معاونت بازاریابی و عملیات گاز
امور بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران

خبرنامه تحولات بین‌المللی گاز

شماره ۲۹ – ۱۴۰۰/۰۴/۰۱

در این شماره:

- تحولات بازار تک‌محموله
- اخبار
  - افزایش قیمت ال‌ان‌جی به‌علت تغییر عوامل بنیادی بازار
  - بهره‌مندی ترکیه از منابع دریای سیاه جهت رفع نیازهای آینده انرژی
  - رکورد جدید تولید گاز در میدان ظهر مصر
  - پیشی گرفتن چین از ژاپن در واردات ال‌ان‌جی
  - افزایش نیاز ذخیره‌سازی گازطبیعی در کره‌جنوبی
  - KPC کویت به‌دنبال خرید اولین محموله ال‌ان‌جی برای راه‌اندازی ترمینال جدید
  - پایان مدت قرارداد صادرات گاز الجزایر به اسپانیا از مسیر مراکش
- گزارش ویژه: بحرین در حال بررسی صادرات فصلی ال‌ان‌جی
- قیمت‌های جهانی نفت‌خام

۲۰۲۱	هنری‌هاب – نایمکس	تی‌تی‌اف هلند	شمال شرق آسیا (JKM)	نفت برنت
می	۲/۹۱	۸/۵۱	~ ۱۰	۱۱/۸۳
آوریل	۲/۶۶	۶/۹۲	~ ۹	۱۱/۱۷

× ارقام بر حسب دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشند.

به‌علت عدم دسترسی به‌رقم دقیق میانگین قیمت‌های ماهانه که در نشریه پلاتس منتشر می‌گردد، حدود قیمت از برخی اخبار استخراج شده است.

((اخبار مندرج از نشریات معتبر بین‌المللی استخراج گردیده است و الزاماً منعکس‌کننده نقطه نظرات این معاونت نمی‌باشد.))

تهران- میدان ونک- کوچه نگار- ساختمان مرکزی دوازدهم- پلاک ۲۲
معاونت بازاریابی و عملیات گاز- تلفن : ۸۸۶۶۱۳۰۸ فاکس: ۸۸۶۶۱۳۱۴

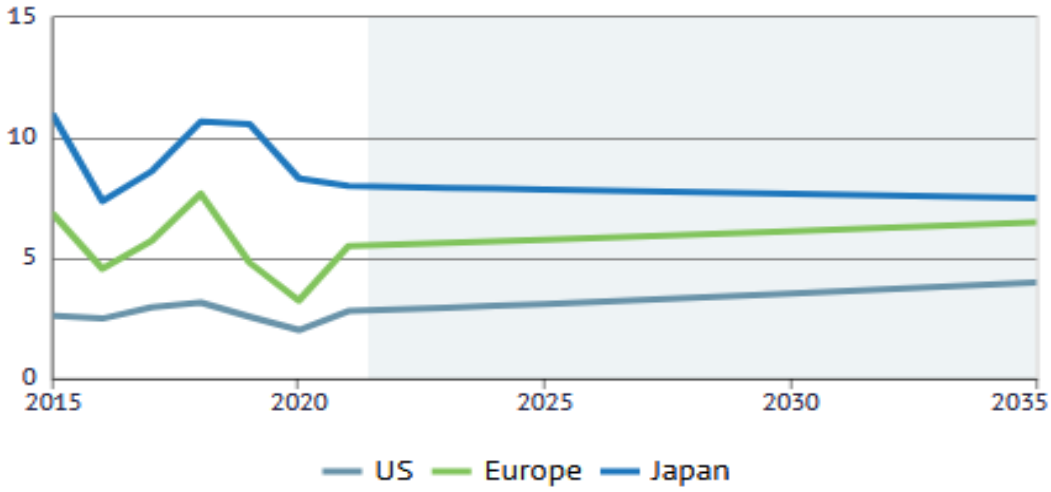
تحولات بازار تک‌محموله

وودمکنزی در تحقیقات جدید خود اعلام کرد به‌دنبال جهش اخیر قیمت‌های تک‌محموله آسیا در زمستان، بازار اروپا با حفظ قیمت‌ها، منطقه را به میدان نبرد برای شکل‌گیری قیمت جهانی ال‌ان‌جی تبدیل کرده است. بهبود تقاضای گاز پس از همه‌گیری ویروس کرونا، محدودیت در صادرات خط‌لوله گاز روسیه و هوای سرد خارج از فصل به‌ویژه در ماه آوریل به شرایط سخت بازار کمک کرد و سطح ذخیره‌سازی گاز اروپا را به‌شدت کاهش داد. اما عامل اصلی افزایش قیمت‌ها، تقویت جایگزینی گاز به جای زغال‌سنگ بود کـه از نوامبـر سال گذشته، قیمـت کربن و قیمـت زغال‌سنگ به‌ترتیب ۳۳ و ۲۶ درصد افزایش یافته و خود باعث افزایش شاخص TTF تا ۳ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو شده است. در حال‌حاضر شاخص TTF نزدیک به ۹ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو معامله می‌شود که از نیمه ۲۰۱۸ تاکنون بی‌سابقه بوده است.

شرایط بازار آسیا نیز سخت‌تر شده به‌طوری‌که تقاضا برای ذخیره‌سازی گاز در شمال‌شرقی آسیا به‌ویژه در سه ماهه نخست سال بسیار زیاد بوده و هنوز هم از سطح ذخیره‌سازی سال قبل پایین‌تر است. محدودیت‌های مصرف زغال‌سنگ منجر به افزایش حجم گاز مصرفی در بخش نیروگاهی در کره‌جنوبی و تایوان شده است. تقاضا در جنوب و جنوب‌شرقی آسیا در برخی نقاط مجددا بهبود یافته و در مناطقی نیز شروع به‌رشد کرده است. در چین بیش‌ترین میزان رشد تقاضا تحقق یافته و سیاست‌های جایگزینی گاز با زغال‌سنگ منجر به افزایش تقاضای ال‌ان‌جی به‌میزان ۲/۲ میلیون‌تن از ابتدای سال جاری تاکنون شده که ۸ درصد بیشتر از مدت مشابه سال ۲۰۲۰ می‌باشد. پیش‌بینی می‌شود این رشد همچنان ادامه داشته باشد چرا که رشد تولید داخلی از رشد تقاضا کمتر می‌باشد.

