

بحران جدید گاز ایران؛ چرایه و دلالت‌های امنیت اقتصادی آن

صابر پناهی شکوه^۱

چکیده

بر اساس گزارش مجمع شرکت‌های تولیدکننده گاز^۲، ایران با ۳۴ تریلیون مترمکعب ذخیره اثبات شده (ذخایر اثبات شده یا P1) به ذخایری با احتمال بیش از ۹۰ درصد اطلاق می‌شود) گاز پس از روسیه بیشترین ذخایر گازی دنیا (حدود ۱۶ درصد از مجموع کل ذخایر اثبات شده جهان) را در اختیار دارد (مجموع کشورهای تولیدکننده گاز، ۲۰۲۲)، با اینکه به همین منع عظیم، برداشت و تولید از ذخایر گازی در دستور کار قرار گرفت. با آغاز بهره‌برداری از میدان گازی پارس جنوبی در دهه ۱۳۷۰، اکنون گاز به عنوان مهم‌ترین حامل انرژی در کشور شناخته می‌شود و قریب به ۷۵ درصد از سبد انرژی کشور را به خود اختصاص داده است. توسعه صنعت گاز و استنگی به سوخت مایع را کاهش داده و از منافع ایران در میدان مشترک با قطر حرast کرده، اما عرضه گاز جهت مصرف داخلی بوده و در بخش مصرف کنترل و محدودیتی اعمال نشده است. افت فشار میدان پارس جنوبی و روند صعودی مصرف، چالشی جدی برای تأمین گاز پیش روی کشور گذاشت، سرمایه‌گذاری مناسبی در نگهداری و توسعه تولید گاز ایران صورت نگرفته است و با کاهش دست‌کم روزانه حدود ۳۰ میلیون مترمکعب تولید (معادل یک فاز پارس جنوبی) در هر سال مواجه هستیم. در فصل سرد، افزایش تقاضای بخش خانگی موجب اعمال قطعی در بخش صنعت، کاهش صادرات یا افزایش مصرف نفت کوره به عنوان سوخت نیروگاهها می‌شود. متاسفانه امروز نه تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافزون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند. اتخاذ سیاست‌هایی برای افزایش تولید، کنترل مصرف و سرمایه‌گذاری بر منابع انرژی جایگزین با بهره‌گیری از ظرفیت‌های یکتا ایران در انرژی‌های تجدیدپذیر، از اولویت‌های مهم برای تأمین امنیت انرژی در کشور است.

واژگان کلیدی: امنیت انرژی، ناترازی عرضه و تقاضای گاز، افت فشار میدان، تجارت گاز، انرژی‌های تجدیدپذیر.

مقدمه

عوامل تولید در رشد اقتصادی، تأمین رفاه خانوارها، خوراک صنایع پتروشیمی و پایه اساسی صنعت حمل و نقل هستند. مصرف انرژی سالانه ایران بنا به گزارش آماری سالانه شرکت بریتیش پترولیوم^۳ بالغ بر ۱۲ اگزاژول^۴ است که ۸/۶۸ اگزاژول معادل ۷۲ درصد آن را گاز

امنیت انرژی در دنیا با صنعتی شدن مورد توجه واقع شد و روابط سیاسی و اقتصادی در سایه نیاز به تأمین یا صادرات انرژی شکل گرفت. مهم‌ترین شکل انرژی در دنیا در حال حاضر، انرژی‌های فسیلی به خصوص نفت است. حامل‌های انرژی فسیلی از مهم‌ترین

۱. دانشآموخته کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران

2. Gas Exporting Countries Forum (GECF)
3. British Petroleum
4. Exajoules

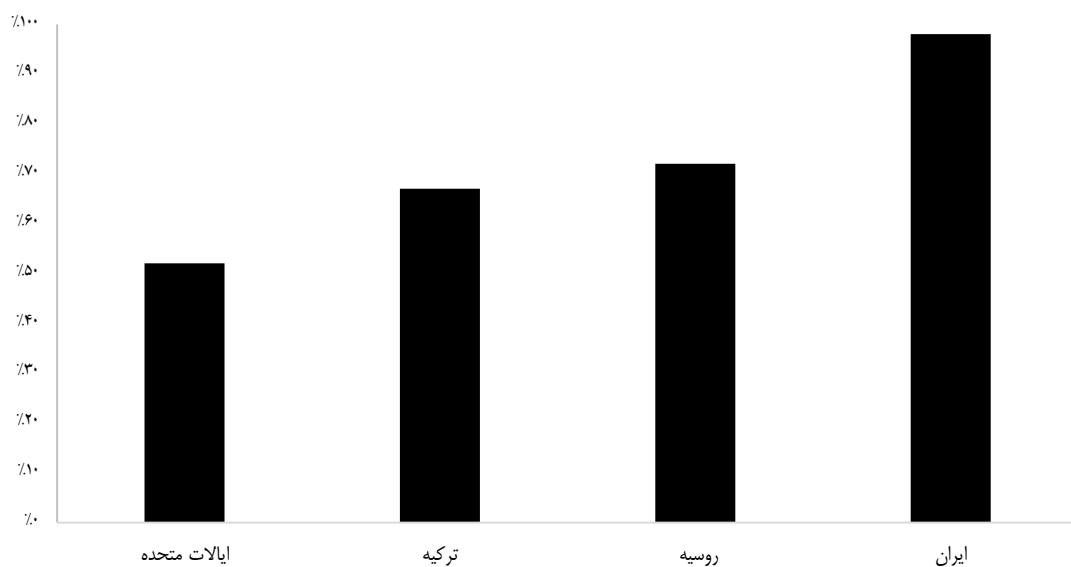


نشان می‌دهد. افزون‌بر افزایش جمعیت، گازرسانی حداقلی به شهرها و روستاهای کشور موجب افزایش مصرف بخش خانگی شده است. سیاست گازرسانی حداقلی به تمام نقاط کشور سبب شده است تا اکنون ایران از کشورهای روسیه، آمریکا یا ترکیه سطح تحت پوشش بیشتری داشته باشد. نتیجه طبیعی این سیاست، وابستگی شدید سبد مصرف نهایی انرژی به گاز طبیعی است که مدیریت تأمین گاز در فصل سرد را به چالشی بزرگ تبدیل کرده است.

طبیعی^۱ تشکیل می‌دهد. قسمت عمده دیگر مصرف انرژی در ایران از نفت است و سوخت‌های پاک و انرژی‌های نو سهم بسیار ناچیزی (کمتر از ۱ درصد) در سبد انرژی دارند (بریتیش پترولیوم، ۲۰۲۲).

