معاونت بازاریابی و عملیات گاز
امور بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران

خبرنامه تحولات بین‌المللی گاز

شماره 42– 1400/10/15

در این شماره:

- **تحولات بازار تک‌محموله**
- **اخبار**
  - **برنامه 3/6 میلیارد دلاری شرکت‌های ادنوک و تاکا در پروژه‌های کربن‌زدایی فراساحل**
  - **استراتژی جدید کره‌جنوبی برای ایجاد هاب هیدروژن**
  - **بحران گاز پاکستان به‌دلیل کوتاهی در عرضه ال‌ان‌جی توسط تامین‌کننده گاز**
  - **تفاهم‌نامه گازی جدید بین عمان و شرکت‌های شل و توتال‌انرژی**
  - **تغییر مسیر کشتی‌های حمل ال‌ان‌جی به اروپا به‌دلیل افزایش قیمت**
  - **انتقال ال‌ان‌جی اضافه از آسیا به اروپا**
  - **شرایط دشوار تصمیم‌گیری شرکت پتروناس پیرامون نحوه عرضه گاز**
  - **تغییر مسیر جریان گاز صادراتی روسیه در خط یامال به اروپا**
  - **پوتین: خط‌لوله نورداستریم 2 آماده کاهش قیمت گاز**

گزارش ویژه: رونمایی از برنامه توسعه 10 ساله ایران در بخش بالادستی

قیمت‌های جهانی نفت‌خام

2021	هنری‌هاب – نایمکس	تی‌تی‌اف هلند	شمال شرق آسیا (JKM)	نفت برنت
نوامبر	5/05	27/43	~33	14/06
دسامبر	-	38/41	-	12/69

× 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 نقطه‌نظرات این معاونت نمی‌باشد.))

تهران- میدان ونک- کوچه نگار- ساختمان مرکزی دوازدهم- پلاک 22
معاونت بازاریابی و عملیات گاز- تلفن : 88661308 فاکس: 88661314

تحولات بازار تک‌محموله

قیمت‌های ال‌ان‌جی در آسیا به بالاترین حد خود نسبت به دو ماه قبل که تقاضای منطقه ضعیف‌تر بود رسید و با افزایش شدید قیمت‌های هاب گاز اروپا همراه شده است، اما سرعت آهسته‌ای که قیمت‌های آسیا نسبت به افزایش قیمت هاب گاز اروپا در هفته‌های اخیر دنبال کرده، این پرسش را مطرح کرده است که آیا ممکن است افزایش قیمت‌های آسیایی محدود شود یا خیر؟ برخی از فعالان بازار انتظار دارند که قیمت‌های آسیایی به حدود 40 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برسند، مگر اینکه دوره طولانی هوای سرد موجودی ذخایر را به حدی کاهش دهد که خریداران آسیایی مجبور به ورود به بازار اسپات شوند. قیمت ANEA، ارزیابی آرگوس برای تحویل ال‌ان‌جی اسپات به شمال‌شرق آسیا، برای نیمه اول ماه ژانویه 44/980 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو و برای تحویل در نیمه دوم ژانویه با 97/5 سنت در هر بی‌تی‌یو یا 2/2 درصد افزایش نسبت به 21 دسامبر ارزیابی شده است. این مبلغ 8/995 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو یا 25 درصد بالاتر از 35/985 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو و برای تحویل در نیمه اول ژانویه، در ارزیابی تاریخ یکم دسامبر بوده است. به‌عبارتی قیمت‌ها با افزایش 2/885 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو از بالاترین قیمت قبلی یعنی 42/095 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برای تحویل نیمه اول نوامبر در 6 اکتبر، رکورد جدیدی کسب کرد.

این افزایش قیمت‌ها به دنبال افزایش شدید قیمت TTF هلند در 21 دسامبر و رسیدن به بالاترین حد، بی‌سابقه بود که ناشی از عدم اطمینان در مورد عرضه روسیه به اروپا به‌دلیل پیش‌بینی هوای سردتر در اکثر کشورهای شمال‌غربی اروپا در روزهای آینده بود. قیمت ماهانه هلندی TTF رکورد جدیدی را برای ماه ژانویه در 21 دسامبر در 59/570 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو ثبت کرد که نسبت به 48/546 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در روز قبل آن 11/024 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو یا 22/7 درصد افزایش یافت.

شایان ذکر است قیمت TTF به لحاظ تاریخی به‌عنوان مرجعی برای کف قیمت نقدی ال‌ان‌جی در شمال شرق آسیا و که به‌عنوان یک بازار "پریمیوم" برای سوخت است، در نظر گرفته می‌شود.

منبع: **Argus، 22 دسامبر** 2021

برنامه 3/6 میلیاردلاری شرکت‌های ادنوک و تاکا در پروژه‌های کربن‌زدایی فراساحل

شرکت‌های ادنوک و تاکا (TAQA) اجرای پروژه استراتژیک 3/6 میلیارد دلاری، برای کربن‌زدایی از عملیات تولید فراساحلی شرکت ادنوک و تقویت بیش‌تر موقعیت ادنوک و تاکا در توسعه پایدار و حمایت از «ابتکار استراتژیک Net- Zero امارات تا سال 2050» را اعلام کردند. این پروژه نوآورانه شاهد توسعه و بهره‌برداری از سیستم انتقال زیردریایی ولتاژ بالا و جریان مستقیم (HVDC-VSC) در منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا (MENA) خواهد بود. در این پروژه تولید انرژی پاک‌تر و کارآمدتر صورت می‌گیرد. تامین مالی این پروژه از طریق (SPV)، شرکت مشترک ادنوک و تاکا هرکدام 30 درصد سهام وکنسرسیومی متشکل از شرکت برق کره (KEPCO)، کیوشو برق ژاپن، شرکت (EDF) فرانسه با 40٪ سهام و به‌رهبری KEPCO، صورت می‌گیرد. اجرای این پروژه بر اساس ساخت، مالکیت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) خواهد بود. کل پروژه پس از 35 سال بهره‌برداری به ادنوک واگذار می‌شود.

انتظار می‌رود با اجرای این پروژه حجم کربن تولیدی شرکت ادنوک تا بیش از 30 درصد کاهش یافته و ژنراتورهای توربین گازی موجود در دریا با منابع انرژی پایدارتر موجود در شبکه برق خشکی ابوظبی جایگزین شود. این رویکرد مشارکتی، بازده عملیاتی را افزایش داده و قابلیت اطمینان سیستم تامین انرژی را بهبود می‌بخشد در حالی‌که پتانسیل بهینه‌سازی در منابع تولید برق را هم دارد. یاسرسعید المازروعی، مدیراجرایی بالادستی ادنوک اعلام کرد: ما خوشحالیم که با تاکا همکاری کرده و مشترکا گام مهمی در مسیر کربن‌زدایی برمی‌داریم. این پروژه راه‌حل‌های عملی و تجاری پایدار برای تضمین آینده‌ای با کربن پایین‌تر را در پی دارد، در حالی‌که، سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی قابل‌توجهی را در بردارد و به نوبه خود موقعیت ابوظبی و امارات را تقویت می‌کند.