تقـاضای بالای ال‌ان‌جی در آسـیا به این معناست که قیمت تک‌محموله ال‌ان‌جی ژاپن در حال‌حاضر بیش از ۱۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برای تحویل در ماه ژوئن معامله می‌شود که حدود ۱/۵ دلار بیشتر از شاخص TTF است. عرضه ال‌ان‌جی جهانی در تابستان سال جاری در مقایسه با مدت مشابه سال قبل بیش‌تر خواهد بود که بـا به‌کارگیری ظرفـیت کـامل تـاسیسات امریکا، ۱۶ میلیون‌تن ال‌ان‌جی اضافی به بازار عرضه خواهد شد.

پیش‌بینی بانک جهانی از قیمت‌های گاز در اروپا، آسیا و آمریکا (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)



منبع: LNG Industry، ۲۸ می ۲۰۲۱

افزایش قیمت ال‌ان‌جی به‌علت تغییر عوامل بنیادی بازار

به گفته منابع تجاری، طی هفته جاری، قیمت‌های تک‌محموله ال‌ان‌جی در آسیا بیش از ۱۰ درصد افزایش یافت. علت اصلی آن نیز کاهش میزان عرضه ناشی از مشکلات موجود در چند کارخانه و بالا بودن میزان تقاضا در دوره تابستان ذکر می‌شود. متوسط قیمت ال‌ان‌جی برای تحویل در شمال شرق آسیا در ماه ژوئیه ۱۰/۱۲ دلار در هر میلیون‌بی‌تی‌یو برآورد شده که ۱/۱۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بیشتر از هفته گذشته می‌باشد. قیمت محموله‌ها برای تحویل در ماه اوت هم ۱۱/۸۰ دلار در هر میلیون‌بی‌تی‌یو برآورد شده است . طبق اظهارات معامله‌گران، مشکلات عرضه، چه پیش‌بینی شده و چه پیش‌بینی نشده، برخی از کارخانه‌های ال‌ان‌جی در آمریکا، استرالیا، مالزی و اندونزی را تحت فشار قرار داده و منجر به افزایش قیمت می‌شود.

طبق اعلام منابع صنعت، ممکن است راه اندازی مجدد یکی از خطوط تولید تحت تعمیر کارخانه Ichthys LNG استرالیا با تأخیر همراه باشد. در ایالات‌متحده میزان گاز منتقل شده به کارخانه‌های تولید ال‌ان‌جی، پس از تجربه کاهش در ماه فوریه، مجدداً افزایش یافته است. در چین نیز، شرکت بزرگ فراساحلی نفت و گاز این کشور (CNOOC) بیش از ده محموله برای تحویل بین ماه ژوئیه و مارس آینده برای پاسخ‌گویی به افزایش تقاضا ناشی از دمای بالای تابستان خریداری نموده است. در کره‌جنوبی پس از بسته شدن جدیدترین و بزرگترین راکتور هسته‌ای این کشور (Shin Kori-4) به‌دلیل آتش‌سوزی در ماه گذشته انتظار می‌رود که تقاضای ال‌ان‌جی افزایش یابد.

شرکت نفت کویت (KPC) درصدد حمل محموله برای اولین ترمینال دائمی واردات این کشور است، همچنین شرکت انرژی آرژانتین (Integracion Energetica Argentina (IEASA به دنبال هشت محموله برای تحویل از ماه اوت تا سپتامبر است. بنابر اظهارات منابع آگاه، شرکت Oman LNG نیز محموله‌ای برای تحویل در اواخر ماه ژوئیه به شمال آسیا، با قیمت ۱۲ تا ۱۲/۱۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو فروخته است.

منبع: REUTERS، ۱۱ ژوئن ۲۰۲۱

بهره‌مندی ترکیه از منابع دریای سیاه جهت رفع نیازهای آینده انرژی

انتظار می‌رود ذخایر گازطبیعی کشف شده ترکیه در دریای سیاه، به تأمین نیازهای انرژی این کشور در سال‌های آینده کمک نماید. ذخایر مذکور به ترکیه اجازه واردات گاز ارزان‌تر و اصلاح صورت‌حساب متوسط سالانه انرژی را خواهد داد. در حال حاضر تقریباً تمامی گاز مصرفی سالانه ترکیه از طریق واردات تأمین شده و به‌منظور کاهش وابستگی خود به واردات انرژی، در سال‌های اخیر جستجو برای یافتن منابع هیدروکربن در سواحل را افزایش داده است. انجام فعالیت‌های اکتشافی در دریای سیاه نتایج مثبتی به‌همراه داشته، به‌گونه‌ای‌که رییس‌جمهور ترکیه خبر از کشف گازطبیعی به میزان ۱۳۵ میلیارد مترمکعب از چاه Amasra-1 در میدان گازی Sakarya واقع در دریای سیاه داده است. پس از کشف ذخایر مذکور، میزان کل ذخایر کشف شده توسط شرکت انرژی دولتی ترکیه Turkish Petroleum Corporation (TPAO) به ۵۴۰ میلیارد مترمکعب می‌رسد. شایان ذکر است، سال گذشته در حدود ۴۰۵ میلیارد مترمکعب گازطبیعی در چاه Tuna-1 کشف شد که تاکنون بزرگترین کشف صورت‌گرفته در دریای سیاه به‌شمار می‌آید. تمامی اکتشافات توسط کشتی‌های حفاری ترکیه انجام شده است.

طبق اظهارات وزیر انرژی ترکیه، به‌منظور تسریع در فرآیند توسعه میدان، دو فروند از سه کشتی حفاری تحت مالکیت این کشور مورد استفاده قرار گرفته است. حفر چاه‌های آزمایشی جدید به‌منظور ارزیابی دقیق‌تر میزان ذخایر، توسط کشتی Fatih صورت می‌گیرد و شناور دوم (Kanuni)، چاه‌های آزمایشی را پس از ارتقای عملکرد به چاه تولیدی تبدیل می‌کند.