گاز طبیعی در ایران به عنوان سوخت در واحدهای خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهها و خوراک پالایشگاه‌ها مصرف می‌شود. در بخش خانگی، مصرف گاز در سال ۱۳۹۰ ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۰، از ۶۴ به ۶۴ میلیارد متر مکعب در سال رسیده است که افزایش ۶۴ درصدی را

نمودار ۱- شبکه تحت پوشش گازرسانی در کشورهای مختلف (بر حسب درصد)



مأخذ: شرکت‌های گاز کشورهای مورد بررسی.

در ماههای سرد سال تنها ۸۰۵ ریال به‌ازای هر مترمکعب است. اگر تنها ۲۵ درصد صرفه‌جویی رخ می‌داد یا گازرسانی کمتر صورت می‌گرفت، در سال ۱۳۹۸ بیش از ۱۶ میلیارد متر مکعب گاز مازاد جهت صادرات وجود داشت که از خالص صادرات گاز در سال ۱۳۹۶ بیشتر است. این میزان گاز در کشور،

روسیه از لحاظ میانگین دمایی بسیار سرددتر از ایران است، اما با ذخایر گاز بیشتر از ایران، میزان گازرسانی آن حدود ۷۰ درصد است. تفاوت قیمت در گاز صادراتی و گاز مصرفی خانگی، هزینه فرصت از دست‌رفته را به خوبی نشان می‌دهد. براساس آمار ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۸، قیمت گاز مصرفی خانگی



مانند نبود بازار صادراتی، نیاز به تأسیس نیروگاه و... وجود دارد، اما برای محاسبه سرانگشتی می‌توان به آن اتکا کرد. به نظر می‌رسد با اجرای قوانین بهینه‌سازی مصرف در همه بخش‌ها و استفاده از منابع انرژی جایگزین می‌توان حجم عمدۀ‌ای از گاز را صادر کرد.

۱۲۹۰ میلیارد ریال فروخته می‌شود در حالی که در صورت صادرات حتی با نازل‌ترین قیمت (که قیمت صادرات ایران به عراق و حدود ۴۳ سنت است)، ۶۸۹۰ میلیون دلار ارزآوری برای کشور حاصل می‌شد. در تعریف هزینه‌فرصت به این سبک تشکیک‌هایی

نمودار ۲- مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف کشور



مأخذ: ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۸

مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس، فشار مخزن گازی پارس جنوبی که ۷۵ درصد گاز مصرفی کشور را تأمین می‌کند، از سال ۱۴۰۴ رو به کاهش می‌گذارد و سالانه با افت فشاری حدود ۷ بار مواجه می‌شود. در صورت عدم سرمایه‌گذاری، سالانه با کاهش تولید به اندازه یک فاز استاندارد معادل ۲۸ میلیون مترمکعب در روز رو به رو می‌شویم. در زمستان سال ۱۳۹۹، مصرف گاز طبیعی به سطح حداقل توان تولید پایدار گاز طبیعی کشور نزدیک شد و ۱۰۵ میلیون مترمکعب تقاضای تأمین نشده بر جا گذاشت. در سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور، پیش‌بینی شده است کشور تا سال ۱۴۲۰، با کسری ۵۷۹ میلیون مترمکعب مواجه و ناچار به واردکننده گاز تبدیل می‌شود.

امروز نه تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافزون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند.

۱- تولید و مصرف گاز؛ پایان رؤیای صادرات گاز

با رویکردهای سیاستی کنونی بر اساس سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ۱۴۲۰ که سازمان برنامه و بودجه کشور ابلاغ کرده است، افزایش مصرف گاز صعودی خواهد بود و تا سال ۱۴۲۰، مصرف گاز کشور از مرز ۱۴۱۰ میلیون مترمکعب در روز می‌گذرد. این در حالی است که به گفته مشکین فام،

جدول ۱- روند مصرف گاز طبیعی تا سال ۱۴۲۰

-۱۴۰۰	نرخ رشد ۱۴۲۰	-۱۳۹۷	نرخ رشد ۱۴۱۰	۱۴۲۰	۱۴۱۵	۱۴۱۰	۱۴۰۴	۱۴۰۰	۱۳۹۷	سال	
-	-	عرضه گاز طبیعی									
-۲/۶	۴/۸	۱۰۸۵/۹	۱۲۵۰/۱	۱۴۰/۱	۱۱۴۳/۸	۹۹۱/۳	۸۲۵/۰	عرضه کل گاز خام برای تحويل به شرکت			
-۲/۳	۵/۲	۱۰۰۹/۸	۱۱۴۱/۷	۱۲۶۹/۸	۱۰۱۵/۴	۸۹۵/۰	۷۶۱/۲	متوسط سالانه عرضه گاز خام بالحظا برنامه تعمیرات*			
-۲/۳	۴/۳	۸۹۸۷	۱۰۱۶/۱	۱۱۳۰/۱	۹۰۳/۷	۷۹۶/۵	۶۵۴/۶	عرضه کل گاز سبک**			
-	-	صرف گاز به تفکیک بخش									
۱/۱	۳/۷	۲۷۷/۳	۲۶۰/۹	۲۴۸/۴	۱۹۵/۵	۱۶۲/۶	۱۵۵/۱	خانگی			
۵/۰	۳/۹	۶۰/۶	۴۸/۶	۳۷/۲	۲۸/۹	۲۴/۱	۲۲/۷	تجاری و عمومی			
۱/۷	۴/۴	۱۰۴۰/	۹۷/۳	۸۷/۸	۶۸/۵	۵۶/۰	۵۰/۰	صنایع غیرعمده			
۵/۸	۹/۲	۳۹/۰	۲۹/۵	۲۲/۳	۱۵/۹	۷/۹	۷/۱	کشاورزی			
-۱/۵	۰/۱	۱۸/۱	۱۹/۵	۲۱/۱	۲۱/۰	۲۱/۰	۲۰/۸	حمل و نقل			
۰/۷	۶/۲	۲۵۲/۹	۲۴۰/۴	۲۳۵/۹	۲۲۰/۸	۱۵۸/۴	۱۰۷/۹	صنایع عمده			
۱/۱	۴/۸	۵۰/۰	۴۶/۰	۴۴/۷	۴۰/۹	۲۵/۸	۲۴/۴	فولاد			
۱/۷	۴/۵	۳۵/۰	۳۱/۴	۲۹/۵	۲۴/۴	۱۷/۲	۱۶/۶	سیمان			
۲/۰	۲/۹	۳۴/۰	۲۹/۱	۲۷/۸	۲۲/۴	۲۰/۱	۱۹/۲	پالایشگاه و تلمبه‌خانه‌ها			
۰/۰	۱/۱	۵۵/۰	۵۵/۰	۵۵/۰	۵۴/۲	۵۳/۰	۴۷/۸	پتروشیمی موجود			
۰/۰	-	۷۸/۹	۷۸/۹	۷۸/۹	۷۸/۹	۴۲/۳	۰/۰	گاز مورد نیاز در جهش‌های دوم و سوم پتروشیمی			
۴/۵	۴/۳	۵۶۳/۴	۴۵۲/۲	۳۶۱/۶	۲۷۶/۴	۲۳۵/۸	۲۱۰/۴	نیروگاه			
-۲/۳	۴/۳	۱۵/۸	۱۷/۹	۱۹/۹	۱۵/۹	۱۴/۰	۱۱/۵	صرف داخلی / عملیاتی			
-۵/۵	۴/۱	۴۲/۴	۵۱/۹	۷۶/۹	۸۱/۴	۶۱/۴	۴۴/۴	تریویق گاز سبک به میدانی نقی***			
-۲/۳	۴/۳	۳۷/۴	۴۲/۳	۴۷/۰	۳۷/۶	۳۳/۱	۲۷/۲	تلفات انتقال و توزیع و گازهای قرائتشده			
۲/۰	۴/۴	۱۴۱۰/۸	۱۲۶۱/۴	۱۱۵۶/۱	۹۶۱/۹	۷۷۴/۳	۶۵۷/۱	جمع مصارف			
-	-	-۵۱۲/۱	-۲۴۵/۳	-۲۶/۰	-۵۸/۳	۲۲/۳	-	تراز گاز			
۲/۱	۴/۷	۱۳۲۷/۸	۱۱۷۸/۱	۱۰۷۶/۸	۹۰۵/۹	۷۳۴/۲	۵۹۱/۴	متوسط مصرف ۸ ماه عادی			
۱/۸	۴/۴	۱۵۸۲/۶	۱۴۳۳/۵	۱۳۱۹/۹	۱۰۷۷/۹	۸۵۷/۱	۷۴۹/۸	متوسط مصرف ۴ ماه سرد			
۰/۵	۳/۳	۲۵۴/۸	۲۵۵/۴	۲۴۳/۰	۱۷۲/۰	۱۲۳/۰	۱۵۷/۵	متوسط اختلاف ماههای سرد و عادی			
۲/۵	۴/۶	۵۷۹/۶	۵۱۰/۱	۴۵۳/۵	۳۷۵/۳	۳۰۲/۶	۲۵۲/۴	حداکثر اختلاف			