جاسم‌حسین ثابت، مدیرعامل گروه تاکا نیز اعلام کرد: این اولین پروژه از این نوع است و نشان می‌دهد که چگونه امارات‌متحده عربی به‌رهبری و نوآوری قوی خود در انتقال انرژی جهانی با گردهم آوردن بازیگران مهم برای تقویت اعتبار و به‌حداکثر رساندن استفاده از ترکیب انرژی متنوع و کارآمد عمل می‌نماید. کربن‌زدایی فرصت‌های اجتماعی و اقتصادی را برای همکاری و رشد فراهم نموده و ما به‌طور فعال از طریق ائتلاف‌ها و مشارکت‌های استراتژیک آن را دنبال می‌کنیم.

بنابه نظر سئونگ ایل‌چئونگ، مدیرعامل شرکت KEPCO : شرکت در این پروژه استراتژیک با ادنوک واقعاً باعث افتخار است. او با اشاره به اجرای پروژه انرژی هسته‌ای Barakah به نشانه دوستی و همکاری طولانی بین امارات و کره تبدیل شده اعلام کرد: KEPCO برای تکمیل موفقیت‌آمیز این پروژه تلاش خواهد کرد و به "ابتکار خالص صفر 2050" امارات‌متحده عربی کمک خواهد کرد.

کازوهیرو ایکبه، مدیرعامل شرکت برق کیوشو، اعلام کرد: گروه کیودن مفتخر است که به‌عنوان شریک تجاری این پروژه انتخاب شده و اجرای این پروژه به تحقق کاهش بیش از 30 درصدی انتشار CO_2 در تاسیسات تولید نفت ادنوک کمک می‌کند. ما امیدواریم با استفاده از دانشی که در تجارت برق در ژاپن و خارج از آن به کار گرفته‌ایم، به عملیات پایدار این پروژه کمک کنیم. ژان‌برنارد لوی، رییس هیات‌مدیره و مدیرعامل EDF، اظهار داشت: ما از اینکه در چنین قراردادی توسط ادنوک و تاکا در امارات‌متحده عربی شرکت نمودیم سپاسگزاریم.

این سیستم انتقال، مجموعا ظرفیت نصب شده 3/2 گیگاوات را خواهد داشت و شامل دو لینک HVDC و ایستگاه کانورتر برق مستقل زیردریایی است که به شبکه برق خشکی تاکا متصل می‌شود و شرکت انتقال ابوظبی TRANSCO آن را اداره می‌کند. انتظار می‌رود ساخت‌وساز در سال 2022 و عملیات تجاری در سال 2025 آغاز شود.

این پروژه پتانسیل ادنوک را برای استفاده موثرتر از گاز غنی که در حال‌حاضر برای تامین انرژی تاسیسات دریایی استفاده می‌شود برای مقاصد با ارزش بالاتر ارایه می‌دهد و به ادنوک اجازه می‌دهد درآمد اضافی ایجاد کند. مناقصه این پروژه نوآورانه در آوریل 2020 برگزار گردید که منجر به علاقه بسیار شدید شرکت‌های بین‌المللی شد. پس از این روند بسیار رقابتی، کنسرسیوم مزبور انتخاب شد. در ادامه این پروژه، شرکت‌های مزبور در حال تصمیمی برای تولید 50 گیگاوات برق تا سال 2030 با به‌کارگیری انرژی‌های نو می‌باشند.

منبع: worldoil، 12 دسامبر 2021

استراتژی جدید کره‌جنوبی برای ایجاد هاب هیدروژن

شرکت دولتی کوگاز کره‌جنوبی که یکی از بزرگ‌ترین واردکنندگان ال‌ان‌جی در جهان است، قصد دارد یک پایگاه تولید هیدروژن در جنوب‌غربی شهر گوانگجو در این کشور ایجاد کند و به‌دنبال تغییر نقش سنتی خود به عنوان عرضه‌کننده گازطبیعی است. این پروژه که 25/8 میلیارد وون (21/9 میلیون دلار) هزینه دارد، حدود 1500 تن در سال هیدروژن با استفاده از گازطبیعی عرضه شده از طریق خطوط‌لوله عرضه می‌کند که برای سوخت 10 هزار خودروی سواری هیدروژنی کافی است. این اولین پروژه تولید هیدروژن در مقیاس متوسط تا بزرگ است که توسط دولت یارانه دریافت می‌کند. دولت کره‌جنوبی 6/8 میلیارد وون از کل هزینه این پروژه که قرار است در ماه مارس 2023 تکمیل شود را پوشش خواهد داد. کارخانه گوانگجو تنها بخش کوچکی از ظرفیت 830 هزارتن هیدروژنی است که کوگاز قصد دارد تا سال 2030 از طریق تولید هیدروژن سبز در خارج از کشور و ایجاد زیرساخت تولید هیدروژن به کره‌جنوبی عرضه کند. اعلام این پروژه درحالی صورت می‌گیرد که کوگاز نقش خود را در مواجهه با انتقال سریع انرژی پاک در سطح جهانی بازنگری می‌کند. چاهی‌بونگ، رییس کوگاز اعلام کرد که این شرکت به‌دنبال تبدیل مجتمع پیونگ تاک، که گازطبیعی را در سال 1986 برای اولین بار در کره‌جنوبی معرفی کرد، به اولین ایستگاه بزرگ هیدروژنی "کربن خنثی" این کشور است.

طرح اولیه برای تبدیل Pyeongtaek، Gyeonggi-do به مرکزی برای صنعت هیدروژن در اسرع وقت ایجاد و ساخت‌وساز آن به‌زودی آغاز خواهد شد. این شرکت در حال برنامه‌ریزی برای به‌کارگیری استراتژی مشابه تجارت ال‌ان‌جی خود است. کوگاز انحصار فروش عمده گاز به شرکت‌های گاز شهری را دارد که هیچ یک از آنها به واردات ال‌ان‌جی دسترسی ندارند. این شرکت در سال 2020 حدود 32/4 میلیون‌تن گاز به خریداران گاز شهری و برق فروخت که نسبت به سال قبل 1/2 میلیون‌تن کاهش یافته است. واردات کره‌جنوبی در سال 2020 به 40/2 میلیون-تن رسید که 3/2 درصد نسبت به سال 2019 کاهش داشته است. مشخص نیست که استراتژی هیدروژن آن چه تأثیری بر تجارت گاز و ال‌ان‌جی خواهد داشت اما برنامه‌های آن در راستای هدف دولت برای تامین ۱۰۰ درصد تقاضای هیدروژن در سال ۲۰۵۰، یا 27/9 میلیون‌تن هیدروژن پاک و افزایش میزان خودکفایی هیدروژن پاک به بیش از ۶۰ درصد است. اولین طرح اساسی برای اجرای اقتصاد هیدروژنی که وزارت بازرگانی، صنعت و انرژی کشور در پایان ماه نوامبر اعلام کرد، تغییر از سوخت‌های فسیلی به هیدروژن برای تولید برق و استفاده از هیدروژن به‌عنوان ماده اولیه برای فرآیندهای صنعتی و شیمیایی است.