آنکارا قصد دارد در سال ۲۰۲۳ گاز میدان Sakarya را به شبکه اصلی این کشور وارد نماید و تولید پایدار از میدان را از سال ۲۰۲۷ یا ۲۰۲۸ آغاز کند. طبق ارزیابی‌های به‌عمل آمده، انتظار می‌رود میدان مذکور پس از انجام یک برنامه توسعه‌ای شامل چهار فاز، به وضعیت تولید کامل برسد. علاوه بر انجام عملیات حفاری چاه‌های Tuna-1 و Amasra-1 توسط کشتی Fatih، چاه‌های آزمایشی Turkali-1 و Turkali-2 نیز توسط این کشتی حفاری شده است. وی افزود، کشورش قصد دارد بدون همکاری شرکت‌های خارجی و بدون نیاز به تأمین مالی از منابع خارجی، عملیات اکتشاف را انجام دهد. خاطر نشان می‌سازد، گاز دریای سیاه به کمک پروژه توسعه میدان گازی Sakarya که شامل ساخت سیستم‌های تولید گاز از بستر دریا، مرکز فرآورش گاز در منطقه صنعتی Filyos و خطوط لوله برای اتصال واحدها است، به ساحل منتقل خواهد شد.

خطلوله‌ای به طول ۱۶۰ کیلومتر برای اتصال چاه‌های جدید به منطقه‌ای که شبکه درآن قرار دارد، مورد نیاز است. ترکیه دارای ذخایر اندک نفت و گاز بوده و اتکای فراوانی به واردات از روسیه، آذربایجان و ایران دارد. همچنین مقادیر گاز قابل‌توجهی به‌صورت ال‌ان‌جی از قطر، آمریکا، نیجریه و الجزایر وارد می‌کند. این کشور تقریباً سالانه حدود ۴۵ تا ۵۰ میلیارد مترمکعب گازطبیعی به ارزش ۱۲ تا ۱۵ میلیارد دلار استفاده می‌کند. واردات گازطبیعی سال گذشته حدود ۴۸/۱ میلیارد مترمکعب بوده که ۶ درصد بیشتر از سال قبل از آن می‌باشد. یک سوم حجم واردات نیز از روسیه صورت گرفته است.

طبق گزارش اداره تنظیم بازار انرژی (EPDK)، میزان تولید گازطبیعی ترکیه در سال گذشته حدود ۴۴۱ میلیون مترمکعب بوده است. دولت ترکیه در اواسط ماه مه خبر از کشف ذخایر نفت‌خام در سه چاه دیگر واقع درمناطق ساحلی داد. اکتشافات مذکور در دو چاه واقع در جنوب شرقی Diyarbakr و همچنین در مناطق واقع در شمال شرقی کشور انجام شده است. داده‌ها حکایت از امکان بهره‌گیری از ذخایر دریای سیاه جهت تأمین تقاضای گاز این کشور حداقل به مدت ۱۰ سال داشته و می‌توان به این روش به عنوان راه حلی برای رفع برخی از مشکلات بلندمدت ترکیه مانند پرداخت هزینه‌های واردات انرژی نگریست.

به گفته رئیس اتحادیه شرکت‌های توزیع گازطبیعی ترکیه (GAZBIR)، کشفیات صورت‌گرفته با تولید سالانه ۲۰ میلیارد مترمکعب گاز، صورتحساب واردات سالانه کشور را تا ۶ میلیارد دلار کاهش دهد. دولت ترکیه اعلام کرد، کشف جدید در حوزه غربی دریای سیاه و در میدان گازی Sakarya، توانایی پشتیبانی از پروژه‌های توسعه بیشتری را نیز دارد. یادآور می‌شود، شرکت TPAO ترکیه حدود ۹۰ میلیون دلار در تأسیسات تولید و انتقال، سرمایه‌گذاری خواهد نمود و تاکنون کل میزان سرمایه گذاری در میدان Sakarya اعلام نشده است.

منبع: DAILY SABAH، ۶ ژوئن ۲۰۲۱

رکورد جدید تولید گاز در میدان ظهر مصر

تولید گاز مصر در ماه مارس به رکورد جدید ۷/۱۱۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز رسید که رکورد تولید ماه قبل خود را که ۷/۰۴۸ میلیارد فوت‌مکعب در روز بود را نیز شکست. میانگین حجم تولید گاز در ۳ ماهه اول سال ۶/۹۶۳ میلیارد فوت‌مکعب در روز بوده که نشان از رشد ۱۲ درصدی نسبت به مدت مشابه سال قبل خود دارد. رکوردهای اخیر تولید در مصر ارتباط مستقیم با تاسیسات شرکت Eni ایتالیا درمیدان گازی ظهر دارد که حجم ذخیره گاز آن حدود ۲۱/۵ تریلیون فوت‌مکعب تخمین زده شده و در بخش عمیق دریای مدیترانه واقع شده و در ۳ ماهه اول امسال باعث رشد تولید گاز در مصر به‌میزان ۳ میلیارد فوت‌مکعب در روز شده است. هم‌چنین طبق گفته مدیر عملیات شرکت Eni، تولید گاز در میدان ظهر تقریبا ۵۰ درصد گاز تولیدی در مصر را شامل می‌شود و در حالی‌که در فصل اول

امسال تولید گاز در مصر با رشد ۱۲درصدی مواجه بوده، تولید گاز در میدان ظهر ۱۵ درصد رشد نسبت به سهم ۴۳ درصدی از کل تولیدات مصر را داشته است. میزان رشد تولید در میدان ظهر مصر بسیار بیشتر از کاهش تولید در میادین گازی دیگر مصر است که در آب‌های کم عمق دلتای نیل قرار دارند و توسط شرکت‌هایی چون BP و Eni مدیریت می‌شوند. طبق پیش‌بینی‌های صورت گرفته توسط شرکت Eni تولید روزانه گاز در میدان ظهر برای سال ۲۰۲۱ حدود ۵۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز کمتر از ۳/۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز ظرفیت تولیدی خواهد بود. میانگین تولید روزانه این میدان به‌دلیل افت مصرف گاز در فصل تابستان به ۲/۷ میلیارد فوت‌مکعب در روز خواهد رسید.

