چشم‌انداز درآمدهای حاصل
از صادرات نفت و گاز ایران

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۵۱۸۳
آذرماه ۱۳۹۵

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
مقدمه ۲
الف) چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات نفت ۵
ب) چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات گاز ۱۵
ج) گزیده‌ای از مسائل سیاستی ۲۷
جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۳۲

چشم‌انداز درآمدهای حاصل از صادرات نفت و گاز ایران

چکیده

گزارش ذیل برگرفته از تحلیلی است که بانک جهانی در ماه مارس ۲۰۱۶ میلادی پس از اجرایی شدن برجام و برداشته شدن تحریم‌های مرتبط با برنامه هسته‌ای کشور با عنوان «رصد اقتصادی ایران» منتشر کرده است که درباره تحولات و سیاست‌های مهم اقتصادی ایران در بخش‌های مختلف ازجمله نفت و گاز مطالبی ارائه می‌نماید.

در بخش اول تحلیلی از چشم‌انداز درآمدهای روبه رشد حاصل از صادرات نفت و در بخش دوم توصیفی از پتانسیل درآمدهای روبه رشد ناشی از صادرات گاز بیان شده است که اساساً تحقق این درآمدها به دو متغیر وابسته است:

الف) میزان سرعت سرمایه‌گذاری‌ها در بازسازی، گسترش و توسعه میادین مختلف نفت و گاز.

ب) قیمت نفت.

در بخش سوم نیز برخی مباحث مربوط به حوزه سیاستگذاری مطرح شده است.

همچنین سه سناریو (محتمل‌ترین سناریو، سناریوی خوش‌بینانه و سناریوی بدبینانه) مورد بررسی قرار گرفته است که در محتمل‌ترین سناریو یا همان سناریوی پایه، صادرات نفت و فرآورده‌های نفتی می‌تواند از ۱/۲۷ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۴ به ۲/۳۲ میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۱۷ و ۲/۵۳ میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۲۰ افزایش یابد. در مورد گاز نیز، صادرات می‌تواند از ۴ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۴ به

۱۰/۳ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۷ و ۲۷/۱ میلیارد مترمکعب تا سال ۲۰۲۰ افزایش یابد. برای حصول به این میزان صادرات و افزایش درآمدهای حاصل از آن، نکات ذیل پیشنهاد می‌شود:

۱. بالا بردن جذابیت قراردادهای نفتی ایران برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی (IOC)،
۲. افزایش کارآیی در انتقال توزیع و مصرف گاز طبیعی،
۳. کاهش سوزاندن و آزادسازی گازهای همراه (فلر و ونتینگ)،
۴. تقویت مدیریت ثروت نفتی.

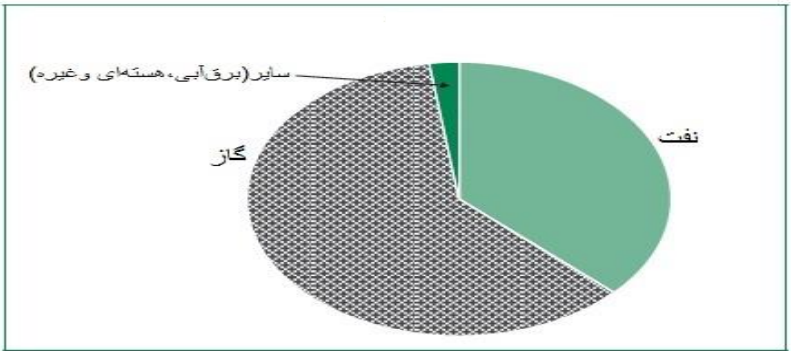
مقدمه

ایران یکی از بزرگترین تولیدکنندگان انرژی دنیا و نیز یکی از کشورهایی است که از شدت انرژی بالایی برخوردار است. در سال ۲۰۱۴، مصرف انرژی اولیه ایران، ۲۵۲ میلیون تن معادل نفت خام (MTOE) بود، که این رقم شامل ۹۳ میلیون تن (۳۷ درصد) نفت، ۱۵۳ میلیون تن (۶۱ درصد) گاز و ۶ میلیون تن (۲ درصد) سایر انواع انرژی‌ها (برقابی، زغال سنگ و هسته‌ای) می شد (نمودار ۱). مصرف انرژی ایران تا دهه ۱۹۷۰ بیشتر برپایه نفت بوده است. به‌گونه‌ای که مصرف داخلی نفت طی پنج سال (از سال ۱۹۷۰ تا ۱۹۷۵) دو برابر شد و این سرعت رشد مصرف انرژی و وابستگی کشور به نفت به افزایش نگرانی‌های سیاستی درباره پایداری صادرات نفت انجامید. در نتیجه، اجرای یک برنامه جامع توسعه و توزیع گاز طبیعی در دهه ۱۹۷۰ آغاز شد و در دهه ۱۹۸۰ شتاب بیشتری گرفت. به‌گونه‌ای که سهم گاز در مصرف انرژی از ۱۱ درصد در سال ۱۹۸۰ به ۶۱ درصد در سال ۲۰۱۴ افزایش یافت. هم‌اکنون مصرف فرآورده‌های

نفتی عمدتاً به بخش حمل‌ونقل محدود شده و دولت نیز تا حد امکان اقدامات گسترده‌ای را برای بالا بردن مصرف گاز طبیعی فشرده (CNG)، انجام داده است.

نمودار ۱. مصرف انرژی در ایران، سال ۲۰۱۴

(معادل میلیون تن نفت خام)



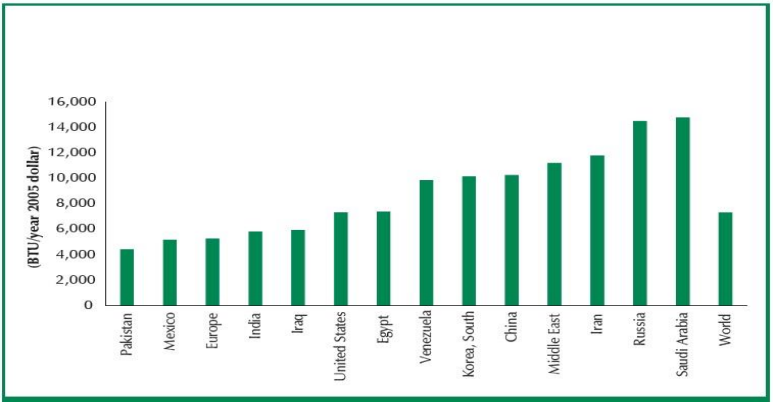
مأخذ: آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۵.

بالا بودن شدت انرژی در کشور در مقایسه با متوسط جهانی و برخی کشورهای دیگر به این نکته اشاره دارد که فضای زیادی برای ارتقای کارآیی انرژی وجود دارد (نمودار۲). مصرف داخلی انرژی، توانایی کشور در افزایش صادرات نفت و گاز را بسیار محدود می‌کند. همچنان که اقتصاد (ایران) بیشتر وارد بازارهای بین‌المللی می‌شود، هزینه فرصت مصرف داخلی نفت و گاز آشکارتر می‌شود، لذا منطقی کردن مصرف انرژی امری ضروری است.

در حالی که ایران یکی از متنوع‌ترین اقتصادها را در میان تولیدکنندگان اوپک دارد، اما اقتصاد آن بسیار به نفت و گاز وابسته است. صادرات نفت در طول تاریخ معاصر ایران به‌طور

جدی دنبال شده، اگرچه این مقوله نیز با تحولات سیاسی کشور گره خورده است. صادرات نفت خام در اواسط دهه ۱۹۷۰ با میزان تقریبی، ۵/۵ میلیون بشکه در روز به اوج خود رسید. بعد از پیروزی شکوهمند انقلاب اسلامی در سال ۱۹۷۹ این میزان کمتر از یک میلیون بشکه در روز بود و از اواسط دهه ۱۹۹۰ تا سال ۲۰۱۱ تقریباً بین ۲ تا ۲/۵ میلیون بشکه در روز، ثابت ماند. پس از آن، به‌دنبال اعمال تحریم‌ها در سال‌های ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲، صادرات نفت به حدود ۱/۲ میلیون بشکه در روز کاهش یافت. صادرات و واردات گاز طبیعی در اوایل دهه ۲۰۰۰ با مقادیر اندک آغاز شد و همزمان دولت برخی برنامه‌های صادرات گاز را در مقیاس بزرگ برنامه‌ریزی کرد که به‌دلیل تحریم‌ها بیشتر آنها متوقف شد.

نمودار ۲. میزان شدت انرژی براساس شاخص برابری قدرت خرید



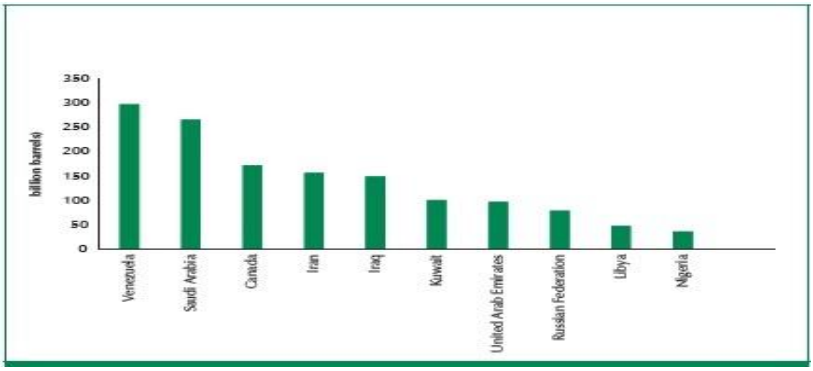
مأخذ: همان.

انتظار می‌رود که رفع تحریم‌های مرتبط با برنامه هسته‌ای، تأثیر معناداری بر توسعه بخش‌های نفت و گاز کشور و به‌ویژه درآمدهای صادراتی بالقوه حاصل از این بخش‌ها داشته باشد.