* کاهش متوسط تولید میدانی در سال نسبت به حداکثر تولید میدانی براساس عملکرد سال‌های گذشته به دلیل تعمیرات و دیگر عوامل مربوط برآورده شد.

** در برآورد گاز سبک، نسبت گاز سبک به گاز خام ۰/۸۹ در نظر گرفته شده است.

*** تزریق گاز سبک شامل تزریق به کرنج، کوبال و پارسی و پرنج، تزریق به آغازاری و تزریق از محل آغار و دلان است. در سال ۱۳۹۷ معادل ۲۵ میلیون لیتر در روز در نیروگاه‌ها سوخت مایع مصرف شده است.



تغییرات فناوری، نفوذ و به کارگیری فناوری‌های انرژی کارآمد، تغییرات رفتاری با فرهنگ‌سازی و آموزش تغییرات سازمانی و مدیریتی از طریق اجرای استانداردها مهم‌ترین عوامل افزایش بهره‌وری در بخش انرژی هستند. وضع قوانین و مقررات توسط سیاست‌گذاران و اقتصادی بودن طرح‌های کاهش مصرف انرژی همراه با نظارت کامل و انگیزه‌های قوی، کاهش مصرف را کنترل می‌کند. سازوکار بازار بهره‌وری (گواهی سفید) نیز می‌تواند به عنوان روشی مناسب و کارا در تخصیص بهینه منابع به طرح‌های بهینه‌سازی انرژی و کمک به اجرای آن‌ها، نقش بسزایی در بهره‌وری انرژی ایفا کند؛ گرچه تجربه نشان داده است که تغییر در قیمت حامل‌های انرژی در کنار اجرای نادرست قانون هدفمندی منجر به ایجاد تهدید برای امنیت ملی و بروز ناآرامی اجتماعی شده است.

۲- ذخیره‌سازی

یکی از بهترین راه‌های پاسخ‌گویی به تقاضای گاز در فصل سرد سال، ذخیره گاز در ساختارهای زیرزمینی برای استفاده و دسترسی راحت‌تر و ارزان‌تر به گاز طبیعی ذخیره‌شده در ایام پر مصرف است. سفره‌های آب زیرزمینی، مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده و مغاره‌های نمکی برای ذخیره‌سازی مناسب هستند. حجم قابل ذخیره‌سازی و سرمایه مورد نیاز متناسب با شرایط جغرافیایی و ساختارهای زمین‌شناسی موجود، در انتخاب ساختار زیرسطحی مناسب برای ذخیره‌سازی مؤثر هستند (صادقی و دیگران، ۲۰۱۹). بر اساس داده‌های منتشرشده در کنفرانس جهانی گاز^۱ در سال ۲۰۱۸، در آمریکا، اقبال به ذخیره‌سازی

۲- راهکارهای جبران ناترازی گاز

گرینه‌های موجود بر میز سیاست‌گذاران برای جبران ناترازی گاز در ۲ دسته کنترل مصرف و تأمین تقاضا قرار می‌گیرد. افزایش تولید و بهره‌گیری از انرژی‌های جایگزین در کنار افزایش بهره‌وری و افزایش قیمت مهم‌ترین راهکارهای پیش رو هستند که هر کدام با چالش‌هایی روبرو هستند.