طبق گفته مدیریت تاسیسات، با اتمام کار پانزدهمین چاه این میدان، ظرفیت تولید گاز از آوریل ۲۰۲۰ به ۳/۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز رسیده و مشابه میادین دیگر مصر شرکت Eni با جدیت به‌دنبال افزایش حجم تولید است. میانگین حجم روزانه تولیدگاز میدان ظهر برای سال ۲۰۱۹ حدود ۲/۱۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز و ۶۶ درصد ظرفیت تولید بوده است.

از سال ۲۰۱۹ که حجم تولید از مصرف داخلی مصر پیشی گرفت، مسئولان مصری تمایلی به کاهش فروش گاز مازاد گاز در بازار ال‌ان‌جی با قیمت‌های کمتر از ۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو نداشتند و تاسیسات فراساحلی این کشور را جهت کاهش تولید تحت فشار قرار دادند. ماه گذشته میلادی شرکت BP تولید گاز از میدان راون (Raven) را با حجم ۶۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز آغاز نمود و در حال افزایش حجم تولید در این میدان است. میادین فراساحلی مصر که در دریای مدیترانه قراردارند از منظر تولید گاز برای این کشور با اهمیت هستند و رکورد بالاترین حجم تولید ۵/۱۵۹ میلیارد فوت‌مکعب در روز برای ماه فوریه و ۵ /۲۵۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز برای ماه مارس را ثبت کرده‌اند.

منبع:MEES، ۱۴ می ۲۰۲۱

پیشی گرفتن چین از ژاپن در واردات ال‌ان‌جی

شرکت ICIS Edge، فعال در زمینه داده‌های قیمت‌گذاری و ردیابی محموله‌ها، روز چهارشنبه ۹ ژوئن اعلام نمود؛ واردات فزاینده ال‌ان‌جی چین، این کشور را در موقعیتی قرار داده که در حال پیشی گرفتن از ژاپن به عنوان بزرگترین خریدار این سوخت در جهان می‌باشد و این اتفاق در هفته‌های آتی محقق خواهد شد. این تغییر که تحلیل‌گران انتظار وقوع آن را تا پیش از سال ۲۰۲۲ نداشتند، ممکن است به‌زودی در آمار ۱۲ ماهه (۱۲ ماه منتهی به ماه جاری) محقق شود، چرا که بهبود وضعیت اقتصادی چین، برودت هوا و جلوگیری از استفاده زغال‌سنگ، تقاضا برای این سوخت را افزایش داده است.

یادآور می‌شود، ژاپن برای دهه‌ها بزرگ‌ترین واردکننده ال‌ان‌جی جهان بوده و اتفاق مذکور، تغییری اساسی در یکی از بازارهای انرژی با رشد سریع به شمار می‌آید. لازم به‌ذکر است، خرید ال‌ان‌جی ژاپن جهت تولید برق کاهش یافته است.

براساس آمارهای منتشره از سوی شرکت ICIS Edge مربوط به دوازده ماه (از ماه ژوئن ۲۰۲۰ تا ماه مه ۲۰۲۱)، چین ۷۶/۲۶ میلیون‌تن ال‌ان‌جی وارد کرده، در حالی که در همین بازه زمانی ژاپن اقدام به واردات ال‌ان‌جی به میزان ۷۶/۳۲ میلیون تن نموده است که مقایسه این دو، تفاوت بسیار کم واردات چین نسبت به ژاپن را نشان می‌دهد. داده‌های شرکت ICIS Edge، میزان کل تقاضای ال‌ان‌جی چین در سال ۲۰۲۱ را ۸۱/۲ میلیون تن تخمین می‌زند، در حالی که میزان تقاضای ژاپن حدود ۷۵/۲ میلیون تن برآورده شده است.

طبق اعلام این شرکت، خریداران مستقل و رده دوم چین علاقمند به انعقاد قرارداد تأمین ال‌ان‌جی با فروشندگان جهانی می‌باشند و این امر تقاضای ال‌ان‌جی چین را بالا نگه می‌دارد. تلاش‌های چین برای کاهش انتشار آلایندگی ناشی از مصرف زغال‌سنگ، تقاضا برای ال‌ان‌جی را افزایش داده است. در حال حاضر سهم گاز در سبد انرژی چین حدود ۱۰ درصد بوده

که پس از زغال‌سنگ و نفت، در جایگاه سوم قرار می‌گیرد. ژاپن قصد دارد میزان انتشار آلودگی کربن خود را تا سال ۲۰۳۰ تقریباً به نیمی از میزان کنونی کاهش دهد و از سرگیری تولید انرژی هسته‌ای طی سال‌های اخیر نیز منجر به کاهش واردات ال‌ان‌جی این کشور شده است. در پایان ICIS Edge، دلایل منتهی به رشد طولانی مدت تقاضای ال‌ان‌جی در چین را عواملی همچون عملکرد اقتصادی قوی، مقررات حمایتی دولت و سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های مربوط به گاز و ال‌ان‌جی برشمرده است.

منبع:Reuters ، ۱۰ ژوئن ۲۰۲۱

افزایش نیاز ذخیره‌سازی گازطبیعی در کره‌جنوبی

کوگاز، شرکت دولتی واردکننده گاز در کره‌جنوبی، می‌بایست از ماه اکتبر میزان موجودی ذخیره‌سازی گازطبیعی را که پیش از این معادل هفت روز بوده، معادل ۹ روز تقاضا در نظر بگیرد. این اقدام در پی وضع قوانین جدید دولت مبنی بر تقویت امنیت عرضه صورت می‌گیرد. همچنین، کوگاز جهت اعمال تغییرات در روش پیشین محاسبه میزان ذخیره‌سازی توسط شرکت، ملزم به حذف «heel» خواهد بود. لازم به توضیح است، منظور از «heel»، حداقل مقدار ال‌ان‌جی مورد نیاز برای نگهداری در مخازن ذخیره‌سازی جهت سرد نگه داشتن آنها بوده و معمولاً معادل حدود ۵ درصد ظرفیت ذخیره‌سازی در نظر گرفته می‌شود.