الف) چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات نفت

میزان ذخایر اثبات شده نفت خام ایران، ۱۵۸ میلیارد بشکه برآورد شده است که نشان می‌دهد کشور ما چهارمین دارنده ذخایر نفت خام دنیا (نمودار ۳) و سومین دارنده ذخایر نفت خام در سازمان کشورهای صادرکننده نفت (OPEC) است. بیش از ۷۰ درصد از ذخایر نفت خام کشور در خشکی[۱] (مناطق ساحلی) قرار دارند (نقشه ۱).

نمودار ۳. میزان ذخایر نفت خام ایران و کشورهای همتراز در سال ۲۰۱۵



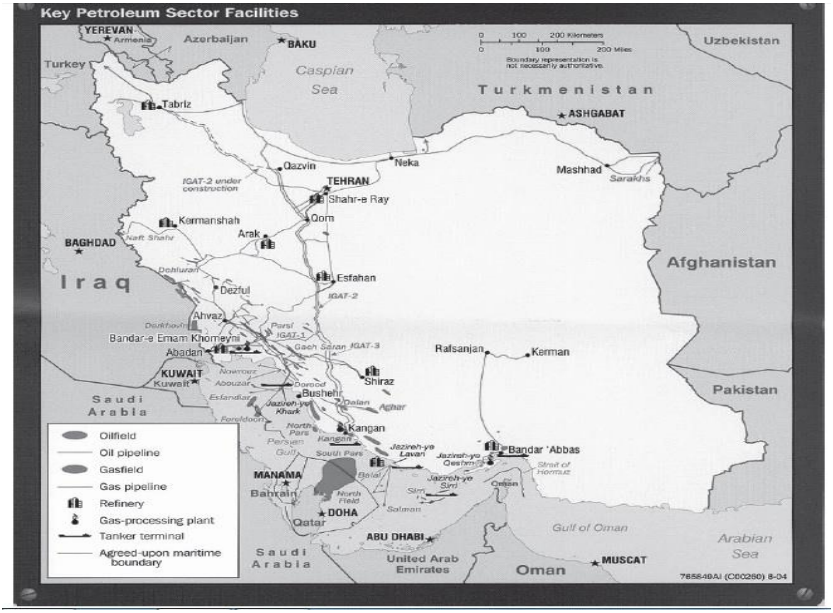
مأخذ: نشریه نفت و گاز، ژانویه ۲۰۱۵.

بزرگترین میادین نفت ایران، میادین واقع در مناطق ساحلی (خشکی)، اهواز- آسماری، مارون و گچساران هستند که همه آنها در استان خوزستان قرار دارند. میدان اباذر در خلیج فارس با ظرفیت تولید ۱۷۵ هزار بشکه در روز بزرگترین میدان فراساحلی[۲]

۱. Onshore
۲. Offshore

(دریایی) ایران است. همچنین ایران دارای برخی ذخایر اثبات شده فراساحلی نفتی در دریای خزر[1] است که البته اکتشاف و توسعه این ذخایر به‌دلیل مناقشات ارضی با همسایگان خود، یعنی آذربایجان و ترکمنستان، متوقف مانده است.

نقشه ۱. میادین نفت و گاز ایران



مأخذ: گزارش رصد اقتصادی ایران (بانک جهانی).

ظرفیت تولید نفت ایران تا سال ۱۹۶۵ به‌تدریج به ۲ میلیون بشکه در روز رسید، اما پس از آن و در یک دوره ۱۰ ساله (۱۹۶۵ تا ۱۹۷۵) به حدود ۶ میلیون بشکه در روز افزایش یافت (نمودار ۴).

1. Proved Offshore Oil Reserves in the Caspian Sea

نمودار ۴. تولید، مصرف و صادرات نفت ایران

مأخذ: بی.پی، ۲۰۱۵.

پایداری و بهینه بودن این گسترش سریع تولید در اواخر دهه ۱۹۷۰ بحث‌برانگیز بود. با این حال، بعد از پیروزی انقلاب اسلامی و شروع جنگ تحمیلی با عراق، سطح تولید تقریباً به ۱/۵ میلیون بشکه در روز سقوط کرد. متعاقباً تولید نفت در اواخر دهه ۱۹۸۰ به‌تدریج به ۲/۵ میلیون بشکه در روز رسید و ظرفیت تولید با سرمایه‌گذاری قابل توجه در امر نوسازی، در سال ۲۰۰۷ به حدود ۴/۲ میلیون بشکه در روز افزایش یافت. این سطح از تولید تا سال ۲۰۱۱ حفظ شده بود، اما پس از آن تولید نفت به‌طور چشمگیری از حدود ۳/۷ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۱ به ۲/۷ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۲ و ۲/۵ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۳ کاهش یافت. در سال ۲۰۱۴ تولید نفت خام حدود ۱۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یافت و تقریباً

به ۲/۶ میلیون بشکه در روز رسید، در حالی که تولید کل نفت (نفت خام و میعانات گازی) ۳/۰۵ میلیون بشکه در روز بود.

برای توسعه صادرات نفت چالش‌هایی ازجمله امکان عرضه به بازار در کوتاه‌مدت و پایداری آن در بلندمدت وجود دارد. پیش از تحریم‌ها ایران نفت خود را به چین، هند، ژاپن، کره جنوبی، اتحادیه اروپا، ترکیه، آفریقای جنوبی و امارات متحده عربی صادر می‌کرد.[1] پس از تحریم‌ها برخی خریداران مانند کشورهای عضو اتحادیه اروپا واردات نفت از ایران را متوقف و سایر کشورها از میزان واردات خود کاستند. انتظار می‌رود که ایران بتواند این بازار از دست‌رفته را به میزان حداقل بیش از ۳۰۰ هزار بشکه در روز تا اواسط سال ۲۰۱۶ و نیز بیش از ۶۰۰ هزار بشکه در روز تا اواسط سال ۲۰۱۷، بازپس گیرد. خریداران بالقوه ایران، کشورهای کره جنوبی، هند، چین، ترکیه و برخی کشورهای اروپایی شامل یونان، اسپانیا و ایتالیا هستند.

ثبات صادرات نفت بعد از سال ۲۰۱۷ به اقدامات بیشتر ازسوی ایران و نیز به‌ویژه به توانایی کشور بستگی خواهد داشت که بتواند:

۱. از کاهش در بهره‌وری میادین قدیمی نفت خود جلوگیری کند.

۲. برخی از مخازن بسته خود را دوباره راه‌اندازی کند.

۳. در توسعه میادین نفتی جدید سرمایه‌گذاری کند.

---

۱. ایران در سال ۲۰۱۱، پیش از تشدید تحریم‌ها ۲/۳ میلیون بشکه در روز میعانات نفتی (نفت خام و سایر میعانات نفتی) صادر می‌کرد. بزرگترین واردکنندگان نفت کشور عبارت بودند از: چین (۵۵۰ هزار بشکه در روز)، هند (۳۲۰ هزار بشکه در روز)، ژاپن (۳۲۰ هزار بشکه در روز)، کره جنوبی (۲۵۰ هزار بشکه در روز)، اتحادیه اروپا (۶۰۰ هزار بشکه در روز)، ترکیه (۱۸۵ هزار بشکه در روز)، آفریقای جنوبی (۷۵ هزار بشکه در روز) و امارات متحده عربی (۹۵ هزار بشکه در روز).

پیش‌بینی می‌شود که بین سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰ افزایش بالقوه‌ای در تولید نفت (نفت و میعانات گازی)، شامل افزایش ۳۰۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۶ و ۶۰۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۷، به وجود آید. بنابراین انتظار می‌رود که در سال ۲۰۱۷ ایران تولید نفت ۴/۲ میلیون بشکه در روز خود را در زمان قبل از تحریم‌ها، یعنی زمانی که ظرفیت تولید نفت شامل ۳/۵ میلیون بشکه نفت خام و ۰/۷ میلیون بشکه میعانات گازی بود، دوباره به‌دست آورد. اگرچه ممکن است ظرفیت تولید ۴/۲ میلیون بشکه در روز تا پایان سال ۲۰۱۷ محقق شود، اما چهار تحول مهم وجود دارد که می‌تواند ظرفیت تولید در طول سال‌های ۲۰۱۸ تا ۲۰۲۰ را تحت تأثیر قرار دهد:

ـ شرکت ملی نفت ایران (NIOC)[۱] در نظر دارد که میادین جدیدی را در منطقه غرب کارون توسعه دهد. این میادین شامل برخی میادین بزرگ مانند آزادگان، یاران، یادآوران و دارخوین و نیز بعضی از میادین کوچک‌تر مانند جفیر، بند کرخه و سوسنگرد است. میادین غرب کارون تنها ۱۰۰ هزار بشکه در روز نفت تولید می‌کنند. شرکت ملی نفت ایران انتظار دارد که تولید نفت را از این میادین تا نزدیک به یک میلیون بشکه در روز افزایش دهد. پیش‌بینی شده است که با توجه به توانایی شرکت ملی نفت در تأمین سرمایه‌گذاری مورد نیاز، ظرفیت تولید این میادین در سال ۲۰۲۰ به ۴۰۰ الی ۸۰۰ هزار بشکه در روز برسد.

ـ برنامه‌ای برای سرمایه‌گذاری اولویت‌دار به‌منظور افزایش ظرفیت تولید نفت در میادین بالغ نفتی نظیر اهواز، گچساران و مارون و نیز برای عملیاتی کردن بعضی از میادین نفتی که پیشتر مسدود شده، اجرا خواهد شد. انتظار می‌رود که تولید میدان اهواز تا حدودی به مقدار

---

۱. National Iranian Oil Company

اولیه خود برسد در حالی که تولید سایر میادین به‌تدریج افزایش می‌یابد. ممکن است میزان افزایش در تولید کل نفت در سال ۲۰۲۰ بین ۲۰۰ تا ۴۰۰ هزار بشکه در روز باشد.

ـ با وجود سرمایه‌گذاری فوق، ممکن است هر سال یک کاهش طبیعی (روزانه به میزان هزار بشکه) در تولید بعضی از میادین بسیار قدیمی، رخ دهد.

