موسسه مطالعات بین المللی انرژی

پایش هفتگی

تحولات نفت و گاز ۲۳

شماره ۲۳ / هفته سوم / آذر ماه ۱۴۰۰

پژوهشکده اقتصاد انرژی

اعضای هیأت تحریریه (به ترتیب حروف الفبا): دکتر محمدصادق جوکار- دکتر مجتبی رجب‌بیگی
مهرزاد زمانی- دکتر غلامعلی رحیمی- مهدی یوسفی- دکتر محمدعلی حاجی میرزایی- دکتر داریوش وافی

- سقوط ۱۳ درصدی شاخص قیمت نفت‌خام WTI در یک روز
- کاهش قیمت نفت از رکود جدید ناشی از کووید-۹۱
- تعویق جلسات فنی اوپک برای ارزیابی اثرات سویه جدید کرونا
- افزایش نرخ بهره برداری پالایشگاه‌های دولتی چین در ماه نوامبر تا ۸۳ درصد همزمان با افزایش تقاضا
- پیشرفت در پروژه خط لوله گاز پاکستان استریم
- عدم تمایل OGRA به صدور مجوز NOC مانع اصلی در تامین گاز به گوادر است
- گاز طبیعی، ثروت آینده، انرژی پاک
- تضمین آینده انرژی پاک برای منطقه آسیا و اقیانوسیه

تغییرات هفتگی نفت خام‌های شاخص

(دلار در بشکه)

هفته	سبد اوپک	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	وست تگزاس	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	برنت موعددار	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)
هفته منتهی به ۲۹ اکتبر ۲۰۲۱	۸۳٫٦٤	۰٫۱	۸۳٫۷۲	۰٫۳	۸٤٫۵	-۰٫۱
هفته منتهی به ۵ نوامبر ۲۰۲۱	۸۱٫۸۵	-۲٫۱	۸۱٫۷۸	-۲٫۳	۸۳٫۰۱	-۱٫۸
هفته منتهی به ۱۲ نوامبر ۲۰۲۱	۸۲٫۵۱	۰٫۸	۸۱٫۹٦	۰٫۲	۸۳٫۷۷	۰٫۹
هفته منتهی به ۱۹ نوامبر ۲۰۲۱	۸۰٫۷٤	-۲٫۱	۷۹٫۰۲	-۳٫٦	۸۱٫۵۹	-۲٫٦
هفته منتهی به ۲٦ نوامبر ۲۰۲۱	۷۹٫۵٤	-۱٫۵	۷۸٫۰۹	-۱٫۲	۸۰٫٤۵	-۱٫٤

گزارش‌های تحلیلی

- اقتصاد انرژی
- بازار انرژی
- راهبردها، سیاست‌ها و ژئوپلیتیک انرژی
- فناوری انرژی و محیط زیست

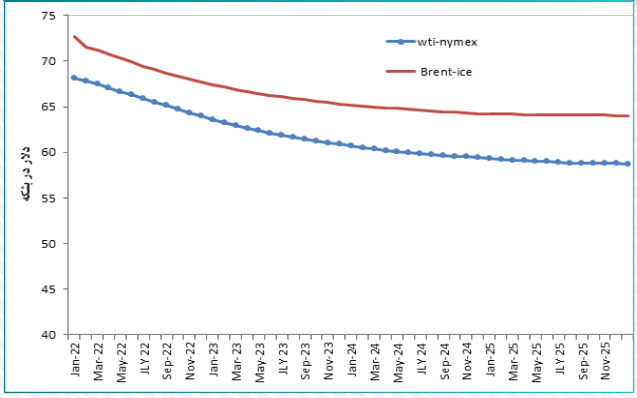
بررسی طرح مکزیک برای افزایش تولید نفت به بیش از ۲ میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۲۴

تحولات بازار نفت در هفته منتهی به ۲۶ نوامبر ۲۰۲۱

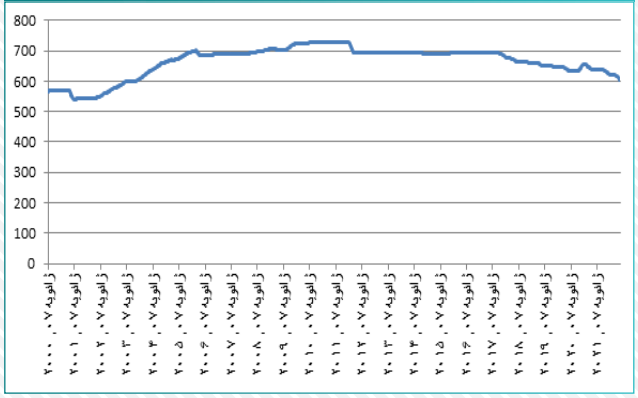
خط لوله انتقال گازطبیعی در دست بررسی Power of Siberia2 و اثر آن بر جمهوری اسلامی ایران

توسعه هیدروژن کم‌کربن در مصر

نمودار قیمت نفت برنت و وست تگزاس در بورس آیس و نایمکس در ۲۶ نوامبر ۲۰۲۱



نمودار روند هفتگی ذخایر استراتژیک نفت خام در آمریکا (میلیون بشکه)



اقتصاد انرژی

تعویق جلسات فنی اوپک برای ارزیابی اثرات سویه جدید کرونا

به گفته منابع و اسناد اوپک پلاس، اوپک و متحدانش جلسات فنی را به اواخر این هفته موکول کرده اند و به خود فرصت بیشتری برای ارزیابی تاثیر نوع جدید ویروس کرونا بر تقاضا و قیمت نفت می دهند. قیمت نفت همراه با سایر بازارهای مالی در روز جمعه بیش از ۱۰ درصد سقوط کرد، که بزرگترین کاهش یک روزه از آوریل ۲۰۲۰ تاکنون بود، زیرا نوع جدید ویروس کرونا سرمایه‌گذاران را به وحشت انداخت و بر نگرانی‌ها مبنی بر افزایش مازاد عرضه در سه ماهه اول افزود.