۱-۱- کنترل مصرف

۱-۱- افزایش بهره‌وری

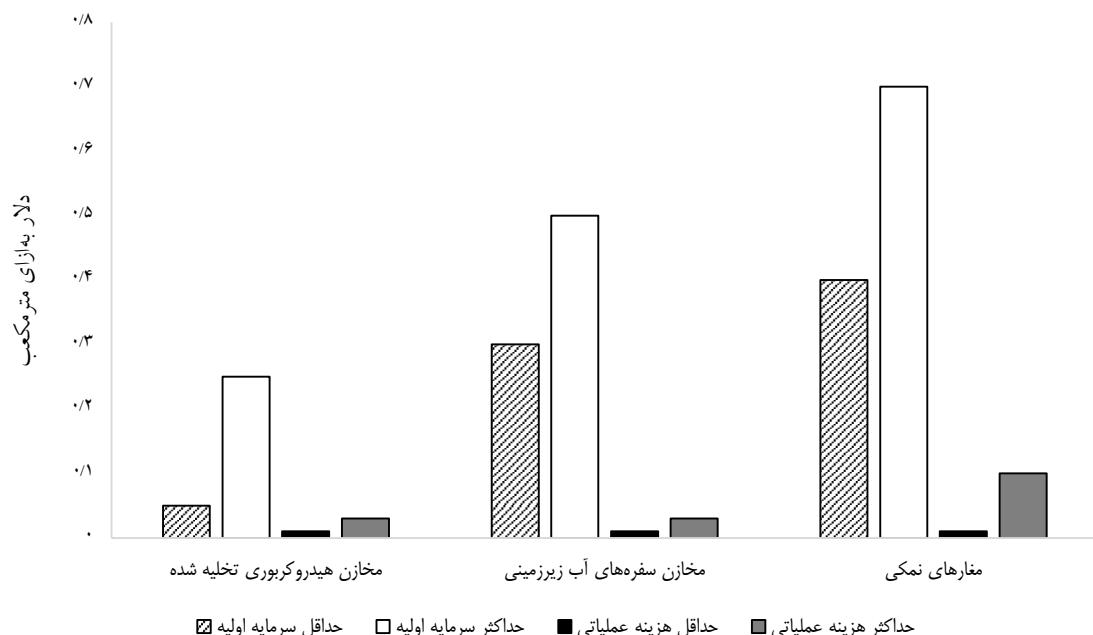
قیمت کم گاز طبیعی و ارزش حرارتی مطلوب آن باعث شده است که گاز طبیعی به یکی از مهم‌ترین و پر مصرف‌ترین حامل‌های انرژی در سطح جهان تبدیل شود. تغییرات دمایی در طول سال باعث تغییراتی در میزان تقاضا برای مصرف این حامل انرژی می‌شود. استفاده از راهکارهایی مانند پنجره‌های عایق دوجداره در ساختمان‌ها و ایجاد بهره‌وری در بخش صنعت، کاهش مصرف را در پی دارد. بر اساس ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۹۶، سالانه بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه نفت خام معادل تلفات انرژی در بخش صنعت وجود دارد که ۶۰ درصد آن در نیروگاه‌ها رخ می‌دهد. سوخت عمده نیروگاه‌ها گاز است و افزایش بهره‌وری آن‌ها از جمله تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی، تغییر فناوری، سرد کردن هوای ورودی به کمپرسور، استفاده از سیستم خنک‌کننده فاگ و... موجب کاهش تلفات زیاد در مصرف گاز می‌شود.



مخازن هیدروکربوری است، اما به دلیل مسائل اقتصادی، استفاده از مغارهای نمکی توصیه نمی‌شود. ظرفیت ذخیره‌سازی در کشورهای اروپایی به طور میانگین ۲۲ درصد از گاز مصرفی، روسیه ۱۹ درصد، آمریکا ۱۶ درصد، ترکیه ۷ درصد و در ایران تنها ۱/۷ درصد است. عدم تأمین منابع مالی و نظام قراردادی نامناسب برای سرمایه‌گذاری بخش غیردولتی، ۲ عامل کلیدی در ظرفیت پایین ذخیره‌سازی ایران است. پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در ایران تاکنون نتوانسته است موفقیت اثربخشی به ارمغان بیاورد.

در مخازن هیدروکربوری تخلیه شده بیش از دیگر روش‌های است؛ به طوری که از ۶۷۱ مخزن ذخیره‌سازی گاز در دنیا، ۷۳ درصد آن در مخازن تخلیه شده است. بررسی و تحلیل آماری انجام شده در خصوص ۳ روش ذخیره در مغارهای نمکی، سفره‌های آب زیرزمینی و مخازن هیدروکربوری تخلیه شده (صادقی و دیگران، ۲۰۱۹) نشان می‌دهد که سرمایه اولیه مورد نیاز برای ذخیره‌سازی در مخازن هیدروکربوری تخلیه شده خیلی کم است. شایان ذکر است، بازیابی بیشترین حجم گاز برداشت شده در روز از مغارهای نمکی بیشتر از

نمودار ۳- تحلیل اقتصادی روش‌های ذخیره‌سازی گاز



مأخذ: سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ۱۴۲۰.

ایران سهمی معادل ۱۷/۵ میلیارد مترمکعب در این آمار داشت. ایران به لحاظ حجم گاز فلر پس از کشورهای روسیه و عراق، دارای رتبه ۳ است. ایران

۲-۳-۱- جمع‌آوری گازهای فلر

بر اساس آمارهای بانک جهانی^۱، حجم گاز فلر جهان در سال ۲۰۲۱، حدود ۱۴۵ میلیارد مترمکعب بود که

۱. World Bank



برنامه‌های آتی برای جمع‌آوری گازهای مشعل موارد زیر است.

- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱۲ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان‌های نفت‌شهر و سومار به یک شرکت داخلی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۶۷ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان چشم‌خوش به یک شرکت داخلی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱۴ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان‌های سعادت‌آباد و سروستان به کنسرسیوی از ۲ شرکت ایرانی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱۰ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان خشت به یک شرکت داخلی.
- ۸ فقره قرارداد برای جمع‌آوری گازهای مشعل بین پالایشگاه بیدبلند با شرکت‌های داخلی.
- جمع‌آوری گازهای مشعل میدین پارسی، مارون ۳، منصوری و مارون ۶.

۱-۴- تبدیل نیروگاههای گازی به سیکل ترکیبی
 توربین‌های گازی یکی از مهم‌ترین منابع تولیدکننده انرژی الکتریکی در صنعت نیروگاهی دنیا به شمار می‌رود. اگر توربین گاز به صورت سیکل ترکیبی نباشد، گازهای خروجی آن که تا ۶۰۰ درجه سانتی‌گراد دما دارند، مستقیماً وارد هوا می‌شود و انرژی باقی‌مانده در آن هدر می‌رود درحالی که در نیروگاه سیکل ترکیبی، از این انرژی استفاده می‌شود

به‌ازای هر بشکه تولید نفت، ۱۵ مترمکعب گاز را فلر می‌کند (بانک جهانی، ۲۰۲۲).

ایران به‌طور میانگین در ۱۰ سال اخیر، ۱۴ میلیارد مترمکعب گاز را به مشعل هدایت کرده است. رتبه ۳ ایران پس از عراق و روسیه در حجم گاز مشعل تولیدی، هزینه‌فرصت فرایند فلرینگ، پیامدهای زیست‌محیطی انتشار آلاینده‌ها و گازهای گلخانه‌ای و مرور الزامات بین‌المللی کاهش انتشار، ضرورت برنامه‌ریزی برای بازیابی و حذف گازهای مشعل را به روشنی بیان می‌کند.