ـ با توجه به بهره‌برداری کامل از فازهای جدید پارس جنوبی انتظار می‌رود که تولید میعانات گازی افزایش قابل توجهی داشته باشد و تا سال ۲۰۲۰ به ۳۰۰ الی ۵۰۰ هزار بشکه در روز برسد.[۱]

صادرات نفت ایران شامل نفت خام، میعانات گازی و فرآورده‌های نفتی است. تولید میعانات گازی ایران اغلب از میدان گازی پارس جنوبی همراه با مقادیر اندکی در نار، کنگان و سایر میادین صورت می‌گیرد. انتظار می‌رود که تولید میعانات گازی از حدود ۴۵۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۴ به حدود ۸۳۰ هزار بشکه در روز تا سال ۲۰۲۰، افزایش یابد. همزمان برنامه‌ای نیز برای پردازش و تبدیل میعانات گازی به فرآورده‌های نفتی مثل نفتا، دیزل و نفت سفید وجود دارد. هم‌اکنون در دو شرکت پتروشیمی برزویه و بوعلی سینا حدود ۱۶۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی مصرف می‌شود که البته این میزان به‌طور قابل توجهی در ۴ تا ۶ سال آتی و همزمان با شروع به کار پالایشگاه‌های ستاره خلیج فارس (با ظرفیت ۳۶۰ هزار بشکه در روز) و سیراف (با ظرفیت ۴۸۰ هزار بشکه در روز) افزایش خواهد یافت. انتظار می‌رود که پالایشگاه ستاره خلیج فارس بین

---

۱. توسعه پارس جنوبی شامل ۲۴ فاز است. ۱۰ فاز اول طی سال‌های ۲۰۰۲ تا ۲۰۱۰ و فازهای ۱۲، ۱۵ و۱۶ در سال ۲۰۱۴-۲۰۱۵ راه‌اندازی شدند. طبق برنامه‌ریزی انجام شده فازهای ۱۷ و ۱۸ در سال ۲۰۱۶ عملیاتی می‌شوند و انتظار می‌رود که اکثر فازهای بعدی تا سال ۲۰۲۰ به بهره‌برداری برسند.

سال‌های ۲۰۱۶ و ۲۰۱۸ شروع به‌کار کند، اما زمان شروع به کار پالایشگاه سیراف نامشخص است. زمانی که هر دو پالایشگاه راه‌اندازی شوند دیگر میعانات گازی صادر نخواهد شد، اما مقادیری از فرآورده‌ها (حدود ۱۵۰ هزار بشکه در روز نفتا و حدود ۴۰۰ هزار بشکه در روز دیزل و نفت سفید) برای صادرات وجود خواهد داشت. سناریوی محتمل این است که صادرات میعانات گازی در سال ۲۰۱۶ (به میزان ۵۰۰ هزار بشکه در روز) به اوج خود می‌رسد و به‌تدریج تا سال ۲۰۲۰ به ۳۳۰ هزار بشکه در روز، کاهش یابد و در مقابل مصرف داخلی آن به حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید.[۱]

انتظار می‌رود که در میان‌مدت صادرات فرآورده‌های نفتی نیز افزایش یابد. در گذشته ایران برای تأمین تقاضای داخلی محصولات پالایشی به‌ویژه بنزین به واردات آن اقدام می‌کرد. اما اکنون با بازسازی، نوسازی و توسعه پالایشگاه‌های خود حجم زیاد و ترکیب مطلوب‌تری از فرآورده‌ها را در داخل، تولید می‌کند. این افزایش بازده پالایشی و محصولات مازاد حاصل از فرآوری داخلی میعانات گازی، باعث افزایش ظرفیت صادرات (۷۰۰ هزار بشکه در روز از فرآورده‌های نفتی تا سال ۲۰۲۰) خواهد شد؛ که متشکل از ۲۲۰ هزار بشکه نفت کوره، ۷۰ هزار بشکه گازوئیل، ۱۴۰ هزار بشکه بنزین و ۱۷۰ هزار بشکه LPG (گاز مایع) است.

برای ارزیابی چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات نفت، در این بخش برای توسعه و گسترش نفت (نفت خام و میعانات گازی) و فرآورده‌های نفتی براساس تحلیل‌های مذکور محدوده‌ای تعیین شده است. در این طرح‌ها سه سناریو (محتمل‌ترین حالت،

---

۱. با راه‌اندازی فازهای ۱۲ تا ۱۶ پارس جنوبی در سال ۲۰۱۴-۲۰۱۵ تولید میعانات گازی از حدود ۲۰۰ هزار بشکه در روز به ۶۵۰ هزار بشکه در روز افزایش یافت. فازهای ۱۷ تا ۲۱ تا سال ۲۰۲۰ راه‌اندازی می‌شوند و تولید میعانات گازی نیز پس از آن به ۸۳۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید.

بدبینانه و خوش‌بینانه) به همراه فروض اصلی کلیدی که درخصوص حجم صادرات و قیمت‌های بین‌المللی نفت است، برای هریک از سناریوها در نظر گرفته شده است. فروض اصلی این سناریوها به‌شرح زیر است:

ـ در سناریوی حالت پایه (محتمل‌ترین سناریو) فرض می‌شود که ظرفیت تولید نفت از حدود ۴ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۵ به ۴/۵ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰ افزایش یابد. تقریباً نیمی از افزایش ظرفیت به‌دلیل بازده اضافی ناشی از تولید میعانات گازی پارس جنوبی و سایر میادین گازی است. در این سناریو فرض می‌شود که قیمت بین‌المللی نفت خام (براساس شاخص برنت)[1] طی سال‌های ۲۰۱۵ و ۲۰۱۶ در محدوده ۵۰ تا ۶۰ دلار به‌ازای هر بشکه (به‌طور میانگین ۵۵ دلار برای هر بشکه) نوسان خواهد کرد. قیمت نفت بعد از سال ۲۰۱۶ به‌تدریج افزایش می‌یابد و تا سال ۲۰۲۰ به بشکه‌ای ۷۰ دلار می‌رسد.

ـ در سناریوی خوش‌بینانه (حد بالا) فرض شده است که ایران تا سال ۲۰۲۰ به اهداف توسعه‌ای خود برای تولید نفت خام (۴/۳ میلیون بشکه در روز) و میعانات گازی (۹۳۰ هزار بشکه در روز) دست یابد. در این سناریو روند خوش‌بینانه‌ای برای قیمت نفت فرض شده است که بر این اساس در سال ۲۰۱۷ به ۷۰ دلار و تا سال ۲۰۲۰ به ۸۰ دلار به‌ازای هر بشکه خواهد رسید.

ـ در سناریوی بدبینانه (حد پایین) چند نوع ریسک فرض شده است:

۱. ظرفیت تولید نفت تا سال ۲۰۱۷ به ۳ میلیون بشکه در روز خواهد رسید، اما ممکن

---

۱. تولید نفت خام در ایران عمدتاً متشکل از نفت سنگین و سبک است. نفت خام سنگین به‌طور سنتی به بازارهای آسیایی فروخته می‌شود در حالی که نفت خام سبک بازار گسترده‌تری دارد. انواع نفت خام اعم از سبک و سنگین با تخفیف سه و یا یک دلار در هر بشکه نسبت به شاخص قیمت برنت فروخته می‌شوند. صادرات فرآورده‌های نفتی شامل نفت کوره، نفتگاز، نفتا و مقدار رو به رشدی بنزین است.

است تا سال ۲۰۲۰ در همان سطح باقی بماند، که به این نکته اشاره دارد که سرمایه‌گذاری‌های انجام شده ممکن است فقط برای جبران کاهش تولید میادین نفتی قدیمی کافی باشند.

۲. تولید میعانات گازی همچنان حدود ۷۰۰ هزار بشکه در روز باشد.

۳. قیمت بین‌المللی نفت طی سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۲۰ در محدوده بشکه‌ای ۵۰ الی ۵۵ دلار باقی خواهد ماند.

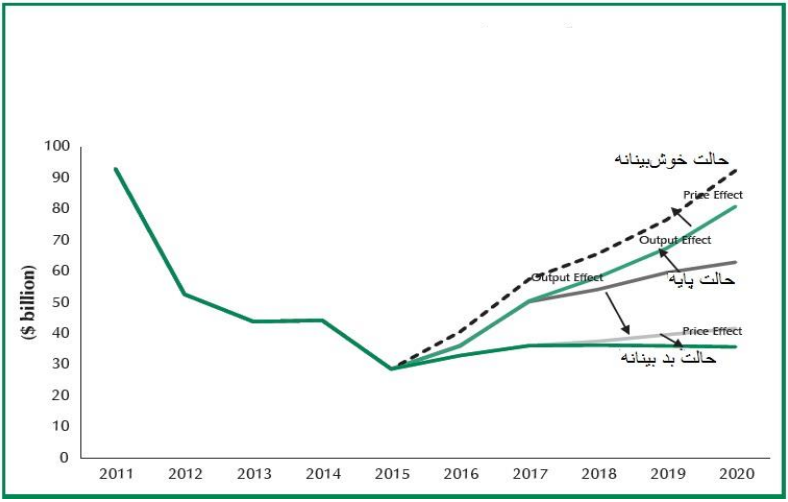
جدول ۱. چشم‌انداز میان‌مدت برای درآمدهای حاصل از تولید و صادرات نفت ایران