منبع: Argus، 8 دسامبر 2021

بحران گاز پاکستان به‌دلیل کوتاهی در عرضه ال‌ان‌جی توسط تامین‌کننده گاز

پاکستان باید در انتظار هفته‌ها و ماه‌های بدتری از نظر کمبود گاز باشد زیرا شرکت بازرگانی ال‌ان‌جی GUNVOR که مرکز آن در سنگاپور است، به مقامات دولت پاکستان اعلام کرده است که نمی‌تواند محموله ال‌ان‌جی خود را در تاریخ مقرر یعنی10 ژانویه 2022 تحویل دهد و ادعای وضعیت فورس ماژور نموده است. به گفته یک مقام ارشد در وزارت انرژی پاکستان، شرکت مذکور هنوز به پاکستان اطلاع نداده است که چه زمانی این محموله، ارائه می‌شود. وی افزود، این عدم تحویل در زمستان جاری 22- 2021 دومین بار در ردیف تحویل محموله‌ها توسط GUNVOR می‌باشد زیرا قبلاً هم این شرکت از ارائه محموله در تاریخ 19 تا 20 نوامبر 2021، کوتاهی نموده است.

شرکت ایتالیایی ENI نیز به تعهد خود درخصوص تحویل محموله در تاریخ‌های 26 تا 27 نوامبر و اوت 2021 عمل نکرده است. به این ترتیب هر دو شرکت تجاری ال‌ان‌جی، دو بار در عرضه ال‌ان‌جی کوتاهی نموده‌اند. اعلام عدم در دسترس بودن محموله ال‌ان‌جی از سوی GUNVOR در زمانی است که قیمت ال‌ان‌جی در بازار تک‌محموله بین 35 تا 40 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در نوسان است. در دسترس نبودن محموله در 10 ژانویه، بحران گازی در کشور را تشدید خواهد کرد. از 15 دسامبر، دولت علاوه بر تعطیل کردن صنعت در بخش‌های غیرصادراتی و بخش سی‌ان‌جی، عرضه گاز به بخش صادرات در پنجاب را نیز کاهش داده است. مصرف‌کنندگان داخلی نیز در سراسر کشور حتی هنگام تهیه وعده‌های روزانه غذایی، از نظر سوخت با کمبود شدید مواجه هستند و مردم مجبورند غذا را از هتل‌ها با قیمت‌های بالاتر خریداری کنند.

مقامات ارشد وزارت نیرو فاش کردند که تقاضای گاز برای بخش خانگی در پنجاب به 800 تا900 میلیون فوت‌مکعب در روز رسیده است و انتظار می‌رود با سردتر شدن هوا در ژانویه، تقاضا به 1200 میلیون فوت‌مکعب در روز، افزایش یابد. تولید گاز در حال‌حاضر با کاهش 1 میلیارد فوت‌مکعبی از 4200 میلیون فوت‌مکعب در روز به تنها 3200 میلیون فوت‌مکعب در روز رسیده است و به‌دلیل شکست مقامات در تضمین چهار تک‌محموله ال‌ان‌جی (دو محموله در هر کدام از ماه‌های دسامبر و ژانویه) و کوتاهی GUNVOR در عرضه محموله 10 ژانویه، بحران گاز بدتر نیز شده است.

بنابر اظهار یکی از مقامات با در نظر گرفتن این وضعیت، گاز کافی در سیستم برای صنعت نساجی در پنجاب حتی با قیمت 9 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو وجود نخواهد داشت. وی افزود، تنها پس از کاهش عرضه ال‌ان‌جی به بخش برق و قطع عرضه به بخش کود شیمیایی می‌توانیم عرضه به بخش نساجی را با قیمت مذکور انجام دهیم.

این مقام مسئول اظهار داشت، زمان آن فرا رسیده است که دولت از نفت کوره‌ای که به وفور در کشور موجود است برای تولید برق استفاده کند و گاز با قیمت 9 دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو به صنایعی داده شود که تولیدات آنها صادراتی است. وی اضافه کرد، زمستان امسال را با کمبود گازی در سطح 360 میلیون فوت‌مکعب در روز، شروع کرده‌ایم. این شرکت‌ها هنوز تعهدی برای ارائه محموله‌های جایگزین در ماه‌های دیگر نداده‌اند، زیرا بیش‌تر به دنبال جریمه شدن هستند که میزان جریمه برابر با 30٪ ارزش محموله است.

طبق قراردادهای مدت‌دار با شرکت ال‌ان‌جی پاکستان، ENI مستقر در ایتالیا موظف است محموله ال‌ان‌جی را هر ماه با قیمت 11/95٪ برنت ارائه و GUNVOR نیز طی یک قرارداد 5 ساله، محموله‌ای را با قیمت 11/6247٪ برنت فراهم نماید. طبق قرارداد، در صورت قصور، شرکت ال‌ان‌جی پاکستان می‌تواند جریمه‌ای معادل 30٪ از قیمت قراردادی یک محموله را برای هر شرکت اعمال کند و هر دو شرکت آماده پرداخت جریمه هستند زیرا سود در بازار تک‌محموله

آن‌قدر زیاد است که آنها را بر آن داشته تا محموله‌های مدت‌دار پاکستان را به بازار بین‌المللی بفروشند. شرکت ال‌ان‌جی پاکستان قراردادهای مدت‌دار با هر دو شرکت امضا کرده است تا از خرید محموله های ال‌ان‌جی بـا قیمت‌های بالاتر اجتناب کند، اما هر دو شرکت تا کنون دو بار از انجام توافقات، قصور کرده‌اند.

منبع: Geo News، 20 دسامبر 2021

تفاهم‌نامه گازی جدید بین عمان و شرکت‌های شل و توتال‌انرژی

حضور شرکت‌های شل و توتال‌انرژی در بخش گاز عمان با امضای چندین تفاهم‌نامه همکاری تقویت می‌شود. به نقل از هفته‌نامه Mees در تاریخ 21 دسامبر، چندین موافقت‌نامه همکاری گازی یکپارچه بین شرکت‌های شل و توتال‌انرژی با وزارت انرژی و موادمعدنی عمان امضاء شد. به موجب این قراردادها، یک شرکت مشترک (JV) به‌نام مارسا ال‌ان‌جی (Marsa LNG) با مشارکت دو شرکت توتال‌انرژی (با80 درصد سهم) و شرکت ملی نفت عمان (OQ) (با 20 درصد سهم) تأسیس می‌شود. این شرکت وظیفه دارد با حضور در بخش بالادستی، گاز را تولید و با احداث یک کارخانه تولید ال‌ان‌جی، آن را به گاز مایع تبدیل کند و سپس در پایانه بانکرینگ ال‌ان‌جی که قرار است در بندر صحار برای عرضه سوخت ال‌ان‌جی به کشتی‌های عبوری از منطقه ایجاد شود، عرضه نماید. طبق اظهارات سخن‌گوی شرکت توتال‌انرژی، ظرفیت کارخانه ال‌ان‌جی 1 میلیون‌تن در سال در نظر گرفته شده و در آن از تکنولوژی ال‌ان‌جی کم‌کربن و انرژی خورشیدی فتوولتائیک استفاده خواهد شد.