وزیر تجارت، صنعت و انرژی کره‌جنوبی اعلام کرد، اصلاحات مذکور بایستی تا ماه ژوئیه اجرا شده و پس از بررسی توسط وزارت قانون‌گذاری و شورای ایالتی کشور، تا ماه اکتبر نهایی گردد. شایان ذکر است تاکنون مبنای محاسبات میزان ذخیره‌سازی‌ها مشخص نشده، اما احتمال می‌رود مبنای محاسبات میزان تقاضا باشد. مصرف گاز کره‌جنوبی به‌صورت فصلی نوسان می‌کند. تقاضای ماهانه گاز این کشور، در سال گذشته از کمترین میزان ۲/۲۶ میلیون‌تن در ماه می تا بالاترین سطح در حدود ۵/۳۹ میلیون‌تن در ماه دسامبر متغیر بوده است.

قوانین جدید به‌منظور تأمین عرضه گاز در صورت افزایش ناگهانی تقاضا ناشی از برودت هوای بیش از حد انتظار یا ایجاد اختلال در واردات در پی کمبودهای غیرمنتظره است. زمستان سرد و نابهنگام در منطقه شمال شرق آسیا و مشکلات تولید در ظرفیت‌های مایع‌سازی گاز در سراسر جهان سبب شده خریداران در منطقه یاد شده درصدد خرید گاز در ابتدای سال باشند و لذا قیمت‌ها به بالاترین حد خود رسید. قیمت ANEA (ارزیابی آرگوس برای تحویل اسپات ال‌ان‌جی در شمال شرق آسیا) در نیمه اول ماه مورخ ۱۳ ژانویه از پایین‌ترین سطح تاریخی ۱/۶۷۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در ۳۰ آوریل سال گذشته، به رکورد ۳۹/۷۲ دلار در هر بی‌تی‌یو افزایش یافت. گفتنی است، نیاز ذخیره‌سازی بخشی از برنامه طولانی مدت عرضه و تقاضای گازطبیعی کره‌جنوبی است که در ماه آوریل اعلام شده است.

طرح مورد بحث، تلاشی برای افزایش امنیت عرضه، ثبات قیمت و مشارکت‌های استراتژیک با توجه به افزایش پیش‌بینی شده تقاضای گاز است. انتظار می‌رود تقاضای کل گازطبیعی در کره‌جنوبی با افزایش ۱۵ درصدی، از ۴۵/۵۹میلیون‌تن در سال۲۰۲۱ به ۵۲/۵۳ میلیون‌تن در سال ۲۰۳۴ افزایش یابد. کره‌جنوبی همچنین به‌عنوان بخشی از طرح مزبور، به‌دنبال متنوع سازی منابع تأمین گازطبیعی و افزایش انعطاف‌پذیری قراردادهای خود می‌باشد. علاوه بر آن، بررسی روش‌های کاهش نوسانات قیمت ناشی از بی‌ثباتی قیمت نفت‌خام با تنوع بخشیدن به انواع شاخص‌های قیمت مورد استفاده در قراردادها، از جمله قیمت گازطبیعی هنری‌هاب آمریکا و ترکیبی از قیمت نفت‌خام برنت و قیمت گاز هنری هاب در حال انجام می‌باشد. می‌توان از تقویت همکاری با واردکنندگان داخلی و خریداران بین‌المللی از طریق مبادله گاز (Swap)، به‌عنوان دیگر اقدامات سئول در عرصه گاز طبیعی این کشور نام برد

منبع:Argus، ۳ ژوئن ۲۰۲۱

KPC کویت به‌دنبال خرید اولین محموله ال‌ان‌جی برای راه‌اندازی ترمینال جدید

شرکت دولتی KPC کویت درصدد خرید اولین محموله ال‌ان‌جی برای تحویل در اوایل ماه جولای جهت راه‌اندازی ترمینال الزور که ظرفیت سالانه آن ۲۲ میلیون‌تن است، می‌باشد. این شرکت به‌دنبال یک کشتی حمل ال‌ان‌جی با ظرفیت استاندارد یا Q-Flex و گنجایش بین ۱۳۷۳۰۰ و ۲۸۸۸۰۰ مترمکعب می‌باشد. پیش از این شرکت KPC در تلاش بود تا این تاسیسات را تا ماه مارس امسال راه‌اندازی کند اما تاخیرات به وجود آمده در زمان ساخت باعث تاخیر در بهره‌برداری از آن شد.

با آغاز به کار این ترمینال که ظرفیت دریافت ال‌ان‌جی را در خاورمیانه دو برابر خواهد نمود، موج جدیدی از تقاضای ال‌ان‌جی ایجاد خواهد شد. در این منطقه تنها سه ترمینال با ظرفیت تجمعی ۱۴/۹ میلیون‌تن ال‌ان‌جی در سال در حال فعالیت هستند. با این حال زمان قطعی عملیاتی شدن کامل و استفاده حداکثری از ظرفیت این ترمینال در کشور کویت در هاله‌ای از ابهام قرار دارد. شرکت Kipic که مدیریت پروژه ساخت ترمینال را انجام می‌دهد و از زیرمجموعه‌های شرکت KPC است پیشتر اعلام کرده بود که راه‌اندازی این ترمینال در دو مرحله و با استفاده از چهار مخزن از هشت مخزن ۲۲۵ هزار مترمکعبی عملیاتی خواهد شد. این مجموعه هم‌چنین شامل دو اسکله و چهارکمپرسور boil-off است. این تاسیسات توسط شرکت‌های هیوندای کره‌جنوبی و KOGAS به‌عنوان بخشی از پروژه بزرگ‌تر که شامل پالایشگاه نفتی با ظرفیت ۶۱۵ هزار بشکه در روز و یک تاسیسات پتروشیمی دیگر است. در دسامبر سال گذشته شرکت دولتی Desfa یونان به‌عنوان برنده مناقصه پنج ساله برای نگهداری و تعمیرات ترمینال جدید کویت معرفی گردید.