سال (شمسی)	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶	۲۰۱۷	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۲۰
برمبنای برآوردهای حالت پایه										
تولید										
نفت خام (میلیون بشکه در روز)	۳/۷۰	۲/۷۰	۲/۵۰	۲/۶۰	۲/۷۰	۲/۹۰	۳/۵۰	۳/۶۰	۳/۷۰	**۳/۷۰**
میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۳۸۰	۳۹۵	۴۲۰	۴۵۰	۶۱۰	۶۹۰	۷۲۰	۷۵۰	۷۹۰	**۸۳۰**
کل نفت (میلیون بشکه در روز)	۴/۰۸	۳/۱۰	۲/۹۲	۳/۰۵	۳/۳۱	۳/۵۹	۴/۲۲	۴/۳۵	۴/۴۹	**۴/۵۳**
تخصیص نفت خام										
پالایش داخلی (میلیون بشکه در روز)	۱/۷۰	۱/۷۰	۱/۸۰	۱/۸۰	۱/۹۰	۲/۰۰	۲/۱۰	۲/۲۰	۲/۲۰	**۲/۲۰**
صادرات (میلیون بشکه در روز)	۲/۰۰	۱/۰۰	۰/۷۰	۰/۸۰	۰/۸۰	۰/۹۰	۱/۴۰	۱/۴۰	۱/۵۰	**۱/۵۰**
تخصیص میعانات گازی										
فرآوری داخلی (هزار بشکه در روز)	۱۵۰	۱۵۵	۱۶۰	۱۶۵	۱۷۰	۱۹۰	۳۵۰	۴۵۰	۵۰۰	**۵۰۰**
صادرات (هزار بشکه در روز)	۲۳۰	۲۴۰	۲۶۰	۲۸۵	۴۴۰	۵۰۰	۳۷۰	۳۰۰	۲۹۰	**۳۳۰**
فرآورده‌های نفتی (میلیون بشکه در روز)	۱/۸۵	۱/۸۶	۱/۹۶	۱/۹۷	۲/۰۷	۲/۱۹	۲/۴۵	۲/۶۵	۲/۷۰	**۲/۷۰**
مصرف داخلی (میلیون بشکه در روز)	۱/۷۵	۱/۷۶	۱/۷۸	۱/۷۹	۱/۸۴	۱/۸۶	۱/۹۰	۱/۹۶	۱/۹۸	**۲/۰۰**
صادرات (هزار بشکه در روز)	۱۰۰	۱۰۰	۱۸۰	۱۸۰	۲۳۰	۳۳۰	۵۵۰	۶۹۰	۷۲۰	**۷۰۰**

سال (شمسی)	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶	۲۰۱۷	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۲۰
صادرات										
صادرات نفت خام (میلیون بشکه در روز)	۲/۰۰	۱/۰۰	۰/۷۰	۰/۸۰	۰/۸۰	۰/۹۰	۱/۴۰	۱/۴۰	۱/۵۰	**۱/۵۰**
صادرات میعانات گازی (هزار بشکه در روز)	۲۳۰	۲۴۰	۲۶۰	۲۸۵	۴۴۰	۵۰۰	۳۷۰	۳۰۰	۲۹۰	**۳۳۰**
صادرات فرآورده‌ها (هزار بشکه در روز)	۱۰۰	۱۰۰	۱۸۰	۱۸۰	۲۳۰	۳۳۰	۵۵۰	۶۹۰	۷۲۰	**۷۰۰**
کل صادرات (میلیون بشکه در روز)	۲/۳۳	۱/۳۴	۱/۱۴	۱/۲۶۵	۱/۴۷	۱/۷۳	۲/۳۲	۲/۳۹	۲/۵۱	**۲/۵۳**
درآمدهای صادراتی (میلیارد دلار)										
حالت پایه (محتمل‌ترین حالت)	۹۳/۰	۵۲/۷	۴۳/۹	۴۴/۳	۲۸/۷	۳۳/۸	۴۷/۸	۵۲/۵	۵۸/۸	**۶۳/۰**
حد بالا (وضعیت خوش‌بینانه)	۹۳/۰	۵۲/۷	۴۳/۹	۴۴/۳	۲۸/۷	۴۰/۶	۵۷/۵	۶۵/۷	۷۶/۷	**۹۲/۴**
حد پایین (وضعیت بدبینانه)	۹۳/۰	۵۲/۷	۴۳/۹	۴۴/۳	۲۸/۷	۳۳/۰	۳۶/۲	۳۶/۴	۳۶/۱	**۳۵/۸**

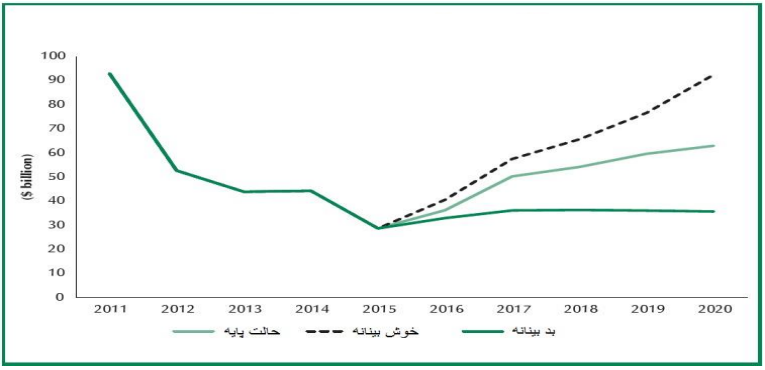
مأخذ: گزارش رصد اقتصادی ایران (بانک جهانی).

نمودار ۵. سیر تکاملی درآمد صادراتی ایران



مأخذ: گزارش رصد اقتصادی ایران (بانک جهانی).

نمودار۶. سیر تکاملی درآمد صادراتی ایران



مأخذ: همان.

ب) چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات گاز

ایران با داشتن حجم ذخایر گازی ۳۴ تریلیون مترمکعب، ۱۸/۲ درصد کل ذخایر گازی جهان را در خود جای داده و بزرگترین دارنده ذخایر گازی جهان به‌شمار می‌رود. روسیه پس از ایران با ذخایر ۳۲/۳ تریلیون مترمکعبی در رتبه دوم و قطر با ۲۴/۵ تریلیون مترمکعب در رتبه سوم از این نظر قرار گرفته‌اند.

پارس جنوبی بزرگترین میدان گاز طبیعی ایران و جهان به‌شمار می‌رود. علاوه‌بر این میدان، حداقل ۱۵ میدان اصلی گازی دیگر نیز وجود دارد. (بزرگترین این میادین عبارتند از: کیش، پارس شمالی، تابناک، فروز و کنگان). میدان گازی پارس جنوبی مشترک با قطر

در سال ۱۹۹۰ کشف شد.[۱] شرکت نفت و گاز پارس (POGC)،[۲] یک شرکت تابعه از شرکت ملی نفت ایران، مسئول توسعه ۲۴ فاز پارس جنوبی با هزینه کل برآوردیِ بیش از ۱۰۰ میلیارد دلار، می‌باشد. هریک از ۲۴ فاز، ترکیبی از تولید گاز طبیعی همراه با میعانات گازی و یا مایعات گاز طبیعی (NGPL)[۳] را در خود دارد. طبق برنامه‌ریزی انجام شده وقتی همه فازها آماده شوند تولید سالیانه گاز به ۲۷۰ میلیارد مترمکعب می‌رسد.

برنامه جامع گازی ایران در ابتدا پیش‌بینی کرده بود که از فازهای یک تا ۱۰ پارس جنوبی برای مصرف داخلی و تزریق مجدد میادین استفاده کند و در عین حال گاز تولیدی از فازهای باقیمانده را بتواند به صادرات اختصاص دهد. فازهای یک تا ۱۰ و ۱۲ تکمیل شده‌اند. تکمیل اکثر این فازها پیش از تحریم‌ها و با مشارکت شرکت‌های خارجی انجام شد. فازهای ۱۵ و ۱۶ نیز اخیراً به بهره‌برداری رسیده‌اند که پس از تکمیل ظرفیت خود، ۲۱ میلیارد مترمکعب در سال گاز طبیعی و ۸۰ هزار بشکه در روز میعانات گازی تولید می‌کنند.

در اوایل دهه ۱۹۷۰ برنامه جامعی برای تولید گاز، آغاز شد. با وجود این، پس از اواخر دهه ۱۹۸۰ تولید و مصرف داخلی گاز، رشد چشمگیری یافت و پس از کشف میدان پارس جنوبی، این روند مصرف داخلی با سرعت زیادی همراه شد (نمودار ۸). تولید ناخالص

---

۱. این میدان در قطر معروف به میدان شمالی است. ایران و قطر در سال ۱۹۶۹ یک معاهده تعیین حدود مرزی با یکدیگر منعقد کردند. با وجود این، همکاری کمی بین دو کشور در توسعه این میدان مشترک وجود دارد. قطر برنامه توسعه بلندپروازانه‌ای برای افزایش تولید گاز از ۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۹۹۰ به ۱۷۶ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۳ اجرا کرده است. در نتیجه قطر با اجرای این برنامه به یکی از بزرگترین صادرکنندگان گاز دنیا تبدیل شده است. این کشور از سال ۲۰۰۵ توسعه بیشتر میدان شمالی خود را متوقف کرده است تا زمان بیشتری برای مطالعه ساختار و پایداری ذخایر میدان داشته باشد.

۲. Pars oil and Gas Company

۳. Natural gas Plant Liquids

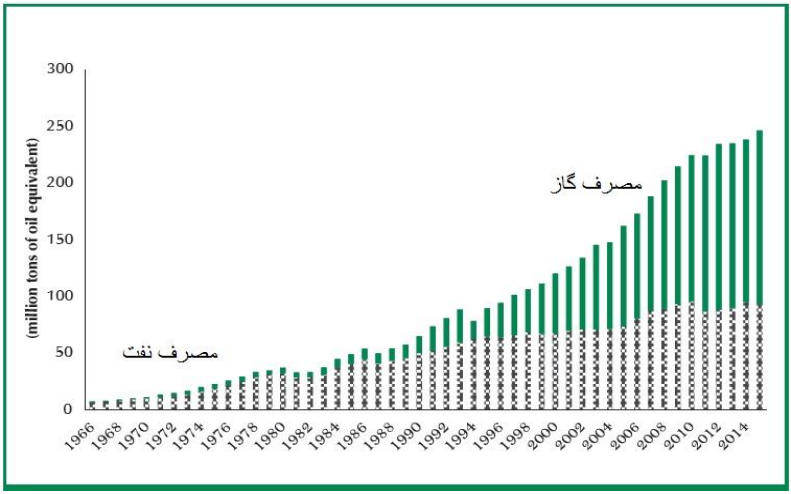
گاز ایران در سال ۲۰۱۴ حدود ۲۳۲ میلیارد مترمکعب بود و پس از ایالات متحده و روسیه در جایگاه سوم دنیا قرار گرفت. مقدار گازی که به بازار عرضه شد ۱۸۴ میلیارد مترمکعب بود در حالی که بخشی از گاز باقیمانده (۳۱ میلیارد مترمکعب) برای افزایش ضریب بازیافت (EOR) به چاه‌های نفتی تزریق و بخشی نیز (۱۷ میلیارد مترمکعب) سوزانده یا آزاد شد. حدود ۹۸ درصد از گاز عرضه شده به بازار به مصرف داخلی تخصیص داده شد. تقاضای گاز کشور با سرعت بالایی رشد یافته است به‌گونه‌ای که در فصل زمستان با مشکل کمبود گاز طبیعی مواجه شده و در دوران اوج مصرف برای متوازن کردن بازار اقدام به واردات گاز از ترکمنستان می‌کند.