گاز خوراک مورد نیاز کارخانه از توسعه ذخایر گازی بلوک شماره 10 تأمین می‌گردد. میدان اصلی این بلوک مبروک (Mabrouk) شمال‌شرقی نام دارد که تخمین زده می‌شود 4/5 تریلیون فوت‌مکعب گاز قابل استحصال داشته باشد. قرارداد توسعه و تولید گاز از این بلوک به کنسرسیومی از شرکت‌های شل با 53/45 درصد سهم، مارسا ال‌ان‌جی با 33/19 درصد و شرکت عمانی OQ با 13/36 درصد سهم واگـذار شده است. عـملیات اجرایی این میدان بر عهده سهام‌دار عمده، یعنی شرکت شل می‌باشد. انتظار می‌رود بهره‌برداری از این میدان دو سال به‌طول بینجامد و از سال 2023 تولید از این میدان با ظرفیت 500 میلیون فوت‌مکعب در روز و یا 5/15 میلیارد فوت‌مکعب در سال آغاز شود. از آنجایی که راه‌اندازی تأسیسات بانکرینگ طی 2 سال آینده عملیاتی نخواهد شد قرارداد فروش گاز تولید شده از بلوک 10 بین شرکت مارسا ال‌ان‌جی و وزارت انرژی و معادن عمان نیز منعقد شده است. طبق این قرارداد تا زمانی‌که گاز تولید شده در کارخانه ال‌ان‌جی برای عرضه در مرکز بانکرینگ استفاده نشود شرکت مارسا ال‌ان‌جی، گاز تولیدی را به دولت عمان می‌فروشد. مدت زمان این قرارداد 18 سال در نظر گرفته شده است.

سابقه حضور دو شرکت شل و توتال‌انرژی در صنعت گاز عمان به سالیان قبل برمی‌گردد. این دو شرکت در بخش‌های بالادستی و میان‌دستی صنعت گاز عمان مشارکت فعال داشته و طی سالیان اخیر بر میزان آن نیز افزوده شده است. در این راستا در فوریه 2019 طی یک موافقت‌نامه بالادستی موقت، عملیات اکتشاف در بلوک شماره 6 عمان به این دو شرکت واگذار گردید. شرکت توتال‌انرژی در کارخانه قلهت ال‌ان‌جی 5/54 سهام و در کل تأسیسات مایع‌سازی عمان 2/04 درصد سهام را در اختیار دارد. هم‌چنین این شرکت در سال گذشته عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه ذخایر گازی بلوک 12 عمان را به همراه شریک تایلندی خود برعهده گرفته است. شرکت شل نیز یکی از سهام‌داران عمده تأسیسات مایع‌سازی گاز عمان است. این شرکت تفاهم‌نامه‌ای با عمان برای احداث یک کارخانه تبدیل گاز به مایع (GTL) به امضاء رساند اما از آنجایی که این فنآوری از نظر صرفه اقتصادی، با ابهاماتی مواجه بود شرکت شل آنرا کنار

گذاشت و درصدد است که پروژه جایگزین دیگری را تعریف کند که در این میان پروژه تولید هیدروژن می‌تواند به عنوان یک گزینه رقیب مطرح باشد.

منبع: MEES، 24 دسامبر 2021

تغییر مسیر کشتی‌های حمل ال‌ان‌جی به اروپا به‌دلیل افزایش قیمت

تعدادی از کشتی‌های حمل ال‌ان‌جی مسیر خود را تغییر داده و به‌جای آسیا به سمت اروپا حرکت می‌کنند، چرا که قیمت‌های این محصول در اروپا با تفاوت بی‌سابقه‌ای نسبت به بازارهای آسیایی افزایش یافته است. داده‌های ردیابی کشتی‌ها در شرکت تحلیل‌گر Vortexa نشان می‌دهد که حداقل سه کشتی ال‌ان‌جی حامل محموله‌های ایالات‌متحده به اروپا تغییر مسیر داده‌اند. کشتی 174 هزار مترمکعبی Minerva Chios محموله‌ای را در پایانه Sabine Pass در ایالات‌متحده که ظرفیت 27/5 میلیون‌تن در سال دارد را بارگیری نموده و ابتدا به سمت آسیا حرکت کرد اما در ادامه مسیر خود را در دریای عرب تغییر داد و به سمت کانال سوئز حرکت کرد. کشتی 174 هزار مترمکعبی Maran Gas Vergina با محموله‌ای از کارخانه 5/75 میلیون‌تنی در سال Cove Point در ایالات‌متحده تا اندونزی می‌رفت که مسیر خود را تغییر داد و وارد خلیج عدن شد. در حال‌حاضر به‌دلیل افزایش قیمت‌های ال‌ان‌جی در اروپا نسبت به بازارهای شمال‌شرق آسیا، کشتی‌ها در حال تغییر مسیر به‌سوی این قاره هستند.

شاخص قیمت بازه زمانی 15روزه شرکت آرگوس برای شمال‌غربی اروپا که بر تحویل محموله‌ها در نیمه دوم ژانویه دلالت دارد، در 10 دسامبر 2021 بیش‌تر از قیمت‌های متناظر آن در شمال‌شرق آسیا بوده و اختلاف قیمت به رکورد بالای 6/24 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو افزایش یافته است. این بیش‌ترین رکورد رشد قیمتی اروپا نسبت به آسیا است که در شرکت آرگوس از زمان شروع ارزیابی قیمت‌ها در آوریل 2012 تاکنون ثبت شده است. تفاوت فاحش بنیادین بین دو بازار، زمینه‌ساز معکوس شدن آربیتراژ مرسوم آسیا و اروپا شده است. به دنبال انبوهی از مناقصات فصل زمستان، آسیا اکنون دارای ذخایر ال‌ان‌جی فراوانی است و در هفته‌های اخیر آب و هوای ملایم‌تر از حد متوسطی را تجربه کرده که باعث کاهش مصرف گاز در این مناطق شده است. به گفته فعالان بازار، تقاضای محموله‌ای ال‌ان‌جی منطقه آسیا به غیر از تقاضای شرکت دولتی نفت تایلند (PTT) کاهش یافته است و به این دلیل بوده که خریداران آسیایی برای جلوگیری از کمبود سوخت طی سه ماهه گذشته محموله‌های خود را پیش از فصل زمستان رزرو کرده بودند.