موضوع جمع‌آوری گازهای همراه نفت هرساله در قانون بودجه کل کشور با عنوان تعهدات دولت در بازپرداخت طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی، گازرسانی، جمع‌آوری گازهای همراه و مشعل (موضوع ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور) ذیل حمایت از تولید در بخش انرژی درج می‌شود و بودجه‌ای به آن تخصیص می‌یابد. در قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور در قالب ماده ۱۲، به سرمایه‌گذاری در طرح‌هایی که منجر به جلوگیری از سوختن گازهای همراه نفت و میانات گازی و جایگزینی گاز داخلی یا وارداتی با فراورده‌های نفتی می‌شود، تأکید شده است. تاکنون طرح NGL سیری و طرح NGL خارک نفت فلات قاره، واحد NGL-۳۲۰۰ شرکت بهره‌برداری نفت و گاز ارونдан و طرح NGL-۳۱۰۰ با ظرفیت ۴/۵ میلیون مترمکعب روزانه نفت مناطق مرکزی برای جمع‌آوری گازهای مشعل اجرا شده‌اند و طرح‌های دیگری نیز در برنامه قرار دارند.



۴۰ سال و ۳۴۶۶ مگاوات نیروگاه با عمر بالای ۴۰ سال در کشور وجود دارد.

با استناد به آمارهای اعلام شده وزارت نیرو، ظرفیت مجموع نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی کشور حدود ۱۳ هزار مگاوات معادل ۴۴ درصد مجموع کل قدرت نصب شده در کشور است. نیروگاههای سیکل ترکیبی به دلایلی از قبیل بازده بالاتر، طول عمر بیشتر و هزینه کمتر تولید برق، از نظر تئوریک بر نیروگاههای گازی ارجحیت دارند. نیاز حیاتی شبکه کشور به نصب نیروگاههای جدید به دلایلی مانند توسعه صنعتی و نیز رشد جمعیت با در نظر گرفتن ناتوانی دولت و وزارت نیرو برای تأمین بودجه کل نیروگاههای مورد نیاز، لازم می‌دارد که از راه حل تبدیل نیروگاههای گازی به سیکل ترکیبی در آینده بهره برد و بدین ترتیب، قسمتی از نیازهای بار پایه شبکه ملی را تأمین کرد. می‌توان از نیروگاه سیکل ترکیبی در ضریب بارهای بزرگ‌تر از ۶۰ درصد با توجیه اقتصادی پذیرفتنی بهره برد در حالی‌که ۲ گزینه دیگر از نظر اقتصادی در ضریب بارهای پایین‌تر موجه هستند. هزینه تولید برق نیروگاه سیکل ترکیبی به طور متوسط (برای ظرفیت‌های متوسط) حدود ۵ تا ۱۵ درصد در هر کیلووات ارزان‌تر از نیروگاههای معمولی است.

۲-۱-۵- افزایش قیمت

از آنجاکه گاز ارزان‌ترین و پاک‌ترین سوخت در دسترس است، یکی از مهم‌ترین اهداف بخش انرژی

و بویلر توربین بخار بدون نیاز به سوخت، بخار آب تولید می‌کند. بنابراین، با استفاده از این روش، بازده سیکل افزایش می‌یابد.

نیروگاههای سیکل ترکیبی^۱ راه حل بسیار کارآمد، انعطاف‌پذیر، قابل اعتماد، مقرون‌به‌صرفه و سازگار با محیط‌زیست برای تولید برق است. بازده الکتریکی از چرخه ساده کارخانه نیروگاه برق بدون استفاده از اتلاف گرما به‌طور معمول بین ۲۵ تا ۴۰ درصد است در حالی‌که همان نیروگاه با سیکل ترکیبی، بازده الکتریکی حدود ۶۰ درصد دارد.

با به‌کارگیری توربین‌های گازی در چرخه‌های ترکیبی می‌توان پایین بودن بازده آن را برطرف کرد و درنتیجه، آن را برای تأمین بار پایه به کار گرفت و در عین حال، از مزایای دیگر آن نیز مانند راه‌اندازی سریع و انعطاف‌پذیری در محدوده گسترده‌ای از بار بهره‌مند شد. به صورت تئوری، انرژی قابل بازیابی از اگروز توربین‌های گازی حدود نصف انرژی تولید شده خود توربین گاز و بنابراین، توان توربین بخار حدود نصف توربین گاز است. در برخی از طراحی‌ها، ۲ توربین گاز، انرژی مورد نیاز برای یک توربین بخار را ایجاد می‌کنند و درنتیجه، توان تولیدی توربین‌های بخار در حدود توربین‌های گاز می‌شود. به‌طور متوسط، عمر مفید نیروگاههای حرارتی ۳۰ سال و هزینه احداث هر کیلووات نیروگاه سیکل ترکیبی حدود ۶۰۰ یوروست. هم‌اکنون ۴۲ هزار و ۷۲۹ مگاوات نیروگاه حرارتی با عمر کمتر از ۲۰ سال، حدود ۲۰ هزار و ۹۶ مگاوات با عمر بین ۲۰ تا



۲-۱-۲-۲- افزایش عرضه

۱-۲-۲- توسعه میادین جدید و راهکارهای نگهداری تولید

پیش‌بینی مجموع درآمد صنعت گاز از تولید در سال ۱۴۰۰، حدود ۷/۱ میلیارد دلار است. این در حالی است که سالانه ۲/۳ میلیارد دلار هزینه تنها برای تعمیر و نگهداری تأسیسات پارس جنوبی مورد نیاز است. بر اساس برنامه‌های وزارت نفت، برای افزایش تولید نفت و گاز تا سال ۱۴۰۸، حدود ۱۶۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز است. در این برنامه‌ها امید است تولید نفت از ۴ میلیون بشکه به ۵/۷ میلیون بشکه در روز و تولید گاز از ۱۰۰۰ میلیون مترمکعب به ۱۵۰۰ میلیون مترمکعب در روز برسد.

جدول ۲- برنامه جاری شرکت ملی نفت ایران برای افزایش تولید گاز؛ توسعه میادین دریابی

سرمایه‌گذاری (میلیون دلار)	نام طرح
۲۴۰۰	توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی
۴۹۷	تمکیل چاه‌های باقی‌مانده فازهای ۲۲، ۱۳، ۱۴ و ۲۴
۷۸۵	حفاری ۳۵ حلقه چاه Infill پارس جنوبی
۸۴۵	توسعه فاز اول میدان کیش
۴۴۰	توسعه میدان بالل
۱۸۳۰	توسعه میدان فرزاد ب
۱۲۰۰	ایستگاه فشارافزایی پارس جنوبی
۱۸۷۹۷	مجموع سرمایه‌گذاری

افزون براین، برای افزایش تولید گاز و جبران بخشنی از کسری، نیاز به سرمایه‌گذاری در توسعه میادین جدید نیز وجود دارد. وزارت نفت ایران اولویت‌های خود را برای توسعه میادین جدید اعلام کرده است. توسعه این میادین، به ۱۶/۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد.