انتظار می‌رود که تولید ناخالص گاز با متوسط نرخ ۵ درصد از ۲۴۱ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۵ به ۳۰۷ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۲۰ افزایش یابد. عمده این افزایش تولید، از ۲۴ فاز میدان پارس جنوبی خواهد بود در حالی که انتظار می‌رود تولید از سایر میادین مثل کیش، پارس شمالی، تابناک، فروز و کنگان بین سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۵ صورت گیرد. ظرفیت افزایش یافته تولید گاز، ابتدا باید صرف تزریق مجدد به میادین نفتی و تقاضای داخلی گاز شود و سپس به صادرات اختصاص یابد.

انتظار می‌رود که حجم گاز تزریقی به میادین نفتی طی سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۲۰ از ۳۵ میلیارد مترمکعب به ۴۹ میلیارد مترمکعب افزایش یابد. همچنین مصرف داخلی گاز نیز با ۳ درصد رشد، از ۱۸۵ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۵ به ۲۱۵ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۲۰ برسد. توانایی کشور برای توسعه صادرات گاز بستگی به شتابی دارد که سرمایه‌گذاری‌ها در فازهای پایانی پارس جنوبی و سایر میادین صورت می‌گیرند. براساس برآورد شرکت ملی نفت ایران برای توسعه بخش بالادستی گاز حدود ۳۰ میلیارد دلار

سرمایه‌گذاری نیاز است. این حجم از سرمایه‌گذاری مورد نیاز، تا سال ۲۰۲۰ حاصل نخواهد شد، اما شاید تا سال ۲۰۲۵ این امر تحقق یابد. توانایی کشور برای افزایش صادرات گاز به موفقیت دولت در پایین آوردن روند رشد مصرف داخلی گاز نیز بستگی دارد. قیمت‌های پایین گاز برای مصرف داخلی و بازده[1] پایین انرژی از دلایل اصلی رشد سریع مصرف گاز هستند. همچنین ارزیابی جامعی از کارآیی فنی و اقتصادی در بخش‌های انتقال، توزیع و مصرف گاز ضروری است. در سناریوهای صادرات گاز باید نااطمینانی در توسعه ظرفیت تولید گاز و نیز نااطمینانی‌ها در مورد دستیابی به توافقات قراردادی، تأمین مالی و اجرایی مدنظر قرار گیرند.

نمودار ۷. مصرف نفت و گاز ایران



مأخذ: بی.پی و اداره اطلاعات آمریکا، ۲۰۱۵.

1. Efficiency

سهم کمی از تجارت گاز از طریق خط لوله به کشورهای همجوار به ایران تعلق دارد. صادرات گاز ایران به کشورهای ترکیه، ارمنستان و آذربایجان صورت می‌گیرد. حجم کل صادرات گاز در سال ۲۰۱۴ به میزان ۹/۶ میلیارد مترمکعب بود که ۹۴ درصد آن به ترکیه و ۶ درصد به آذربایجان و ارمنستان ارسال می‌شد. صادرات گاز به ترکیه با یک قرارداد بلندمدت انجام می‌شود.

ارمنستان و آذربایجان مناسبات سوآپی[۱] (قرارداد معاوضه‌ای) با ایران دارند به‌گونه‌ای که ارمنستان برای جبران حجم گاز طبیعی دریافتی، به ایران برق صادر می‌کند؛ آذربایجان نیز با صادرات حجم مشابهی از گاز طبیعی از طریق خط لوله آستارا-قازی- ماگوم[۲] به شمال غرب ایران، گاز طبیعی ارسالی توسط ایران به جمهوری خودمختار نخجوان را جبران می‌کند. در بخش واردات نیز، واردات گاز از ترکمنستان انجام می‌شود که براساس یک قرارداد ۲۵ ساله در سال ۱۹۹۸ برای حجمی بالغ بر ۵ الی ۶ میلیارد مترمکعب در سال شروع شد. واردات گاز در سال ۲۰۰۷ به‌دلیل ایراد ترکمنستان به فرمول منعقد شده برای قیمت گاز (حدود ۳ دلار در ازای هر میلیون بی.تی.یو) قطع شد، اما در سال ۲۰۰۹ براساس یک فرمول قیمتگذاری جدید (۹ تا ۱۰ دلار در ازای هر میلیون بی.تی.یو به‌ازای ۱۰۰ دلار برای هر بشکه نفت)[۳] از سر گرفته شد. حجم واردات گاز در سال ۲۰۱۱ به ۱۱

---

۱. Swap

قرارداد سوآپ یا معاوضه نوعی از ابزار مشتقه است که در آن یک طرف قرارداد نسبت به معاوضه عواید ناشی از ابزار مالی خود با عواید ناشی از ابزار مالی طرف مقابل اقدام می‌کند (م).

2. Astara-Kazi-Magomed

۳. قیمت گاز در بیشتر قراردادهای ایران به نفت متصل است و برحسب دلار در هر میلیون BTU به‌ازای ۱۰۰ دلار برای هر بشکه نفت اعلام می‌شود.

میلیارد مترمکعب رسید، اما پس از آن در سال‌های ۲۰۱۲ و ۲۰۱۳ به کمتر از ۵ میلیارد مترمکعب سقوط کرد و در سال ۲۰۱۴ به ۶/۸ میلیارد مترمکعب رسید. واردات گاز طبیعی از ترکمنستان جهت پاسخ به اوج تقاضای فصلی و نیز تقاضای صنعتی در شمال کشور امری ضروری است.

ایران برای تحقق برخی از برنامه‌های اصلی صادرات گاز شامل مجموعه‌ای از پروژه‌های خط لوله و گاز طبیعی مایع شده (LNG) اقداماتی انجام داده است. طرح سابق صادرات گاز، شامل پروژه‌های صادرات گاز به اروپا، پاکستان، هند، عراق، امارات، عمان و کویت می‌شد و طرح‌های اخیر شامل ایران LNG، پارس LNG و پرشین LNG است. از میان پروژه‌های خط لوله، برنامه صادرات گاز به اروپا و هند احتمالاً در کوتاه‌مدت تا میان‌مدت عملیاتی نخواهد شد، اما بین سایر برنامه‌ها چشم‌اندازهایی برای توسعه صادرات گاز به ترکیه و اجرای خط لوله به عمان، عراق، کویت و پاکستان وجود دارد (جزئیات بیشتر در توضیحات ۱ ارائه شده است).

توضیحات ۱. وضعیت برنامه‌های صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله

توسعه صادرات گاز به ترکیه: ایران از سال ۲۰۰۱ با یک برنامه بلندمدت به میزان ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال به ترکیه گاز طبیعی صادر می‌کند. ایران تلاش می‌کند تا ترکیه را متقاعد سازد که حجم واردات گاز را به ۲۰ میلیارد مترمکعب در سال افزایش دهد، اما مسئله قیمت موجود گاز بوده است. قیمت گازی که ترکیه به ایران پرداخت می‌کند، حدود ۱۴ دلار برای هر میلیون BTU (در ازای ۱۰۰ دلار برای هر بشکه نفت) است که تقریباً ۲۰ درصد بالاتر از قیمتی است که ترکیه برای واردات گاز از روسیه و آذربایجان پرداخت می‌کند. براساس اعلام منابع صنعتی، ایران و ترکیه برای کاهش قیمت و حجم بالاتر صادرات گاز در حال مذاکره هستند.

خط لوله ایران-پاکستان: این برنامه ابتدا در اوایل دهه ۱۹۸۰ میلادی به‌عنوان یک خط لوله ۴۰ میلیارد مترمکعبی در سال، پیش‌بینی شد که گاز ایران را به پاکستان و از آنجا به هند انتقال دهد. هرچند هند در دهه ۱۹۹۰ از پروژه کناره‌گیری کرد، اما در عین حال ایران و پاکستان به تلاش خود برای ساخت خط لوله ادامه دادند. ایران و پاکستان در سال ۲۰۰۷، یک توافق ۳۰ ساله امضا کردند که براساس آن ایران ۲۱/۷ میلیارد مترمکعب در سال از گاز خود را عرضه کند، که این میزان پتانسیل افزایش به ۳۳/۱ میلیارد مترمکعب در سال را دارد. قیمت مذاکره شده حدود ۹ دلار برای هر میلیون BTU در ازای ۱۰۰ دلار برای هر بشکه نفت است. قطعه ۹۰۰ کیلومتری از خط لوله در سمت ایران تکمیل شده است. هر چند پاکستان در تأمین منابع مالی مورد نیاز برای ساخت قطعه ۷۵۰ کیلومتری از خط لوله مشکلاتی داشته است.

خط لوله ایران-عراق: قرارداد خرید و فروش گاز بین دو کشور در سال ۲۰۱۳ امضا شده بود. فاز نخست این قرارداد برای صادرات حجم گازی بالغ بر ۹ میلیارد مترمکعب در سال مورد توافق قرار گرفت که در فاز دوم به ۱۴ میلیارد مترمکعب در سال افزایش می‌یابد. ساخت سیستم خط لوله تقریباً کامل شده است. با این حال نگرانی‌های امنیتی و برخی اختلافات درباره مسائل قیمتگذاری وجود دارد. همچنین یک توافق اولیه جداگانه بین ایران و شورای استانداری بصره برای واردات بیش از ۷/۲ میلیارد مترمکعب در سال از گاز ایران وجود دارد. انتظار می‌رود که پس از توافق نهایی و اجرای پروژه، ایران بتواند تا پایان سال ۲۰۱۶ حداقل ۲/۵ میلیارد مترمکعب با استفاده از زیرساخت‌های گازی موجود به نیروگاه برق بصره که به مرز ایران نزدیک است، گاز عرضه کند.