منبع: Argusmedia، 21 دسامبر 2021

انتقال ال‌ان‌جی اضافی آسیا به اروپا

خرید بی‌وقفه گازطبیعی مایع در اوایل سال جاری در آسیا باعث شد تا این منطقه برای زمستان آن‌قدر ذخیره داشته باشد که بتواند تک‌محموله‌های ال‌ان‌جی را به اروپای تشنه انرژی هدایت نماید. به‌گفته تاجران آگاه، پس از اینکه قیمت‌ها در اروپا به سطح نادری رسید، چندین کشتی از آسیا به سمت اروپا منحرف شده‌اند. هم‌زمان با کاهش سریع دما و افت قیمت گاز اروپا نسبت به بالاترین رکورد خود در هفته گذشته، یک موج در حال ظهور ال‌ان‌جی، عرضه‌های بیش‌تری را به همراه خواهد داشت. قیمت‌های انرژی در آسیا در اوایل سال جاری افزایش یافت زیرا چین در آستانه زمستان همه چیز از زغال‌سنگ گرفته تا کودهای شیمیایی را ذخیره کرد. به‌گفته تاجران، اکنون که شروع ملایم زمستان در شمال‌شرق آسیا آغاز شده است، خریداران از شرکت‌های توزیع گاز و برق ژاپن گرفته تا کارخانه‌های چینی نیازی به ال‌ان‌جی نداشتند و

درخواست برای تک‌محموله در هفته گذشته به شدت کاهش یافت. با این‌حال، در اروپا، خریداران در بحبوحه عدم قطعیت در مورد راه‌اندازی خط‌لوله نورداستریم 2 از روسیه، در تلاش برای تکمیل ذخایر خود هستند. از ایتالیا تا لهستان، این قاره شروع به اجرای مناقصاتی در بازار کرده تا بتواند محموله‌هایی را برای خود، آماده داشته باشد، اگرچه قیمت‌ها بالاتر از قیمت‌هایی است که در اوج زمستان گذشته، مشاهده شده است.

به‌گفته یک تحلیل‌گر انرژی در Goldman Sachs، اروپا به سادگی پیشنهادهای گاز از آسیا را قبول می‌کند تا از نظر تولید برق با مشکل مواجه نشود. وی افزود، در اروپا دما در حال کاهش است در حالی که تاکنون در آسیا زمستان نسبتا معتدلی بوده است. فروشندگان، منحرف کردن محموله‌ها از آسیا را شروع کرده‌اند که البته ممکن است در هفته‌های آینده سرعت بیشتری بگیرد. معامله‌گران درحال مشاهده هرگونه نشانه‌ای مبنی بر فرستادن مستقیم از تاسیسات تولید در منطقه پاسفیک به اروپا هستند که چه مقدار می‌تواند سودآور باشد. این عرضه‌ها، محدودیت مقصد ندارند و می‌توانند به بهترین بازار روانه شوند.

انحراف مسیر محموله‌ها

قیمت‌ها در اروپا به حدی بالا است که برخی از کشورهای آسیایی ممکن است حتی ال‌ان‌جی را که برای مصرف خود وارد کرده‌اند را هم دوباره صادر کنند. اما به گفته یک تحلیل‌گر موسسه Kpler، این حرکت در حال‌حاضر بعید است زیرا محموله‌های ال‌ان‌جی از ایالات‌متحده و غرب آفریقا به دلیل زمان سفر، بیشتر ترجیح داده می‌شوند. محموله‌های بیش‌تری می‌توانند از این روند پیروی کنند، اگرچه احتمالاً ارزان نیستند. رییس بخش ال‌ان‌جی در شرکت اطلاعات انرژی Vortexa Ltd اعلام کرد، ادامه شرایط آب و هوایی عادی در سراسر شمال‌شرق آسیا نیاز به خرید فوری تک‌محموله را به حداقل می‌رساند و محموله‌های با قیمت بالا را برای بازار اروپا باقی می‌گذارد. معامله‌گران گفتند مطمئناً هوای سردتر می‌تواند تقاضای آسیا را هم در ژانویه افزایش دهد و می‌توانیم شاهد بازگشت خریداران آسیایی به بازار باشیم. براساس اعلام اداره هواشناسی چین انتظار می‌رود که سرما در مناطق شرقی و مرکزی این کشور طی آخر هفته باعث کاهش دمای ۶ تا ۱۰ درجه سانتی‌گراد شود. در حال‌حاضر، اروپا از عرضه‌های اضافی گاز استقبال می‌کند زیرا سطح ذخیره‌سازی، کمتر از دو سوم قبل از شروع بدترین زمستان است.

منبع: Bloomberg، 20 دسامبر 2021

شرایط دشوار تصمیم‌گیری شرکت پتروناس پیرامون نحوه عرضه گاز

شرکت پتروناس پس از اعلام هدف دست‌یابی به کربن صفر در سال 2050، در تصمیم‌گیری پیرامون نحوه عرضه گاز با پیچیدگی‌هایی روبه‌رو شده که شرایط مذکور در پی افزایش اخیر قیمت‌های ال‌ان‌جی به‌صورت تک‌محموله ایجاد شده است. این شرکت دولتی مالزیایی 1/5 تریلیون مترمکعب ذخایر گاز شیل را به‌عنوان بخشی از قرارداد سرمایه‌گذاری مشترک در کانادا تحت مالکیت خود دارد و بنابر اظهارات عدلان احمد، رییس بخش تجارت هیدروژن شرکت پتروناس، برنامه انتشار کربن‌صفر این شرکت شامل تجارت هیدروژن بوده که از طریق آن درآمدزایی از ذخایر گاز شیل یاد شده فراهم می‌گردد. به اعتقاد وی، هر چند مراحل انتقال انرژی مصرفی در حال انجام است اما قیمت‌های غیرعادی کنونی ال‌ان‌جی شرایط را با پیچیدگی‌هایی همراه می‌کند. شرکت برای تصمیم‌گیری پیرامون نحوه مدیریت ذخایر گازی خود، با توجه به فراهم بودن تمامی تجهیزات لازم جهت تبدیل گاز به ال‌ان‌جی یا تبدیل گاز به هیدروژن با موقعیت دشواری

روبه‌رو شده است. احتمالاً با توجه به وجود تقاضا برای ال‌ان‌جی، کماکان ارائه گاز به‌عنوان خوراک کارخانه‌های تولید ال‌ان‌جی ادامه یابد.

لازم به توضیح است شرکت پتروناس، یک شرکت عمده صادرکننده ال‌ان‌جی بوده و از پایانه‌های پروژه‌های ال‌ان‌جی Bintulu، 1 PFLNG و 2 PFLNG هریک به‌ترتیب به ظرفیت 30، 1/2 و 1/5 میلیون‌تن در سال در مالزی اقدام به صادرات می‌نماید. شرکت مذکور مالکیت 27/5 درصد از سهام کارخانه‌ای واقع در استرالیا به‌نام Gladstone LNG (GLNG) به ظرفیت 7/8 میلیون‌تن در سال را دارا بوده و از کارخانه مذکور در قالب قراردادی طی سال‌های 2015 لغایت 2035 به میزان 3/5 میلیون‌تن در سال ال‌ان‌جی دریافت می‌نماید. ضمناً، شرکت پتروناس تحت قرارداد بلندمدتی طی سال‌های 2013 لغایت 2023 از پروژه Brunei LNG سالانه به میزان 900 هزار تن ال‌ان‌جی دریافت می‌کند. عرضه گاز پتروناس در مالزی عمدتاً از میادین فراساحلی شامل میدان Pegaga صورت گرفته و گاز خوراک کارخانه Bintulu نیز از این میدان تأمین می‌شود. بنا بر اظهارات فعالان بازار، اخیراً سطوح بالای جیوه در گاز خوراک باعث ایجاد اختلالاتی در تحویل محموله‌های ال‌ان‌جی شرکت پتروناس به خریداران شده است. با این وجود، شرکت با توجه به سطوح قیمتی بالای ال‌ان‌جی، قیمت‌های تک‌محموله اعلامی خود را افزایش داده و از ابتدای ماه سپتامبر برای فروش یازده تک‌محموله ال‌ان‌جی، نه مزایده برگزار شده است. خاطر نشان می‌سازد، تعداد مزایده‌های برگزار شده طی چهار ماه مه تا اوت تنها هفت جلسه می‌باشد.