کشور در برنامه‌های توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی، جایگزینی هرچه بیشتر گاز طبیعی به جای سوخت مایع در سبد انرژی مصرفی کشور است. در این راستا، سالانه حدود ۳۰ میلیون مترمکعب به مصرف کشور افزوده می‌شود که معادل تولیدات یک فاز پارس جنوبی است (فرامرز، ۱۳۸۹).

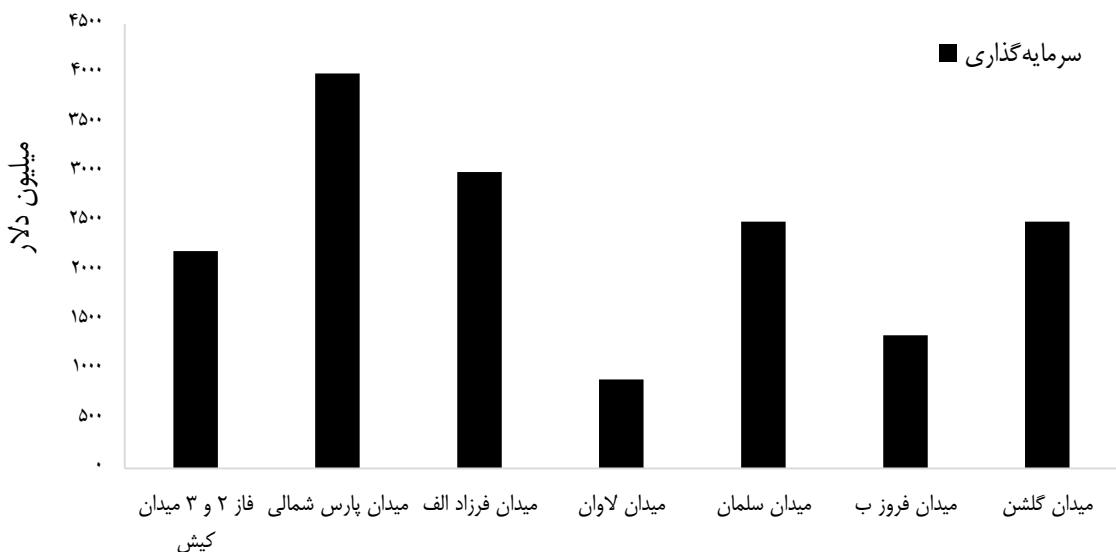
تعرفه‌های گاز طبیعی به ۵ بخش تقسیم شده که شامل تعرفه‌های بخش خانگی، حمل و نقل، صنعتی، عموم و سایر شامل مراکز فرهنگی، آموزشی و ورزشی، مساجد و حسینیه‌های است. به دنبال اجرایی شدن قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، برای تعیین نرخ‌های جدید گاز طبیعی در بخش خانگی، تفاوت‌های آب و هوایی و دامنه مصرف مشتریان و فصل‌بندی زمانی در نظر گرفته شده است.

با وجود هدف‌گذاری قانون هدفمندی برای افزایش قیمت گاز طبیعی، به دلیل کسری منابع این قانون، آنچه از درآمدهای فروش داخلی گاز سهم صنعت آن شده، در سال‌های پس از اجرا کاهش یافته است؛ به طوری که درآمد این شرکت از فروش هر مترمکعب گاز از ۱۰۰ تومان در سال ۱۳۸۹، به ۵۸ تومان در سال ۱۳۹۹ رسیده است. این افت درآمدها موجب کاهش منابع سرمایه‌ای صنعت گاز شده است که اثر بلندمدت آن در سرمایه‌گذاری ناکافی در پژوهه‌هایی مانند نگهداری تولید و ذخیره‌سازی گاز دیده می‌شود.

با تجدیدنظر در قیمت فروش گاز طبیعی می‌توان به مصرف بهینه این نعمت خدادادی کمک شایانی کرد.



نمودار ۴- اولویت‌های توسعه میدان‌گازی در وزارت نفت



حفاری کند. هزینه حفاری هر چاه infill بالغ بر ۲۰ میلیون دلار برآورده شود. از این رو این پروژه حدود ۸۰۰ میلیون دلار سرمایه نیاز دارد.

طبق پیش‌بینی‌های صورت گرفته در وزارت نفت، از سال ۱۴۰۴، به دلیل افت فشار، سالانه تولید معادل یک فاز پارس جنوبی کاهش می‌یابد. راهکار مشکل افت فشار، نصب سکوهای عظیم به همراه کمپرسور است. هزینه هر سکو معادل ۲/۵ میلیارد دلار برآورده شود. در دوره‌ای ۶ تا ۸ ساله، برای حفظ تولید باید تعدادی از این سکوها خریداری و نصب شوند.

امروز نه تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند.

پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان مشترک گازی ایران است. سهم ذخیره گاز ایران در این میدان، ۱۵۸۳۲ میلیارد مترمکعب است. میزان تولید تجمعی گاز قطر از این میدان، ۶/۱ برابر ایران است. در حال حاضر میانگین تولید روزانه ایران بیش از قطر است، اما قطر در فاز جدید توسعه میدان، تصمیم دارد در ۱۰ سال آینده، ظرفیت تولید خود را ۲۰ درصد نسبت به تولید کنونی افزایش دهد.

برای حفظ و نگهداری تولید پارس جنوبی، عملیات تعمیری روی حدود ۵۰ حلقه چاه در دستور کار قرار گرفته است. هزینه برآورده شده برای این عملیات حدود ۱۸۰ میلیون دلار است. تولید ناشی از به مدار آمدن چاههای بسته و بهبود تولید برخی از چاهها، Plateau برخی از فازها را افزایش می‌دهد یا تولید را به تولید تکلیفی می‌رساند. تعمیرات گفته شده در برنامه‌ای ۳ ساله به تحقق خواهد پیوست.

شرکت نفت و گاز پارس در نظر دارد بیش از ۳۰ حلقه چاه infill در فازهای ۱، ۲، ۳، ۴، ۱۲ و ۱۹



گفتنی است که در سال جاری، میانگین کمبود تقاضا در دوران اوچ مصرف گاز روزانه حدود ۳۵ میلیون مترمکعب پیش‌بینی می‌شود. در شرایط کنونی بهتر است با مدیریت صحیح موجبات بحران جدید در مدیریت عرضه گاز کشور فراهم نشود.