خط لوله ایران-امارات متحده عربی: ایران در سال ۲۰۰۱ یک قرارداد ۲۵ ساله برای عرضه گاز از میدان سلمان به امارات (براساس توافق شرکت نفت کرسنت در شارجه امارات) امضا کرد. بنابر گزارش‌ها این قرارداد ایران را ملزم کرد که ۵/۲ میلیارد مترمکعب در سال از گاز ترش تصفیه نشده را با قیمت پایین به امارات صادر کند. قرار بود این پروژه در سال ۲۰۰۵ تکمیل شود، اما تأخیر زیادی به‌وجود آمد. سرانجام شرکت نفت کرسنت در سال ۲۰۰۹، شرکت ملی نفت ایران را به‌دلیل چهار سال تأخیر در عرضه گاز، به دادگاه فراخواند. در حالی

که مذاکرات برای قضاوت و داوری ادامه داشت طرح مربوطه، موضوع بسیاری از گفتگوها در رسانه‌ها شده بود. طبق نظر متخصصان صنعت، ایران و ابوظبی می‌توانند در انتقال گاز از میدان سلمان به میدان مجاور ابوالبوخوش که تحت مالکیت ابوظبی است و اخیراً خالی شده با یکدیگر تعامل و همکاری کنند. فاصله بین این دو میدان تنها یک کیلومتر است و هم‌اکنون در ابوظبی همه زیرساخت‌ها برای انجام کار وجود دارد. بنابر گزارش‌ها این پروژه بالقوه بین طرفین مورد بحث و گفتگو قرار دارد.

خط لوله ایران - عمان: در سال‌های اخیر تولید داخلی گاز عمان با رکود مواجه شده در حالی که مصرف داخلی‌اش به‌شدت افزایش یافته است. یک پیامد این امر این است که میزان تغذیه گازی تجهیزات صادرات LNG عمان به‌شدت کاهش یافته است. بنابراین عمان در تجهیزات LNG خود دارای مقداری ظرفیت اضافی است. عمان در ماه مارس ۲۰۱۴ توافق کرد که حدود ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال از ایران گاز وارد کند. برآورد شده است که ۳۰ تا ۵۰ درصد از گاز وارداتی به‌صورت مایع شده در بازارهای جهانی فروخته شود. سیستم خط لوله شامل ساخت یک خط لوله ۲۰۰ کیلومتری زیردریایی خواهد بود و انتظار می‌رود که در طول سه سال هزینه ساختی حدود یک میلیارد دلار داشته باشد. هم‌اکنون قیمت گاز (و بهای پردازش LNG) در حال مذاکره است.

خط لوله ایران-کویت: دو کشور از اوایل دهه ۲۰۰۰ درخصوص ساخت یک خط لوله ۳۵۰ مایلی برای حمل حدود ۲/۵ میلیارد مترمکعب در سال از گاز ایران به کویت وارد مذاکره شده‌اند. با این حال، کویت در سال ۲۰۰۹ برای پاسخگویی به رشد تقاضای داخلی‌اش که معمولاً در فصل تابستان به اوج خود می‌رسد، اقدام به واردات LNG کرد. هر چند تقاضای فصلی کویت یک مزیت رقابتی به LNG می‌دهد، اما توجه به عرضه گاز از طریق خط لوله (همراه با شرایط قیمتی مناسب) هنوز هم می‌تواند به صرفه باشد.

در بخش LNG، ایران سه پروژه اصلی را دنبال کرده است: ایران LNG، پارس LNG هریک با ظرفیت ۱۰/۸ میلیون تن در سال و پرشین LNG با ظرفیت ۱۶/۲

میلیون تن در سال. این کارخانه‌ها قرار بود که طی سال‌های ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۶ راه‌اندازی شوند، اما بعد از آنکه تحریم‌ها ارائه سلسله تکنولوژی‌های مورد نیاز جهت ایجاد واحدهای مایع‌سازی را برای شرکت‌های غربی تقریباً غیرممکن ساخت، راه‌اندازی کارخانه‌ها متوقف شد. بنابر گزارش‌ها برای ساخت تجهیزات بندری، مخزن و زیرساخت‌های ضروری پروژه ایران LNG بیش از ۲ میلیارد دلار هزینه شده است. قطعه گم شده این پروژه، کارخانه مایع‌سازی است که به تکنولوژی غربی نیاز دارد، لذا شرکت ملی نفت از علاقه سرمایه‌گذاران در تکمیل این کارخانه استقبال می‌کند. این کارخانه ممکن است تا سال ۲۰۲۰ تکمیل و عملیاتی شود، اما سایر کارخانه‌های LNG احتمالاً تا آینده‌ای نه چندان دور کنار گذاشته شوند.

در ادامه ارزیابی پتانسیل‌های افزایش صادرات گاز، مذاکرات در حال انجام و برنامه‌های توصیف شده ارائه شده است. در محتمل‌ترین سناریو فرض شده که صادرات گاز به ترکیه در سال ۲۰۱۷ افزایش خواهد یافت، خط لوله عراق در سال ۲۰۱۷ شروع به تحویل گاز خواهد کرد و خط لوله عمان تا سال ۲۰۱۸ عملیاتی خواهد شد. سناریوی حد بالا (خوش‌بینانه) دو فرض خوش‌بینانه دارد: اینکه خط لوله انتقال گاز به کویت تا سال ۲۰۱۸ تکمیل و کارخانه ایران LNG در سال ۲۰۱۹ راه‌اندازی شود. سناریوی بدبینانه (حد پایین) فرض می‌کند که خط لوله عراق در سال ۲۰۱۸ تکمیل شود و اینکه سایر برنامه‌های جدید تا قبل از سال ۲۰۲۰ هیچ‌یک عملیاتی نگردد. نتایج در جدول ۲ و نمودارهای ۸ و ۹ خلاصه شده است.

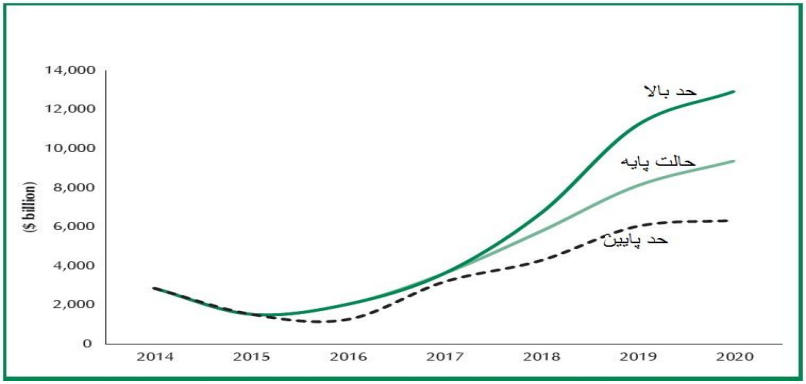
جدول ۲. چشم‌انداز میان‌مدت برای درآمدهای حاصل از صادرات گاز ایران

سال (شمسی)	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶	۲۰۱۷	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۲۰
برمبنای طرح‌های حالت پایه							
تولید و مصرف (میلیارد مترمکعب)							
تولید ناخالص گاز	۲۳۲	۲۴۱/۲	۲۵۱/۴	۲۶۳	۲۷۷/۵	۲۹۴	۳۰۷
سوزاندن/ آزادسازی گاز*	۱۷	۱۷/۲	۱۷/۴	۱۷	۱۶/۵	۱۶	۱۶
تزریق مجدد گاز	۳۱	۳۵	۳۷	۳۹	۴۱	۴۵	۴۹
گاز عرضه شده به بازار	۱۸۳	۱۸۹	۱۹۷	۲۰۷	۲۲۰	۲۳۳	۲۴۲
مصرف داخلی	۱۸۰	۱۸۵/۴	۱۹۱	۱۹۶/۷	۲۰۲/۶	۲۰۸/۷	۲۱۴/۹
خالص صادرات (میلیارد مترمکعب)	۴	۳/۶	۶	۱۰/۳	۱۷/۴	۲۴/۳	۲۷/۱
ترکیه	۹	۹	۹	۱۵	۱۷	۲۰	۲۰
ارمنستان / آذربایجان	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
ترکمنستان (واردات)	۶	۶/۴	۶	۹/۲	۱۰/۶	۱۰/۲	۱۰/۹
عراق	۰	۰	۲	۳/۵	۵	۶	۷
عمان	۰	۰	۰	۰	۵	۷/۵	۱۰
کویت	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ایران LNG	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
درآمد حاصل از صادرات گاز (میلیون دلار)							
حالت پایه (محتمل‌ترین حالت)	۲۸۷۱	۱۵۴۲	۲۰۴۵	۳۶۱۹	۵۷۷۱	۸۱۰۷	۹۳۸۱
حد بالا (وضعیت خوش‌بینانه)	۲۸۷۱	۱۵۴۲	۲۰۴۵	۳۶۱۹	۶۶۹۰	۱۱۲۰۷	۱۲۹۳۹
حد پایین (وضعیت بدبینانه)	۲۸۷۱	۱۵۴۲	۱۲۶۹	۳۱۸۹	۴۲۸۳	۶۰۳۴	۶۳۴۱

مأخذ: همان.