یکی از خریداران بلندمدت ژاپنی ال‌ان‌جی، ضمن اشاره به فعالیت‌های شرکت پتروناس پس از مشکلات بالادستی تولید در میدان Pegaga اظهار داشت؛ از یک سو حجم ال‌ان‌جی تحویلی شرکت پتروناس به خریداران بلندمدت کاهش یافته و از سوی دیگر این شرکت به فروش تک محموله ال‌ان‌جی در بازار می‌پردازد. گفتنی است، شرکت‌های ژاپنی Tokyo Gas، Jera و Japex مشتریان عمده بلندمدت ال‌ان‌جی کارخانه Bintulu را تشکیل می‌دهند.

یادآور می‌شود در پی افزایش قیمت ال‌ان‌جی در هاب‌های گازی اروپا، قیمت تک‌محموله ال‌ان‌جی در آسیا نسبت به دو ماه گذشته افزایش چشمگیری داشت. قیمت ANEA، قیمت اعلامی آرگوس برای تحویل تک‌محموله ال‌ان‌جی به مناطق شمال‌شرق آسیا، برای تحویل در نیمه نخست ماه ژانویه اعلامی در روز اول ماه دسامبر، 35/985 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده که با افزایش 25 درصدی به 44/980 دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برای تحویل در نیمه دوم ماه ژانویه اعلامی در روز 22 دسامبر رسید. به نظر می‌رسد برودت هوا در منطقه شمال‌شرق آسیا منتهی به شکل‌گیری انتظاراتی پیرامون تحدید بیشتر افت قیمتی ال‌ان‌جی شود.

منبع: Argus، 27 دسامبر 2021

تغییر مسیر جریان گاز صادراتی روسیه در خط یامال به اروپا

طبق اطلاعات شرکت Gascade، خط‌لوله یامال- اروپا که معمولاً گاز روسیه را به اروپای‌غربی می‌رساند، برای ششمین روز متوالی سوخت را در مسیر عکس به کشور لهستان می‌فرستد. داده‌های اخیر نشان می‌دهد که جریان گاز در ایستگاه اندازه‌گیری Mallnow واقع در مرز آلمان و لهستان، با حجمی حدودی 1/2 میلیون کیلووات ساعت (کیلووات ساعت) به سمت شرق و به مقصد کشور لهستان سرازیر می‌شود. انتظار می‌رود این حجم انتقال در همین سطح باقی بماند. شرکت WIGA حاصل سرمایه‌گذاری مشترک بین شرکت گازپروم و شرکت‌های Wintershall DEA و نفت و گاز Wintershall DEA می‌باشد. شرکت Gascade تحت مالکیت و مدیریت شرکت WIGA است. سهامداران شرکت

Wintershall DEA نیز شرکت‌های مواد شیمیایی روسی LetterOne و گروه شیمیایی آلمانی BASF هستند. روسیه اعلام کرد که تغییر مسیر جریان این خطلوله به سوی لهستان یک حرکت سیاسی نیست. با این‌حال، این اقدام مسکو همزمان با افزایش تنش بین روسیه و غرب بر سر موضوع اوکراین است. این امر باعث شده تا قیمت گازطبیعی در اروپا رشد بی‌سابقه‌ای را تجربه کند. ولادیمیر پوتین، رییس‌جمهور روسیه اعلام کرد کشور آلمان به‌جای کنترل نوسانات بیش از حد قیمت گاز در بازار، گاز روسیه را به اوکراین و لهستان می‌فروشد. او واردکنندگان گاز آلمانی را مسئول این نوسانات و افزایش قیمت‌ها دانست. بر اساس اطلاعات شرکت Eustream ، ظرفیت رزرو شده برای جریان گاز روسیه در تاریخ 26 دسامبر 2021 از طریق خطلوله اوکراین به اسلواکی از طریق نقطه مرزی Velke Kapusany حدود 740 هزار مگاوات ساعت (MWh) بوده که کمی کمتر از 747 هزار مگاوات ساعت در روز قبل و بسیار کمتر از هفته‌های اخیر بوده است. دفتر خبرگزاری رویترز در مسکو اعلام کرد نتایج مزایده فروش گاز نشان می‌دهد که شرکت گازپروم، ظرفیت ترانزیت گاز برای صادرات از طریق خطلوله یامال- اروپا برای روز 27 دسامبر 2021 را رزرو نکرده بود. داده‌های اپراتور شبکه آلمانی Gascade نشان داد خطلوله‌ای که معمولا گاز روسیه را به اروپای‌غربی می‌رساند سوخت را برای ششمین روز متوالی به لهستان ارسال کرده است.

منبع: Reuters، 26 دسامبر 2020

پوتین: خطلوله نورداستریم 2 آماده کاهش قیمت گاز

ولادیمیر پوتین، رییس‌جمهور روسیه روز چهارشنبه گفت که خطلوله دریایی نورداستریم 2 به توقف افزایش قیمت گاز در اروپا کمک می‌کند و اکنون آماده است تا صادرات خود را آغاز کند و لاین دوم این خطلوله پر شده است. نورداستریم 2 که در ماه سپتامبر تکمیل شد اما در انتظار تایید رگولاتوری آلمان و اتحادیه اروپا است، با مقاومت ایالات‌متحده و چندین کشور از جمله لهستان و اوکراین مواجه است که می‌گویند اهرم روسیه بر اروپا را افزایش می‌دهد. این خطلوله قرار بود در سال 2019 تکمیل شود، اما به‌دنبال تهدید تحریم‌های دولت آمریکا توسط دونالد ترامپ و خروج شرکت سوئیسی- هلندی آلسیز از لوله‌گذاری، ساخت آن به حالت تعلیق درآمد و روسیه مجبور شد آن را با ناوگان خود تکمیل کند. پوتین اعلام کرد که لاین دوم این خطلوله دوقلو با گاز پر شده است. پوتین در جلسه‌ای که توسط مدیر گازپروم الکسی میلر برگزار شد اظهار داشت: مایلم به گازپروم و شرکای شما در نورداستریم 2 به خاطر تکمیل کار و ایجاد این مسیر بزرگ و آماده شدن برای کار تبریک بگویم. این خطلوله 11 میلیارد دلاری توسط غول گازی تحت کنترل کرملین، گازپروم، ساخته شده است و نیمی از هزینه آن توسط شرکت‌های انرژی اروپایی، یعنی Uniper و BASF زیرمجموعه Wintershall Dea از آلمان، شرکت بین‌المللی نفت شل، OMV اتریش و Engie فرانسه پرداخت شده است.