۲-۲-۲- به کارگیری ظرفیت‌های کشور در بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر

پرداختن به انرژی‌های تجدیدپذیر از منظرهای ایجاد عدالت اجتماعی در دسترسی به انرژی و امنیت انرژی در کشور ما مهم است. ایران ظرفیت‌های خوبی در زمینه انرژی‌های بادی و خورشیدی دارد که استفاده از آن‌ها بستر را برای عدالت اجتماعی هموار می‌کند. افزون‌براین، ایجاد شغل و بهبود وضعیت اقتصادی در سایه ترویج استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در محرومیت‌زدایی از مناطق محروم کشور و نیل به اهداف توسعه پایدار راهگشاست.

ساختار مالی در انرژی‌های تجدیدپذیر با تولید انرژی فسیلی متفاوت است. فرایند توسعه در انرژی‌های تجدیدپذیر دارای هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بالا و در مقابل، هزینه تعمیر و نگهداری آن‌ها پایین است. افزایش امنیت عرضه انرژی، کاهش میزان گرمایش جهانی، تحریک رشد اقتصادی، ایجاد اشتغال، افزایش درآمد سرانه، افزایش عدالت اجتماعی و حفاظت محیط‌زیست در تمام زمینه‌ها از مزایای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر است. کاربردهای انرژی تجدیدپذیر در ۲ گروه اصلی نیروگاهی برای تولید برق و غیرنیروگاهی برای تولید حرارت و سرمایش است.

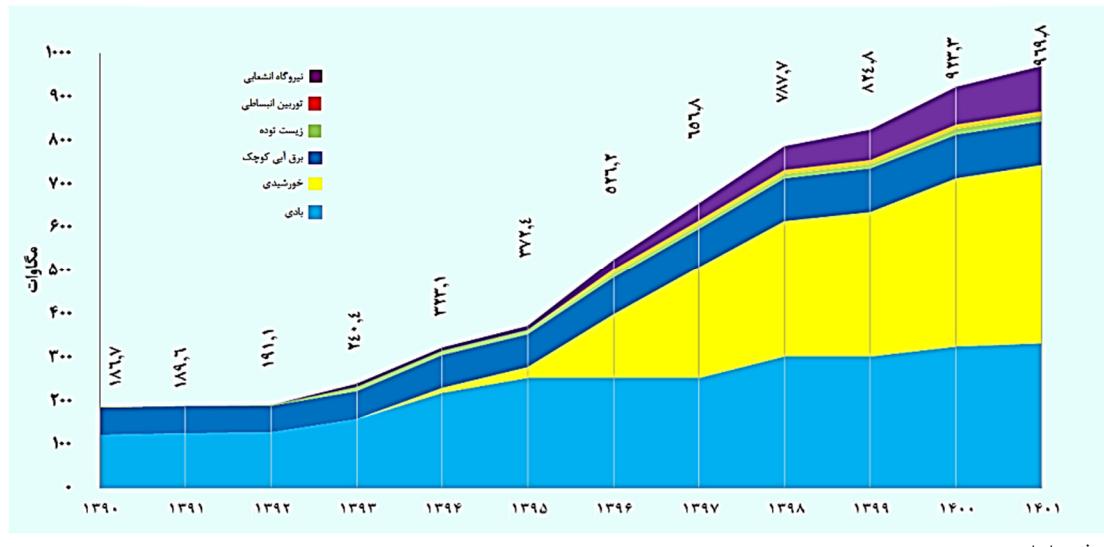
ایران به طور میانگین در ۱۰ سال اخیر، ۱۴ میلیارد مترمکعب گاز را به مشعل هدایت کرده است. رتبه ۳ ایران پس از عراق و روسیه در حجم گاز مشعل تولیدی، هزینه‌فرصت فرایند فلرینگ، پیامدهای زیست‌محیطی انتشار آلاینده‌ها و گازهای گلخانه‌ای و مرور الزامات بین‌المللی کاهش انتشار، ضرورت برنامه‌ریزی برای بازیابی و حذف گازهای مشعل را به روشنی بیان می‌کند.

پیشنهاد می‌شود شرکت‌های فعال در صنایع پایین‌دست نفت و گاز و دیگر صنایع انرژی‌بر برای تأمین خوراک پایدار گاز با سرمایه‌گذاری در توسعه میادین گاز و افزایش تولید در قالب قراردادهای مشارکت، در تولید ورود یابند. این مسیر با توجه به درآمدهای کشور در شرایط تحریم، در دسته کم‌ریسک‌ترین مدل‌های سرمایه‌گذاری و تأمین مالی توسعه میادین گازی ایران به شمار می‌آید.

متأسفانه در حال حاضر به علت محدودیت‌های تأمین فناوری و نیز سرعت پایین اجرای طرح‌ها، گاه راهکارهای پرریسک برنامه‌ریزی شده و در حال اجراست؛ به‌گونه‌ای که در اقدامی مشخص با هدف جابه‌جاوی سکوی بهره‌برداری فاز ۱۲ به ۱۱ در میدان پارس جنوبی و به علت مشکلات تأخیر در زمان جابه‌جاوی، نه تنها گاز فاز ۱۱ وارد مدار تولید نشد، بلکه فاز ۱۲ این میدان با تولید حدود روزانه ۸ میلیون مترمکعب گاز نیز از مدار تولید خارج شد.



نمودار ۵- رشد ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و پاک در کشور

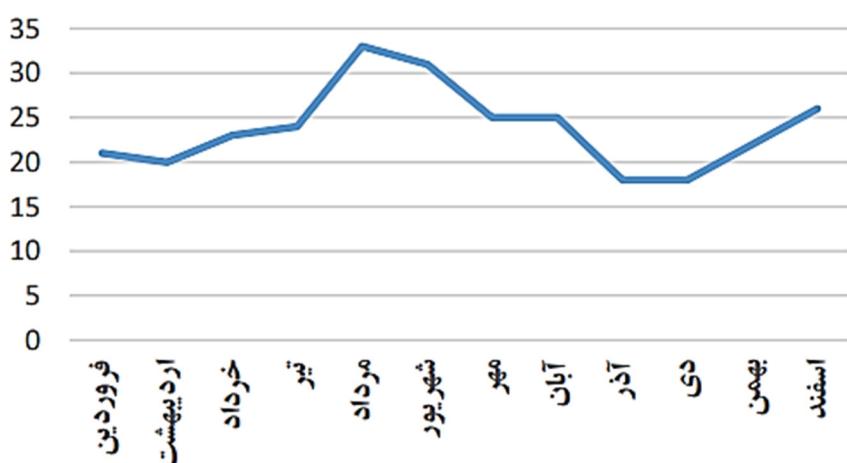


مأخذ: ساتبا.