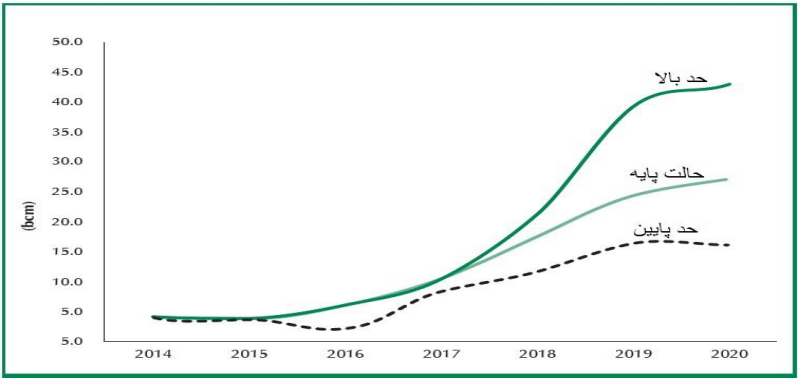
* به سوزاندن گازهای همراه فلر کردن گاز نیز گفته می شود که با عنوان گازهای مشعل شناخته می شود. همچنین منظور از آزادسازی گاز به اتمسفر، هدرروی یا تخلیه گازهای همراه در تجهیزات جداکننده گاز از نفت می‌باشد که به ونتینگ گاز موسوم است.

نمودار ۸. درآمد حاصل از صادرات گاز برای سال‌های ۲۰۱۶-۲۰۲۰



مأخذ: همان.

نمودار ۹. برنامه صادرات گاز برای سال‌های ۲۰۱۶-۲۰۲۰



مأخذ: همان.

توضیحات ۲. مدیریت بخش نفت و گاز در ایران

وزارت نفت م سئولیت کلی مدیریت ا ستراتژیک منابع هیدروکربنی ک شور را به‌عهده دارد. با نظارت این وزارتخانه، چهار شـرکت دولتی مسـئول فعالیت‌های نفت، گاز طبیعی و صـنعت پتروشیمی به فعالیت مشغول هستند. این شرکت‌ها عبارتند از:

ـــــ شـرکت ملی نفت ایران (NIOC) که مسـئول برنامه‌ریزی، اجرا و بهره‌برداری از انواع فعالیت‌های بخش نفت شامل اکتشافات، حفاری، تولید، تحقیق و توسعه و صادرات نفت خام است. شرکت ملی نفت ایران یکی از بزرگترین شرکت‌های نفتی دنیا است. این شرکت دارای شرکت‌های تابعه متعددی شامل ۱۷ شرکت تولیدی و ۸ شرکت خدمات فنی می‌باشد.

ـ شرکت ملی گاز ایران (NIGC)[۱] که مسئول فعالیت‌های بخش پایین‌دستی گاز طبیعی است و تمرکز بر پردازش، تحویل و توزیع گاز برای مصرف داخلی را نیز انجام می‌دهد. این شرکت یکی از ۱۰ شرکت برتر گازی در صنعت گاز خاورمیانه است و از طریق چندین شرکت تابعه عملیات خود را انجام می‌دهد.

ـ شرکت ملی پتروشیمی (NPC)[۲] مسئول برنامه‌ریزی، سازماندهی، توسعه، حمایت و هدایت صنعت پتروشیمی کشور است. فعالیت شرکت ملی پتروشیمی در ابتدا محدود به عملیات یک کارخانه کود شیمیایی کوچک بود، اما در حال حاضر این شرکت به‌عنوان یکی از بزرگترین شرکت‌های پتروشیمی در خاورمیانه در نظر گرفته می‌شود.

ـ شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران (NIORDC)[۳] که مسئول پالایش نفت خام، توزیع فرآورده‌ها و صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی است. این شرکت دارای ۱۹ شرکت تابعه و شرکت‌های وابسته شامل پالایشگاه‌ها و شرکت‌های مختلف خدماتی می‌باشد.

۱. National Iranian Gas Company

۲. National Petrochemical Company

۳. National Iranian Oil Refining and Distribution Company

ج) گزیده‌ای از مسائل سیاستی

در این بخش موضوعات قابل توجهی که دارای ارتباط مستقیم با چشم‌انداز افزایش درآمدهای حاصل از صادرات نفت و گاز می‌باشند ارائه شده است.

۱. برنامه‌های توسعه‌ای بلندمدت نفت و گاز کشور

سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای توسعه بخش‌های نفت و گاز کشور طی سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰ بین ۱۰۰ تا ۱۵۰ میلیارد دلار برآورد شده است. همزمان با تحریم‌های بین‌المللی و محدودیت سرمایه‌گذاری خارجی، تکنولوژی و تخصص مورد نیاز برای گسترش ظرفیت تولید و نیز کاهش نرخ افت منحنی میادین بالغ نفتی، بخش‌های نفت و گاز ایران تحت تأثیر قرار گرفت، لذا کشور در سال‌های اخیر برای توسعه میادین نفت و گاز خود عمدتاً به شرکت‌های داخلی وابسته بوده است. همه شرکت‌های غربی در طول دوره تحریم‌ها فعالیت‌های خود را در ایران متوقف کردند که این امر فرصتی برای بعضی از شرکت‌های چینی و روسی ایجاد کرده بود.

دولت برای بهبود وضعیت اقتصادی قصد دارد که سرمایه‌گذاری و تکنولوژی خارجی را به بخش نفت و گاز باز گرداند. هم‌اکنون بیش از ۵۰ پروژه نفت و گاز شناسایی شده است که بیش از ۲۰ پروژه در بازدید شرکت‌های بین‌المللی نفتی در نوامبر سال ۲۰۱۵ در تهران به نمایش گذاشته شد. این پروژه‌ها شامل پروژه‌های بالادستی گاز (میادین گازی فاز ۱۱ پارس جنوبی، پارس شمالی، فروز و کیش) و پروژه‌های توسعه نفت (آزادگان،

یادآوران، توسعه مجدد سلمان، آذر، فاز ۳ دارخوین، سهراب، اروند، سپهر و چندین میدان بالغ دیگر) بود.

گزارش‌های خبری متعددی راجع به علاقه شرکت‌های نفتی غربی برای بازگشت به ایران وجود دارد. به‌نظر می‌رسد شرکت‌های بین‌المللی نفتی مشتاق هستند که از فرصت‌های کسب‌وکار صنعت نفت و گاز ایران ـ که از نظر فنی جذاب‌تر از پتانسیل‌های باقی مانده در سایر نقاط دنیا است ـ استفاده کنند. طبق نظر شرکت ملی نفت ایران، هزینه نهایی تولید نفت در ایران، ۸ دلار به‌ازای هر بشکه برای مناطق ساحلی و ۱۵ دلار برای مناطق فراساحلی است. این عدد با میانگین بین‌المللی، ۴۵ تا ۶۰ دلار به‌ازای هر بشکه، قابل مقایسه است. درحال حاضر انتظار می‌رود که شرکت‌های بین‌المللی نفتی در مورد ریسک‌های «سطح‌الارضی» (ریسک‌های غیرفنی) شامل ریسک‌های سیاسی و قراردادی و شرایط بازار بین‌المللی نفت محتاط باشند. همچنین عامل اصلی در تصمیم‌گیری شرکت‌های بین‌المللی نفتی، شرایط موجود در قراردادها خواهد بود.

۲. تنظیم و اجرای قراردادهای جدید نفتی

از آنجا که براساس اصل چهل‌وپنجم قانون اساسی کشور، مالکیت خارجی و خصوصی بر منابع طبیعی ممنوع شده است؛ لذا مالکیت منابع و تجهیزات نفت و گاز باید در اختیار شرکت ملی نفت ایران باقی بماند و بنابراین انعقاد قراردادهایی همچون توافق مشارکت در تولید (PSA) نمی‌تواند در ایران به‌کار گرفته شود. دولت در سال ۱۹۸۹ برای جذب سرمایه‌گذاران خارجی به بخش نفت و گاز، دستورالعملی با عنوان قراردادهای «بیع متقابل» معرفی کرد که طی آن شرکت بین‌المللی نفتی را ملزم می‌داشت که تخصص و

سرمایه‌اش را برای توسعه میادین نفت و گاز طبیعی سرمایه‌گذاری کند. پس از آنکه میدان توسعه یافت و تولید شروع شد، مالکیت پروژه به شرکت ملی نفت ایران یا شرکت تابعه مربوطه باز می‌گشت. شرکت بین‌المللی نفتی حق سهامی نسبت به میادین نفت و گاز یا نسبت به تولید دریافت نمی‌کرد و شرکت ملی نفت ایران از درآمد فروش نفت و گاز برای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای شرکت بین‌المللی نفتی استفاده می‌کرد. قراردادهای بیع متقابل برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی به‌دلیل فقدان انعطاف‌پذیری در بازیابی هزینه‌ها، کوتاه بودن دوره قرارداد (۵ تا ۸ سال)، نبود سود افزایشی برای شرکت بین‌المللی نفتی و در بعضی موارد تخصص محدود شرکت ملی نفت ایران ـ که سرعت نرخ تولید میدان را در مقایسه با آن چیزی که شرکت بین‌المللی نفتی توسعه داده بود کم می‌کرد ـ چندان جذاب نبودند.[۱]

انتظار می‌رود که با قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC، معاملات انعطاف‌پذیر مبتنی‌بر «ریسک-سود» تسهیل شود. با این حال مذاکره و مدیریت چنین قراردادهایی نیازمند تجربه و مهارت فنی، تجاری و قانونی قابل توجهی است. برای مثال کارکردهای بین‌المللی در مکزیک، برزیل، الجزایر و مصر نشان می‌دهد که با ایجاد یک سازمان تخصصی برای این منظور، امر مذکور (مذاکره و مدیریت قرارداد) می‌تواند به بهترین شکل تحصیل شود.

---

۱. برا ساس اعلام سایت م.شاوران انرژی FGE (Facts Global Energy) نرخ بازدهی قراردادهای بیع متقابل بین ۱۲ تا ۱۷ درصد است.

۳. برنامه‌ریزی صحیح در استفاده بهینه از منابع گازی

ایران به‌عنوان نخستین دارنده ذخایر گازیِ دنیا، شایسته مبدل شدن به یک صادرکننده گازی بزرگ است. با این حال تصویر میان‌مدت خیلی پیچیده است، زیرا مشخص نیست که آیا کشورمان می‌تواند برای تأمین مصرف روبه رشد گاز داخلی، تأمین حجم عظیمی از گاز مورد نیاز برای انجام عملیات افزایش ضریب بازیافت (EOR) و اختصاص مقدار قابل توجهی از گاز به پروژه‌های صادراتی، گاز کافی تولید کند یا خیر.