منبع: Argus، ۱۰ ژوئن ۲۰۲۱

پایان مدت قرارداد صادرات گاز الجزایر به اسپانیا از مسیر مراکش

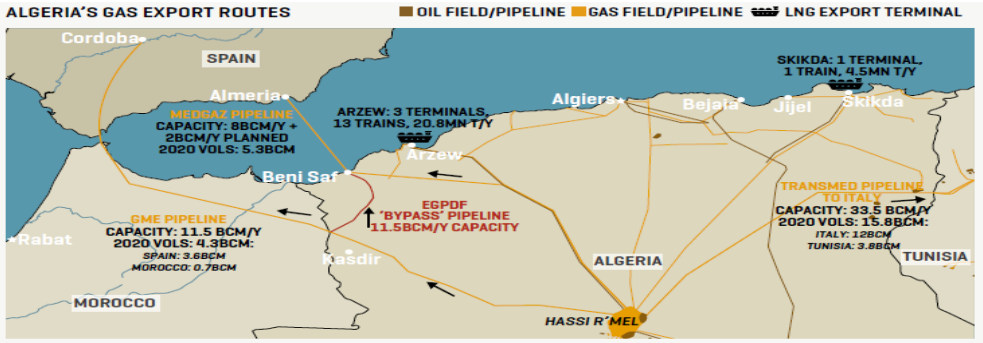
قرارداد صادرات گاز الجزایر به اسپانیا از مسیر مراکش با خطلوله گاز مغرب- اروپا (GEM) (Gaz-Maghreb-Europe)، در نوامبر سال جاری پس از ۲۵ سال بهره‌برداری، به‌پایان می‌رسد و تاکنون توافقی برای تمدید آن صورت نگرفته است. این در حالی است که تمدید این قرارداد برای دو کشور مراکش و الجزایر منفعت دارد. زیرا الجزایر می‌تواند سهم بازار خود در صادرات گاز به اسپانیا را حفظ کند و مراکش نیز از منافع حاصل از تعرفه عبور گاز (که در حال حاضر به‌صورت برداشت گاز از خطلوله برای تأمین سوخت نیروگاه‌ها است) بهره‌مند شود. اما باید در نظر داشت موانع و مشکلاتی برای تمدید این قرارداد وجود دارد. یکی از این عوامل وجود اختلافات تاریخی و بروز رقابت‌های منطقه‌ای و هم‌چنین تفاوت در گرایشات سیاسی بین دو کشور مراکش و الجزایر می‌باشد. علاوه بر این، تلاش دولت مراکش برای تصاحب مالکیت بخش غربی خطلوله، باعث بروز برخی نگرانی‌ها برای دولتمردان الجزایری شده است. همه این عوامل باعث کاهش رغبت برای تمدید قرارداد مذکور شده است.

البته الجزایر تدابیر جایگزین برای زمانی که امکان تمدید قرارداد خطلوله گاز GEM جهت عرضه گاز به اسپانیا فراهم نگردد را اتخاذ کرده است. اولین مورد افزایش ۲۵ درصدی ظرفیت خطلوله مستقیم مواصلاتی با اسپانیا موسوم به Medgas است. ظرفیت فعلی این خطلوله ۸ میلیارد مترمکعب در سال می‌باشد که انتظار می‌رود ظرفیت آن تا پایان سال جاری به ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال افزایش یابد (البته الجزایر از سالیان قبل برنامه افزایش ظرفیت این خطلوله به بیش از ۱۶ میلیارد مترمکعب در سال را داشته است). اقدام دوم تصمیم به تغییر مسیر خطلوله GEM از نقطه مرزی مشترک با مراکش به سمت خطلوله Medgas به‌وسیله‌ی احداث یک خطلوله جدید به طول ۱۹۷ کیلومتر است. این خطلوله که به‌نوعی جایگزین مسیر GEM می‌باشد EGPDF نام دارد و ظرفیت آن مشابه خطلوله GEM

برابر با ۱۱/۵ میلیارد مترمکعب در سال است. عملیات احداث این خطلوله توسط دو پیمانکار محلی به مدت ۲۴ ماه با هزینه حدود ۲۴۰ میلیون دلار انجام می‌شود.

هرچند با اجرای دو اقدام فوق، بخشی از توان صادراتی الجزایر به اسپانیا در مسیر خطلوله GEM حفظ می‌شود اما قطعا تمام ظرفیت فعلی صادرات گاز الجزایر به اسپانیا پوشش داده نمی‌شود. بر ایـن اسـاس عدم توافق برای تمدید خطلوله GEM به‌معنای کاهش توان صادراتی الجزایر به اسپانیا خواهد بود. این امر برای الجزایر که به‌دنبال حفظ و ارتقای توان صادرات گاز خود در منطقه و جهان است خوشآیند نیست. به‌خصوص در شرایط فعلی که میزان تقاضای گاز اسپانیا نسبت به سال‌های قبل افزایش یافته و انگیزه الجزایر برای حفظ ظرفیت‌های موجود برای صادرات گاز به اسپانیا را بیشتر کرده است.

خطلوله GEM در سال ۱۹۹۶ مورد بهره‌برداری قرار گرفت و ظرفیت آن ۱۱/۵ میلیارد مترمکعب در سال می‌باشد. این خطلوله یکی از مهم‌ترین خطوط صادرات گاز الجزایر و هم‌چنین جز مبادی قدیمی وارداتی گاز اروپا محسوب می‌شود. طی سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰ حدود ۸۰ میلیارد مترمکعب گاز از این خطلوله به اروپا صادر شده است. در سال ۲۰۲۰ میزان عرضه گاز الجزایر به اسپانیا از این خطلوله ۳/۶۳ میلیارد مترمکعب بوده است. هم‌چنین در این سال مراکش ۶۹ میلیون فوت‌مکعب در روز گاز از این خطلوله برای تأمین سوخت نیروگاه‌های خود به‌عنوان تعرفه عبور گاز، برداشت کرده است.