کیلووات ساعت برق تجدیدپذیر تولید شده که منجر به صرفجوبی ماهانه ۲۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی شده است.

به گزارش سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق در سال ۱۳۹۷، به طور میانگین ماهانه ۸۰ میلیون

نمودار ۶- آمار صرفه‌جویی در مصرف سوخت فسیلی (معادل میلیون مترمکعب گاز طبیعی)



مأخذ: ساتبا.

جدی کمبود عرضه گاز در مقابل افزایش تقاضا مواجه خواهد بود. تأمین نیاز مصرف‌کنندگان خانگی در برنامه‌ریزی استراتژیک کشور در اولویت است و صادرات گاز طبیعی تنها در صورتی محقق می‌شود

نتیجه‌گیری و راهکارهای پیشنهادی

در صورت عدم برنامه‌ریزی دولت در حوزه مدیریت انرژی، تأمین پایدار انرژی دست‌نیافتنی است و مصرف‌کنندگان در سال‌های آینده همچنان با چالش



انرژی‌های نو و پاک مانند انرژی هسته‌ای، در تأمین بخشی از انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در سیستم عرضه انرژی اجتناب‌ناپذیر و در برنامه‌ریزی‌های انرژی دارای توجیه اقتصادی است.

برای برخون‌رفت از بحران جدید گاز، اصول سیاستی زیر از راهکاری پیشنهادی است.

به نظر می‌رسد سیاست گازرسانی حداکثری بدون کار دقیق کارشناسی و سنجیدن جوانب موضوع اتخاذ شده و اکنون کشور را به بن‌بست تأمین گاز کشانده و امنیت انرژی را با چالش مواجه کرده است.

تنوع در سبد انرژی و بهره‌گیری از انرژی‌های نو به خصوص انرژی تجدیدپذیر و هسته‌ای به عنوان جایگزین گاز در تولید برق، بهینه‌سازی در بخش مصرف، سرمایه‌گذاری در حفظ و نگهداری و افزایش تولید و استفاده از ابزارهای قیمتی برای کنترل مصرف از راهکارهایی است که هیچ‌یک به تنها بیان معضل گاز را حل نمی‌کند، اما با پیشبرد اهداف به صورت موازی، صیانت از سرمایه ملی گاز محقق می‌شود.

در روش‌های هوشمندسازی و مدیریت مصرف برای انتهای زنجیره مصرف گاز خصوصاً در بخش خانوار و تجاری از روش‌های اندازه‌گیری و تأیید مبتنی بر فناوری‌های بهروز در کاهش مصرف بی‌رویه گاز استفاده شود. این طرح در قالب ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور و قراردادهای ارائه خدمات بهره‌وری و رونق‌بخشی به بازار بهره‌وری و گواهی سفید قابل اجراست.

که گاز طبیعی کشور مازاد بر نیاز مصرف داخلی باشد یا با توجه به مزیت‌های نسبی و صرفه اقتصادی دارای توجیه باشد. با روند کنونی، در آینده ایران به واردکننده گاز تبدیل می‌شود.

به دلیل پیک مصرف در فصل سرد و عدم برنامه‌ریزی برای ذخیره‌سازی گاز در فصل گرم، تراز تولید و مصرف گاز طبیعی کشور در سال‌های اخیر منفی شده و هرگونه رؤیای صادرات نیازمند سرمایه‌گذاری هنگفتی در حدود ۵۰ میلیارد دلار برای توسعه میادین گاز طبیعی و انتقال و توزیع، احداث پالایشگاه‌های گاز و واحد تولید ال‌ان‌جی است. متناسب و متوازن نبودن شبکه مصرف کشور با شبکه تأمین گاز به خاطر گازرسانی گستردگی به سراسر کشور به چالشی جدی برای کشور تبدیل شده است. ازین‌رو دلت باید در برنامه‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت خود اقدام به توسعه ظرفیت‌های تولید، افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، کاهش مصرف از طریق بهینه‌سازی و صرفه‌جویی و تعديل نرخ تعرفه‌های گاز مصرفی در بخش‌های مختلف کند. استفاده از روش‌های پریسک و پرهزینه گاه خسارت‌های بزرگی به کشور و ظرفیت تولید گاز وارد می‌کند و باید در این موارد با برنامه‌ریزی و مدیریت ریسک بهتر، عملیات اجرایی صورت گیرد.

تنوع بخشیدن به سیستم عرضه انرژی کشور نیز باید در بلندمدت مورد توجه سیاست‌گذاران کشور قرار گیرد. استفاده از دیگر حامل‌های انرژی به‌ویژه



- مجمع کشورهای تولیدکننده گاز (۲۰۲۲). گزارش آماری سالانه.
- مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۹۶). تراز نامه هیدروکربوری کشور.
- وزارت نیرو (۱۳۹۸). تراز نامه انرژی. وزارت نیرو (۱۳۹۸). <https://b2n.ir/f32083>
- سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ۱۴۲۰
- World Gas Conference (2018)

شرکت‌های فعال در صنایع پایین‌دست نفت و گاز و دیگر صنایع انرژی برای تأمین خوراک پایدار گاز با سرمایه‌گذاری در توسعه میادین گاز و افزایش تولید در قالب قراردادهای مشارکت، در تولید ورود یابند. این مسیر با توجه به درآمدهای کشور در شرایط تحریم، در دسته کم‌ریسک‌ترین مدل‌های سرمایه‌گذاری و تأمین مالی توسعه میادین گازی ایران به شمار می‌آید.

دیگر روش‌ها از جمله آزادسازی قیمت گاز صنایع برای کالاهای صادراتی، استفاده از ظرفیت‌های تجارت گاز و سوآپ با هدف سودآوری و نیز کاهش هدررفت در خطوط انتقال نیز موارد مهمی به شمار می‌آیند.

منابع

- بانک جهانی (۲۰۲۲). گزارش جهانی فلز گاز.
- بریتیش پترولیوم (۲۰۲۲). گزارش آماری سالانه.
- خبرگزاری ایسنا. «چند نکته درباره افت فشار در مخزن پارس جنوبی».
- صادقی، سینا؛ منفردی، کاظم؛ و صدایی، بهنام (۲۰۱۹). «ارزیابی کلی روش‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ایران»، هفتمین کنفرانس ملی پژوهش‌های نوین در علوم و مهندسی شیمی.
- فرامرز، مرتضی (۱۳۸۹). بررسی و ارزیابی افزایش مصرف گاز طبیعی در سبد انرژی کشور. چهارمین همایش و نمایشگاه بین‌المللی CNG، تهران.