منبع: Reuters، 29 دسامبر 2021

گزارش ویژه: رونمایی از برنامه توسعه 10 ساله ایران در بخش بالادستی

مدیرعامل جدید شرکت ملی نفت ایران (آقای محسن خجسته‌مهر) طی توضیحات مفصلی به‌تشریح برنامه‌های ایران برای توسعه بخش‌های بالادستی صنعت نفت و گاز در 10 سال آینده پرداخت و اعلام کرد که در این برنامه هیچ موردی بلندپروازانه نیست. آقای خجسته‌مهر می‌گوید ایران به 160 میلیارد دلار سرمایه‌گذاری در دهه آینده نیاز دارد تا بتواند ظرفیت تولید گاز خود را دو برابر و ظرفیت تولید نفت خود را به 5 میلیون بشکه در روز برساند ضمن این‌که خواستار بازگشت شرکت‌های خارجی به ایران بدون توجه به تحریم‌های ایالات‌متحده علیه ایران شد. آقای خجسته‌مهر روز 28 نوامبر به خبرگزاری شانا گفت که در نظر دارد تا پایان سال‌جاری شمسی ظرفیت تولید نفت خام ایران را به 4 میلیون بشکه در روز برگرداند. هیچ رقم قطعی از ظرفیت تولید فعلی ایران ارائه نشده است اما محاسبات MEES نشان می‌دهد تولید نفت‌خام ایران در ماه‌های اخیر کمتر از 2/5 میلیون بشکه در روز بوده است. بازگشت تحریم‌های ایالات‌متحده در سال 2018 اکثر خریداران نفت ایران را مجبور کرد تا خرید نفت خود را متوقف نمایند و در ادامه ایران نیز مجبور به کاهش قابل توجه تولید نفت خود شد. ظرفیت تولید نفت ایران طی سه‌سال گذشته به‌خصوص با توجه به وضعیت مالی و سرمایه‌گذاری کاهش یافته است اما میزان این کاهش مشخص نیست.

حتی اگر برجام مجدداً احیا شود مدتی زمان می‌برد تا تحریم‌ها رفع شوند و پس از آن ایران می‌تواند برای افزایش تولید و فروش بیشتر نفت اقدام نماید. وزیر نفت ایران (آقای مهندس اوجی) در تاریخ 1 دسامبر، 100 روز پس از آغاز به‌کار دولت جدید در ایران اعلام کرد که فروش نفت، میعانات و مشتقات به‌طور چشم‌گیری نسبت به سال گذشته افزایش یافته و بررسی‌ها دقت این مطالب را تایید می‌نماید. مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران پیش‌بینی نموده است که برای رساندن ظرفیت تولید نفت به 5 میلیون بشکه در روز در دهه آینده نیاز به 90 میلیارد دلار سرمایه‌گذاری می‌باشد. وی افزود که از حضور سرمایه‌گذاران خارجی بدون در نظر گرفتن تحریم‌ها و پیش شرط استقبال می‌کنیم. البته حتی در طول دوره 2016 تا 2018 که برجام منجر به لغو تحریم‌ها شد، تعداد اندکی از شرکت‌های خارجی به ایران بازگشتند و این یکی از چالش‌های مهم این کشور می‌باشد. بزرگ‌ترین قراردادی که طی سال‌های اخیر با شرکت‌های خارجی به امضا رسید، معامله 4/8 میلیارد دلاری با شرکت‌های توتال و CNPC جهت توسعه فاز 11 پارس‌جنوبی بود که آن هم به سرانجام نرسید.

شرکت‌های نفتی بین‌المللی به این امر واقفند که تغییر در دولت ایالات‌متحده می‌تواند منجر به محدودیت‌های بیشتری درخصوص ایران شود و امکان همکاری با ایران را سخت خواهد کرد. ایران ناچار است توسعه ذخایر نفتی خود را از طریق شرکت‌های تابعه شرکت‌ملی نفت و هم‌چنین شرکت‌های داخلی توسعه دهد. در همین راستا این کشور توانسته است با تکیه بر توان داخلی، ظرفیت تولید نفت خود از میادین غرب کارون را که در امتداد با مرز عراق می‌باشند از 100 هزار بشکه در روز در سال 2016 به 420 هزار بشکه در روز افزایش دهد. وزیر نفت ایران می‌گوید کشورش می‌خواهد پیشرفت خود در غرب کارون را ادامه دهد و معتقد است مرحله بعدی توسعه به حدود 11 میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیازمند است. او در ماه سپتامبر با مقامات ارشد شرکت‌های دولتی نفتی چین CNPC و ساینوپک دیدار نموده است. شرکت CNPC اولین مرحله از میدان آزادگان شمالی واقع در غرب کارون را توسعه داد اما ادامه روند توسعه آزادگان‌شمالی بسیار کند و آهسته بوده است ضمن این‌که ساینوپک پیش از این در توسعه میدان یادآوران مشارکت داشته است.

میدان پارس‌جنوبی، سرمایه‌گذاری برنامه‌ریزی شده و کاهش مـداوم تـولید

70 مـیلیارد دلار باقی‌مانده از 160 میلیارد دلار مورد نظر آقای خجسته‌مهر در بخش گاز هزینه خواهد شد. شرکت ملی نفت ایران برنامه‌ریزی نموده تا ظرفیت تولید گاز را به 1/5 میلیارد مترمکعب در روز تا سال 2030 افزایش دهد و ایـن درحـالی است کـه شـرکت ملی گاز ایران می‌گوید تولید گاز ایـران اکـنون بـه 800 مـیلیون مترمکعب در روز می‌رسد. مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران می‌گوید توسعه فاز 11 پارس‌جنوبی با ظرفیت 1/8 میلیارد فوت‌مکعب در سال مالی آینده آغاز خواهد شد. برای این کشور راه‌اندازی بخش نخست توسعه فاز مذکور بدون کمک‌های خارجی ممکن خواهد بود اما اجرای بخش دوم فاز توسعه نیازمند نصب تجهیزات فشارافزایی است که بـرای حـفظ ظـرفیت تولید بـه‌کار گـرفته می‌شوند و نحوه تامین این تجهیزات ابهاماتی را به‌وجود آورده است. میدان گازی پارس‌جنوبی مدت‌هاست که دچار افت فشار تولید شده است و خرداد سال‌جاری سخنگوی کمیسیون انرژی مجـلس گفته بود بررسی‌های انجام شـده نـشان می‌دهد که از سال 2030 به بعد به‌دلیل کاهش فشار میدان، ظرفیت تولید سالانه از این میدان 10 میلیارد مترمکعب کاهش می‌یابد. حدود90٪ گاز تولیدی ایران از میدان عظیم گازی پارس‌جنوبی تامین می‌شود. دولت ایران در حال بررسی و ارزیابی مناطق مختلف جهت توسعه میادین گازی دیگر می‌باشد. در ماه مه شرکت پتروپارس قرارداد 1/78 میلیارد دلاری برای تـوسعه میدان فرزاد B با حجم گاز درجای 23 تریلیون فوت‌مکعب امضا نموده است.