منبع: MEES ، ۲۱ می ۲۰۲۱

گزارش ویژه: بحرین در حال بررسی صادرات فصلی ال‌ان‌جی

بحرین پس از کشف حجم عظیمی از مخازن نفت و گاز غیرمتعارف به دنبال به‌کارگیری زیرساخت‌های وارداتی ال‌ان‌جی جهت بهره‌مندی از واردات و صادرات مجدد گاز و کسب درآمد از محل آربتراژ قیمت فصلی بوده، به‌گونه‌ای‌که مقامات کشور در حال بررسی امکان و نحوه تبدیل بحرین به یک صادرکننده گاز می‌باشند. یادآور می‌شود مسیری که بحرین در آن قدم گذاشته، راهی است که پیش از این امریکا طی کرده؛ اما انتظار نمی‌رود که بحرین به‌زودی تسلط قطر و استرالیا بر صنعت ال‌ان‌جی را به چالش بکشد. شایان ذکر است، صنعت ال‌ان‌جی بحرین در سال ۲۰۱۵ و با ساخت یک پایانه تبدیل مجدد به گاز واقع در خاک این کشور شکل گرفته که پایانه مذکور دارای ظرفیتی بیش از ۸۰۰ میلیون فوت مکعب در روز برای تحویل و ذخیره‌سازی گاز در مخازن شناور فرا ساحلی (FSU) می‌باشد. عملیات احداث پایانه واقع در خشکی در اوایل سال ۲۰۲۰ به پایان رسیده، اما به‌دلیل تولید داخلی گاز بیش از میزان تقاضا برای آن، هنوز پایانه مذکور مورد استفاده قرار نگرفته است.

وزیر نفت بحرین، شیخ محمد الخلیفه، نیز در سال ۲۰۱۹ طی گفتگویی با MEES، ضمن تأکید بر احداث پایانه یاد شده در راستای استمرار امنیت عرضه، اظهار داشت؛ ظرفیت پایانه مذکور کمک شایان توجهی به‌هنگام مواجهه با افزایش ناگهانی میزان تقاضای گاز می‌نماید. چرا که پیش از این، به‌منظور مدیریت چنین شرایطی، مجبور به نگهداری ظرفیت مازاد تولید به میزان ۵۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز بودیم و به‌دلیل بلا استفاده ماندن این حجم از ظرفیت، هزینه قابل توجهی بر صنعت تحمیل می‌شد که اکنون با وجود پایانه ال‌ان‌جی ساخته شده، نیازی به صرف چنین هزینه‌ای نیست. وی افزود، انتظار می‌رود که پایانه مذکور در سال‌های اولیه پس از ساخت، چندان مورد استفاده قرار نگرفته و با وجود شناور ذخیره گاز Bahrain Spirit، احتمال واردات ال‌ان‌جی در کمترین میزان باشد.

با این اوصاف، الخلیفه طی نشستی که در هفته گذشته در اتاق بازرگانی امریکا در بحرین برگزار شد، خبر از شروع بررسی‌ها به‌منظور بهره‌مندی از امکانات ال‌ان‌جی بحرین داد و افزود، این ایده که به شرکت‌ها اجازه ورود برای تبدیل ال‌ان‌جی به گاز در تابستان و مایع‌سازی آن در زمستان داده شود؛ تحت بررسی بوده اما جهت تحقق آن، نیاز به تهیه تجهیزات مورد نیاز برای مایع‌سازی گاز است. روش‌های مختلفی در این خصوص منجمله ارزیابی اقتصادی برای استفاده از یک شناور ال‌ان‌جی در حال بررسی می‌باشد. لازم به توضیح است که اخیراً شرکت‌های خصوصی امریکایی به‌صورت فزاینده‌ای در بخش میان‌دستی در خاور میانه فعال بوده و در قالب سرمایه‌گذاری مشترک در پروژه‌های خطلوله در عربستان و ابوظبی حضور دارند.

بنابر اظهارات الخلیفه، میزان ریسک چنین پروژه‌ای به‌دلیل فراهم بودن خریدار تضمینی، کلیه تجهیزات مورد نیاز و هزینه لازم برای مایع‌سازی گاز تقریباً صفر برآورد می‌شود. لذا در حال حاضر، مطالعه اقتصادی مرحله مایع‌سازی در دست انجام بوده و در تلاش برای برآورد هزینه تمام شده برای مایع‌سازی هر میلیون بی‌تی‌یو هستیم. ممکن است برای پروژه حاضر از محل آربیتراژ قیمت فصلی درآمدی کسب شود. علت عمده آن نیز به ماهیت گاز طبیعی برمی‌گردد که سهولت فروش و کسب درآمد کمتری نسبت به نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی داشته و مراحل ذخیره‌سازی، تبدیل مجدد به گاز و مایع‌سازی به پیچیدگی فرآیند آماده‌سازی و لذا هزینه تمام شده آن برای فروش می‌افزاید.