دو مسئله مهم و قابل توجه در مورد مطلوبیت صادرات گاز وجود دارد؛ اولاً ایران با تعدادی از کشورها برای انجام معاملات صادرات گاز چند دهه مذاکره کرده، اما به سطحی از عرضه که به‌طور قابل توجهی بالاتر از نیاز داخلی خود باشد دست نیافته است؛ لذا این مسئله، سطحی از اطمینان مورد نظر برای دستورالعمل‌سازی و تأمین مالی پروژه‌های صادرات گاز را تأمین نمی‌کند. ثانیاً پیش از این درباره مطلوبیت صادرات گاز مناظرات داخلی (به‌ویژه بین دولت و مجلس) انجام گرفته، این در حالی است که کشور نیاز فراوانی به گاز برای مصرف داخلی و تزریق مجدد به میادین دارد. تجارب بین‌المللی نشان می‌دهد که هماهنگی بین دولت و مجلس راهگشای اجرای مطلوب برنامه‌های حوزه انرژی است. این برنامه‌ها باید اهداف تولید، مصرف و صادرات در حوزه انرژی را ارائه کرده و مسائل مهم سیاستگذاری که کشور را قادر می‌سازد تا به این اهداف به شیوه‌ای کارآمد و پایدار دست یابد، پوشش دهد.

هدفگذاری دولت در اجرای سیاست‌های انرژی کشور، انتقال اولویت از بخش نفت به گاز و تکمیل زنجیره ارزش در صنایع پایین‌دستی آن بوده است. با وجود این مصرف داخلی گاز بالا می‌باشد (سومین مصرف‌کننده دنیا) که این مسئله از انواعی از ناکارآمدی‌ها

ناشی می‌شود. کارآیی یا بهره‌وری در انتقال و توزیع گاز عمدتاً ناشی از عواملی چون نشت‌های قابل ملاحظه گازی است و کارآیی در مصرف گاز نیز تحت تأثیر منفی قیمت‌های یارانه‌ای و تکنولوژی‌های منسوخ قرار دارد. یک مطالعه جامع درباره ارتقای کارآیی در انتقال، توزیع و مصرف گاز طبیعی می‌تواند ضامن تحقق این هدف باشد.

۴. حداقل‌سازی زیان اقتصادی و محیط زیستی گازهای مشعل

میزان گازهای مشعل و آزاد شده ایران در سال ۲۰۱۴ به ۱۷ میلیارد مترمکعب رسید. ایران همزمان با پیشی گرفتن از روسیه، به‌عنوان بزرگترین کشور فلرکننده گاز شناخته شد. به‌دلیل نبود زیرساخت لازم برای مهار و انتقال گاز به جایی که بتوان به‌طور مؤثر از آن استفاده کرد، این گاز سوزانده می‌شود. ارزش گاز سوزانده شده و آزاد شده در حدود ۴ تا ۶ میلیارد دلار در سال است که حجم بسیار بالایی است. در کنار این زیان اقتصادی معنادار، سوزاندن گازهای همراه، بر سلامت و محیط زیست جهانی تأثیر جدی می‌گذارد. آزادسازی گاز حتی تأثیر بیشتری (به‌ازای هر واحد) دارد. تأثیرگذاری بالقوه سوزاندن/ آزادسازی گازهای همراه بر محیط زیست جهانی توسط انجمن بین‌المللی تأیید شده است (بوژو گون و همکاران، ۲۰۱۰). این موضوع در چارچوب کنوانسیون سازمان ملل درباره تغییرات اقلیمی (UNFCCC)، اجلاس COP21 و سایر کنوانسیون‌ها یکی از مواردی است که به آن توجه جدی شده است.[۱]

---

۱. بانک جهانی در سال ۲۰۰۲ طرح مشارکت دولتی - خصوصی با نام کاهش جهانی گازهای مشعل (GGFR) را راه‌اندازی کرده است تا به کشورها و شرکت‌هایی که تلاش می‌کنند سوزاندن/ آزادسازی گاز را کاهش دهند، کمک‌های فنی ارائه دهد. چندین صندوق تغییرات اقلیمی دوجانبه و چندجانبه به‌ویژه صندوق سرمایه‌گذاری پاک، برای پروژه‌هایی که جهت کاهش سوزاندن/ آزادسازی گاز هدفگذاری شده‌اند، کمک‌های مالی ارائه می‌دهند.

۵. توسعه صنایع پایین‌دستی

صنعت پتروشیمی ایران یکی از بزرگترین صنایع پتروشیمی در خاورمیانه است. فعالیت‌های شرکت ملی پتروشیمی (NPC) ابتدا به اداره یک کارخانه کوچک کود شیمیایی محدود می‌شد. با وجود این، درحال حاضر بعد از صادرات نفت خام این شرکت بیشترین درآمد را برای اقتصاد کشور به ارمغان می‌آورد. این صنعت می‌تواند به‌طور جدی از رفع تحریم‌ها بهره کافی را ببرد. صادرات فرآورده‌های پتروشیمی در سال ۲۰۱۱ به میزان تقریباً ۱۵/۲ میلیارد دلار به اوج خود رسید، اما در سال‌های ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۴ به ۱۲ میلیارد دلار کاهش یافت. دولت برای کسب ارزش‌افزوده بیشتر از منابع هیدروکربنی در بخش پایین‌دستی قصد دارد که این صنعت را توسعه و گسترش دهد. ضمن در نظر گرفتن هزینه فرصت موجود بین خوراک پتروشیمی و چشم‌انداز بازارهای بین‌المللی، باید مزایا و معایب چنین گسترشی با دقت مطالعه شود.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

براساس محاسبات انجام شده درآمدهای حاصل از صادرات نفت از حدود ۴۴ میلیارد دلار در سال ۲۰۱۴ به ۶۳ میلیارد دلار در سال ۲۰۲۰ افزایش می‌یابد. برآوردها نشان می‌دهد که در سال ۲۰۲۰ درآمد مذکور بین ۹۲ تا ۳۶ میلیارد دلار در نوسان باشد. طبق پیش‌بینی‌ها درآمدهای حاصل از صادرات گاز از ۲/۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۱۴ به ۹/۴ میلیارد دلار در سال ۲۰۲۰ افزایش می‌یابد. همچنین برآورد می‌شود که درآمدهای حاصل از صادرات گاز نیز بین ۶/۳ و ۱۲/۹ میلیارد دلار در نوسان باشد.

درخصوص برآوردهای به‌عمل آمده و به‌منظور تعیین میزان تحقق‌پذیری درآمدهای حاصل از صادرات نفت و گاز پیشنهادهای ذیل مطرح شده است:

ـ مدل جدید قرارداد بخش بالادستی موسوم به قرارداد نفتی ایران (IPC)[۱] ـ که اخیراً توسط هیئت دولت به تصویب رسید ـ ممکن است برخی از مشکلات قراردادهای قبلی، (بیع متقابل)،[۲] را رفع کند و حتی شاید انگیزه قوی‌تری برای بازگشت شرکت‌های بین‌المللی نفتی (IOC)[۳] به بخش نفت و گاز ایران فراهم سازد. نکته مهم این است که مدیریت قراردادهای نفتی منعطف‌تر، مستلزم ایجاد بدنه‌ای قوی و با مهارت است.

ـ چشم‌انداز بلندمدت بخش هیدروکربن ایران عمدتاً به‌جای تولید نفت به گاز وابسته است. بر این اساس، چارچوب راهبردی جدید دولت با تغییر رویکرد از نفت به گاز و افزایش ارزش‌افزوده بخش پایین‌دستی و فعالیت‌های پتروشیمی هدفگذاری شده است. با این حال، مصرف داخلی گاز بسیار زیاد است (سومین مصرف‌کننده گاز دنیا) که ناشی از انواع ناکارآمدی‌ها می‌باشد. با یک استنباط درست درباره کارآیی حاصل از انتقال، توزیع و مصرف گاز طبیعی می‌توان به سیاست‌هایی دست یافت که با ایجاد سود قابل توجه داخلی به صادرات و درآمد گازی بهتر منجر شود.

ـ ایران دومین دارنده ذخایر گازی در جهان است و این حجم عظیم ذخایر گازی می‌تواند پشتوانه‌ای برای صادرات گاز در مقیاس بزرگ باشد، اما برای دسترسی به شرایط مطلوب صادرات گاز، مشکلات قابل توجهی وجود دارد. شناخت بهتر از تولید، بهره‌برداری و استراتژی صادرات گاز طبیعی، کشور را قادر می‌سازد که در این امر به گونه‌ای کارآتر و پایدارتر عمل نماید.

---

۱. Iran Petroleum Contract

۲. Buyback

۳. International oil Company

ـ سوزاندن و آزادسازی گازهای همراه، زیان اقتصادی قابل توجهی بر کشور تحمیل می‌کند و بر سلامت و محیط زیست نیز آثار جبران‌ناپذیری بر جای می‌گذارد. لذا مهار و پردازش این گازها عواید چشمگیری برای کشور به‌همراه خواهد داشت.

شناسنامه گزارش	مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی	شماره مسلسل: ۱۵۱۸۳

عنوان گزارش: چشم‌انداز درآمدهای حاصل از صادرات نفت و گاز ایران

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: وحید محمدی

همکار: زهرا جعفری

ناظران علمی: هوشنگ محمدی، فرید دهقانی، فریدون اسعدی

متقاضی: معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی

ویراستار ادبی: طاهره سیدمحمد

واژه‌های کلیدی:

۱. درآمدهای حاصل از صادرات نفت و گاز

۲. سناریوهای حالت پایه خوش‌بینانه و بدبینانه

۳. قراردادهای جدید نفتی

۴. مصرف و صادرات گاز طبیعی

۵. گازهای مشعل

تاریخ انتشار: ۱۳۹۵/۹/۲۲