آقای خجسته‌مهر ماه گذشته و در جریان بازدید نمایندگان مجلس از فاز 14 پارس‌جنوبی گفته بود که 11 میلیارد دلار برای توسعه میدان‌های فراساحلی موردنیاز است که این سرمایه‌گذاری، 240 میلیون مترمکعب به ظرفیت تولید سالانه گاز ایـران مـی‌افـزاید. از این میزان 4 میلیارد دلار اختصاص به توسعه میدان پارس‌شمالی با ذخیره گاز درجای 57 تریلیون فوت‌مکعب خواهد داشت که منجر به تولید 100 میلیون مترمکعب در روز گاز می‌شود. هم‌چنین توسعه میدان دریایی کیش با ذخیره درجای 55 تریلیون فوت‌مکعب گاز درجا است که بر اساس برنامه اعلامی نیازمند حفاری 14حلقه چاه و یک خط‌لوله به طول 200 کیلومتر جهت تولید 28 میلیون مترمکعب در روز گاز و انتقال آن به خشکی می‌باشد.

افزایش مصرف گاز

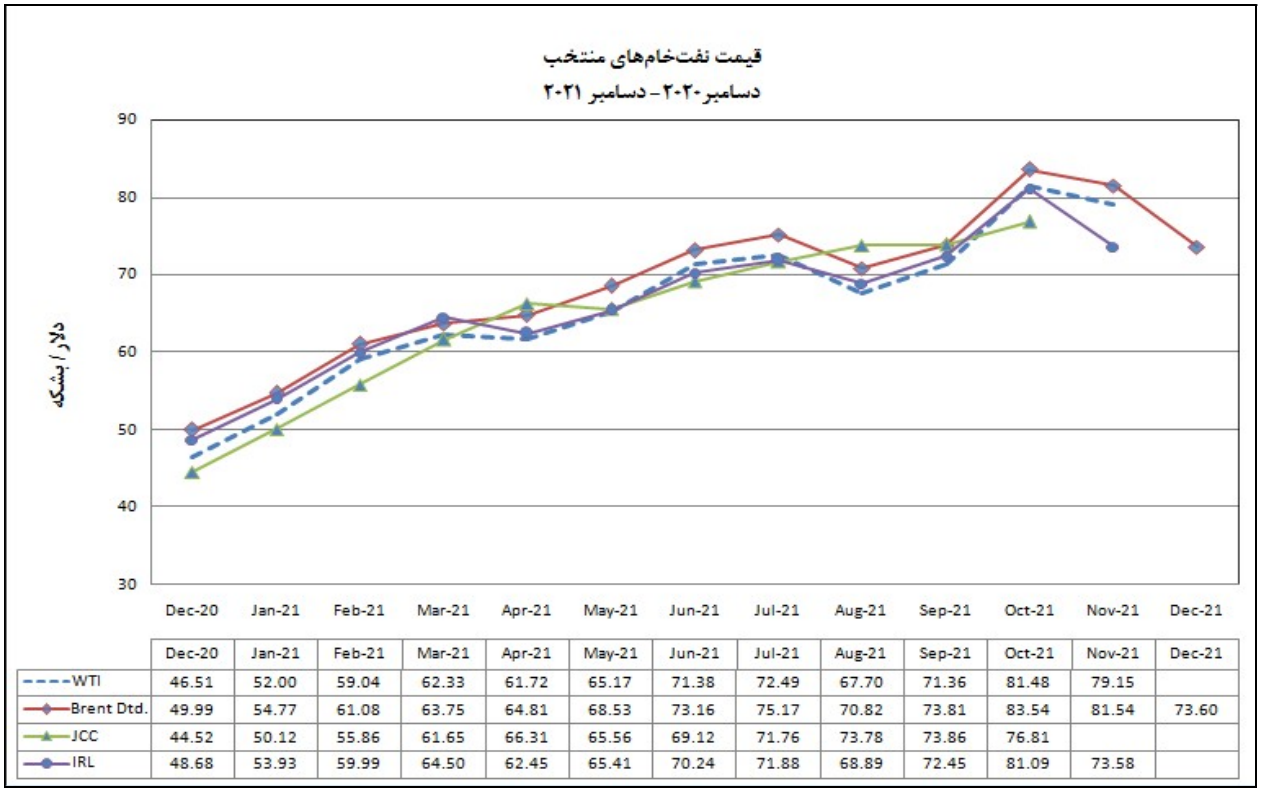
واقعیت این است که مصرف گاز ایران به‌طور پیوسته در حال رشد است و ایران دوباره با چالش‌هایی در تامین گاز کافی برای مصرف‌کنندگان مواجه است. الگوی مصرف ایران نیز در حال تغییر است. تابستان گذشته شاهد موج‌های گرما و خشک‌سالی بی‌سابقه‌ای بوده که دولت سابق را وادار کرد تا تامین برق برای صنعت را محدود کند و استخراج ارزهای دیجیتال را ممنوع نماید. ایران هم‌چنین صادرات برق و گاز خود به عراق را متوقف کرد. در 3 سپتامبر 2021 وزیر نفت گفت که وزارت‌خانه او نگران کمبود 200 میلیون مترمکعب در روز گاز در زمستان امسال است. در 24 نوامبر مصرف گاز ایران به 748 میلیون مترمکعب در روز رسید و احتمال کـمبود گـاز را افـزایش داد. مـقامات می‌گویند مصرف گاز نسبت به مدت مشابه سال گذشته 8٪ افزایش یافته است. به این ترتیب تاسیسات صنعتی برای نیازهای خود به سوخت‌های جایگزین روی می‌آورند.

قرارداد سوآپ گاز کاسپین

در 29 نوامبر 2021، ایران، آذربایجان و ترکمنستان بر سر یک قرارداد سوآپ گازی به توافق رسیدند که براساس آن ایران سالانه 1/5 تا 2 میلیارد مترمکعب در سال گاز از ترکمنستان دریافت و معادل آن را پس از کسر سوآپ فی به آذربایجان ارسال می‌نماید. ایران تا سال 2017 به طور منظم از ترکمنستان برای تامین نیاز مناطق شمالی خود گاز وارد می‌کرد. حجم واردات گاز از ترکمنستان پیش از سال 2017 به حدود 9/3 میلیارد مترمکعب رسید که اوج میزان واردات

بوده است که مربوط به قبل از افزایش تولید از پارس‌جنوبی بوده است. آقای اوجی اخیرا اعلام کرده است که تسویه بدهی ترکمنستان به زودی انجام خواهد شد. خبرگزاری مهر گزارش داده که ایـران صـرفاً به‌عنوان مسیری برای انتقال گاز به باکو عمل نمی‌کند بلکه پنج استان ایران می‌توانند بخشی از گاز مورد نیاز خود را از این قرارداد تامین کنند.

منبع: MEES، 3دسامبر 2021



	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21
WTI	46.51	52.00	59.04	62.33	61.72	65.17	71.38	72.49	67.70	71.36	81.48	79.15	
Brent Dtd.	49.99	54.77	61.08	63.75	64.81	68.53	73.16	75.17	70.82	73.81	83.54	81.54	73.60
JCC	44.52	50.12	55.86	61.65	66.31	65.56	69.12	71.76	73.78	73.86	76.81		
IRL	48.68	53.93	59.99	64.50	62.45	65.41	70.24	71.88	68.89	72.45	81.09	73.58	

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- پهلوانی- آریانا- اصغرزاده- دارایی

آقایان: اکبرنژاد- سیاهی- قنبری- بهشتی- اکبری