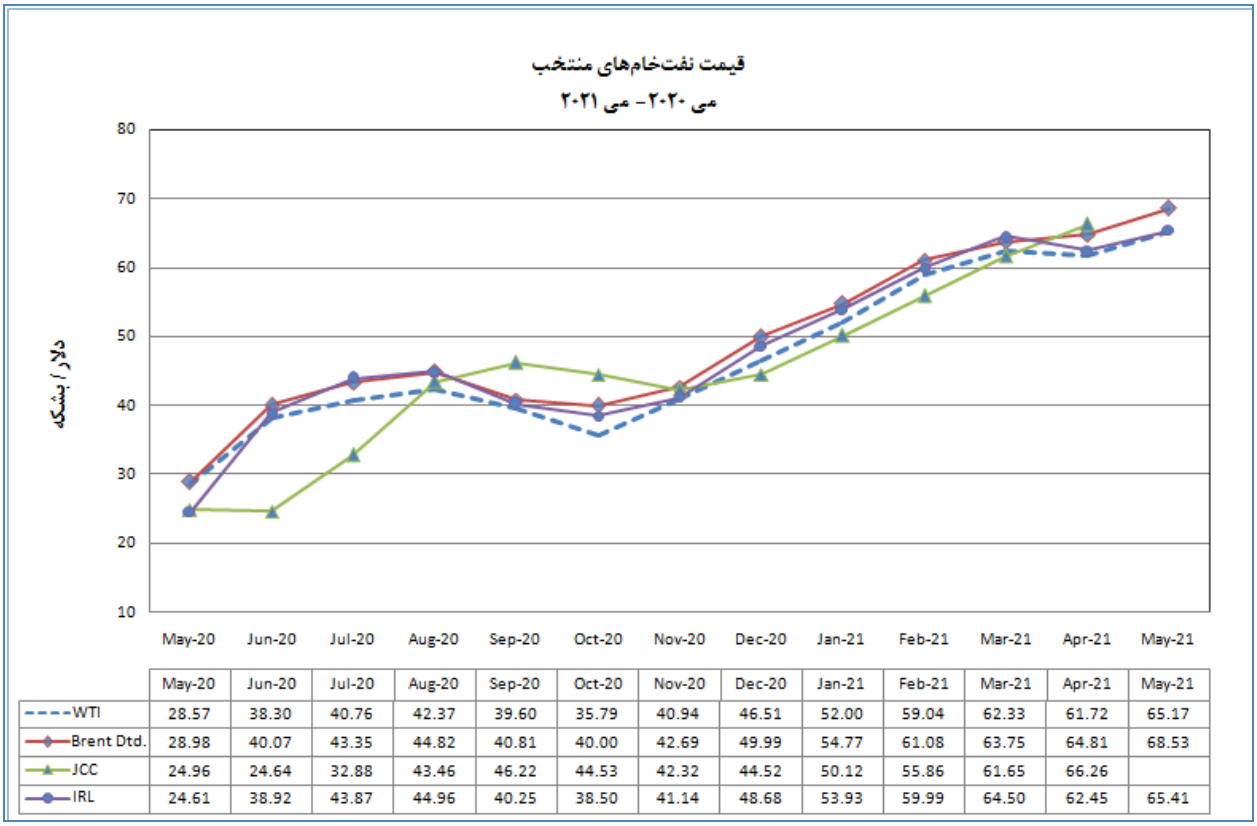
بکارگیری زیرساخت‌های موجود در ترمینال واردات ال‌ان‌جی بحرین به عنوان یک هاب فعال برای احجام وارداتی گزینه دیگری است که وزیر نفت بحرین از آن یاد کرده است. به اعتقاد وی کشف مقادیر قابل ملاحظه منابع غیرمتعارف گازی در لایه‌های عمیق‌تر میدان خشکی بحرین، آینده عرضه گاز این کشور را دگرگون ساخته و در هاب گازی بحرین، مقداری از گازهای میادین این کشور نیز عرضه خواهد شد. آمارها حاکی از آن است که میزان گاز در جای کشف شده در لایه‌های عمیق قبل از لایه Unayzah در حدود ۳۵ تریلیون برآورد شده، لکن میزان ذخایر قابل استحصال به مقدار

قابل ملاحظه‌ای کمتر از حجم اعلام شده می‌باشد. گفتنی است، طی سال‌های اخیر میزان تولید گاز بحرین به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته، در سال ۲۰۲۰ میزان تولید گاز این کشور با احتساب مقدار گاز تحویلی به شرکت Jodi رکورد ۲/۴۳ میلیارد فوت‌مکعب در روز را به ثبت رسانده است.

آمارهای منتشره توسط شرکت دولتی Noga، حجم گاز استفاده شده برای تزریق مجدد به میدان بحرین به‌طور مستمر افزایش پیدا کرده و در سال ۲۰۱۹ این رقم به ۷۵۰ میلیون فوت‌مکعب در روز رسیده که احتمال افزایش آن در سال ۲۰۲۰ می‌رود. از این رهگذر، حجم گاز قابل فروش حدود ۱/۶۶ میلیارد فوت‌مکعب در روز می‌باشد. دومین بخش متقاضی عمده گاز، بخش تولید برق بوده که میزان تقاضای آن در سال ۲۰۱۹ در حدود ۷۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز به ثبت رسیده است. میزان تقاضای گاز برای تولید برق در دوران تعطیلی ناشی از همه‌گیری ویروس کووید ۱۹ نیز روند افزایشی اختیار کرده است.

صنعت ذوب آلومینیوم سومین متقاضی گاز در بحرین بوده و شرکت دولتی در سال ۲۰۲۰ به میزان ۱/۵۴ میلیون‌تن آلومینیوم تولید کرده که نسبت به سال پیش از آن افزایش یافته و بدون شک حجم بیشتری گاز استفاده کرده است. با عنایت به موارد فوق‌الذکر، چنین به‌نظر می‌رسد که اگر بحرین قصد کسب درآمد از مخازن جدید گازی کشف شده را دارد، می‌بایست برای ایجاد بازارهای جدید تلاش نماید و با شرایط کنونی، پیشرفتی در توسعه شبکه گازرسانی بالقوه بین کشورهای عضو GCC حاصل نخواهد شد.

منبع: MEES، ۱۱ ژوئن ۲۰۲۱



	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21
WTI	28.57	38.30	40.76	42.37	39.60	35.79	40.94	46.51	52.00	59.04	62.33	61.72	65.17
Brent Dtd.	28.98	40.07	43.35	44.82	40.81	40.00	42.69	49.99	54.77	61.08	63.75	64.81	68.53
JCC	24.96	24.64	32.88	43.46	46.22	44.53	42.32	44.52	50.12	55.86	61.65	66.26	
IRL	24.61	38.92	43.87	44.96	40.25	38.50	41.14	48.68	53.93	59.99	64.50	62.45	65.41

ضرایب تبدیل

	m^3 Gas	ft^3 Gas	Million Btu	Therm	G J	Kilowatt Hour	m^3 of الانجی	Ton الانجی
m^3 Gas	1	35.3	0.036	0.36	0.038	10.54	171×10^{-5}	725×10^{-6}
ft^3 Gas	2.83×10^{-2}	1	102×10^{-5}	102×10^{-4}	108×10^{-5}	0.299	5×10^{-5}	2×10^{-5}
Million Btu	27.8	981	1	10	1.054	292.7	0.048	192×10^{-4}
Therm	2.78	98.1	0.1	1	105.448×10^{-3}	2927	48×10^{-4}	192×10^{-5}
GJ	26.3	930	0.95	9.5	1	277.5	0.045	0.018
Kilowatt Hour	949×10^{-4}	3.3	3415×10^{-6}	34.18×10^{-3}	36×10^{-4}	1	162×10^{-6}	65×10^{-6}
m^3 of الانجی	584	20631	21.04	210.4	22.19	6173	1	0.405
Ton الانجی	1379	48690	52	520	54.8	15222	2.47	1

منبع: Energy Intelligence Group

تهیه‌کنندگان:

خانم‌ها : تمیزی - آریانا - اصغرزاده - دارایی

آقایان: بهشتی - سیاهی - اکبرنژاد - قنبری