Association, Vol.19(3).
- Rowse, J. (1988) Constructing A Supply Function For A Delectable Resource; Resources And Energy, Volume 10(1).
- Rowse, J. (1990) Discount Rate Choice And Efficiency In Exhaustible Resource Allocation; Canadian Journal Of Economics, Canadian Economics Association, Vol. 23(4).
- Utgikar V.P. and Scott J.P. (2006) Energy forecasting: Predictions, reality and analysis of causes of error; Energy Policy, 34, 3087–3092.