پیش از روز جمعه، اوپک پیش‌بینی کرده بود که پس از اینکه ایالات متحده و سایر مصرف‌کنندگان بزرگ تصمیم گرفتند ذخایر نفت را آزاد کنند تا به کاهش قیمت‌ها کمک کنند، مازاد تولید به شدت رشد خواهد کرد. اسناد نشان می‌دهد که کمیته نظارت مشترک وزیران به جای روز سه‌شنبه، روز پنج‌شنبه تشکیل می‌شود، اوپک پلاس نیز در همان روز تشکیل جلسه می‌دهد که احتمالاً تصمیم نهایی اعلام خواهد شد. یکی از منابع اوپک پلاس گفت: ما به زمان بیشتری نیاز داریم تا بفهمیم این نوع جدید کرونا چیست و آیا باید بیش از حد واکنش نشان دهیم یا خیر.

اوپک پلاس ۴۰۰ هزار بشکه در روز به تولید نفت خود در هر ماه اضافه می کند در حالی که رکورد کاهش تولید خود را نسبت به سال گذشته کاهش داده است (زمانی که تولید را تا ۱۰ میلیون بشکه در روز کاهش داد تا تقاضای پایین ناشی از قرنطینه ویروس را پوشش دهد). اوپک پلاس هنوز حدود ۳/۸ میلیون بشکه در روز کاهش تولید دارد و برخی از تحلیلگران عنوان کرده اند که این گروه ممکن است با افزایش پس از آزاد سازی ذخایر و پیامدهای احتمالی تقاضای ناشی از قرنطینه های جدید برای مهار نوع جدید ویروس، متوقف شود.

افزایش نرخ بهره برداری پالایشگاه‌های دولتی چین در ماه نوامبر تا ۸۳ درصد همزمان با افزایش تقاضا

مطابق با انتظارات بازار، میانگین نرخ بهره برداری در چهار پالایشگاه دولتی چین با دو درصد افزایش به ۸۲/٦ درصد در ماه نوامبر در مقایسه با سطح پنج ماهه (۸۰/٦ درصد) در اکتبر رسید، در حالی که داده‌های S&P Global Platts در ۲۹ نوامبر نشان داد، پالایشگاه های مستقل نیز نرخ بهره برداری خود را افزایش دادند و حاشیه‌های سود پالایشی خوب دارند.

سینوپک رهبری افزایش بهره برداری در میان پالایشگاه های دولتی در ماه نوامبر را به عهده دارد. این شرکت نرخ بهره برداری را دو درصد نسبت به اکتبر افزایش داد و به ۸٤ درصد رسید و در نوامبر ٤/۳۷٦ میلیون بشکه در روز پالایش کرد. این افزایش با وجود تعمیر و نگهداری برنامه ریزی شده در سه پالایشگاه آن صورت گرفت.

پتروچاینا در ماه نوامبر نرخ بهره برداری خود را با یک درصد افزایش به ۷۷/٤ درصد رساند که دومین افزایش متوالی ماهانه است. این شرکت بزرگ نفتی متعهد شده است که تولید بنزین را برای تامین تقاضای داخلی افزایش دهد و پالایشگاه ها را ملزم به افزایش توان عملیاتی و تولید بنزین کرده است.

از مجموع ۱۷ پالایشگاه، ۹ پالایشگاه نرخ بهره برداری خود را از یک تا هشت درصد افزایش داده اند و ٤ پالایشگاه نرخ بهره برداری خود را یک تا سه درصد کاهش داده اند. در میان آنها، پتروشیمی گوانگشی از زمان اتمام جایگزینی کاتالیزور، نرخ بهره برداری خود را حدود هشت درصد افزایش داده و به ۸۳ درصد رسانده است. اما با افزایش سراسری پالایشگاه های دولتی، عرضه بنزین در سطح محلی کافی شده است. یک منبع گوانگشی گفت، بنابراین، جریان خروجی ممکن است در ماه دسامبر افزایش یابد.

۲۳ پالایشگاه سینوپک دارای ظرفیت ترکیبی ۵/۲۹ میلیون بشکه در روز هستند که ۸۷ درصد از کل ظرفیت ٦/۱ میلیون بشکه ای این غول پالایشی را تشکیل می دهد.

در همین حال، داده‌های جمع‌آوری‌شده توسط پلاتس برای پالایشگاه‌های پتروچاینا نشان‌دهنده ظرفیت ترکیبی ۳٫۴۹ میلیون بشکه در روز است که ۸۵ درصد از کل ظرفیت ۴٫۱ میلیون بشکه در روز این شرکت را تشکیل می‌دهد.

در میان پالایشگاه‌های مستقل، میانگین نرخ بهره‌برداری در ژجیانگ پس از تخصیص ۱۲ میلیون تن سهمیه به پروژه فاز ۲ ، ۴۰۰۰۰۰ بشکه در روز در حدود اکتبر بهبود یافته است. چهارمین CDU از اواسط نوامبر شروع به کار کرد و میانگین نرخ بهره وری از حدود ۷۰ درصد در اکتبر به حدود ۸۰ درصد افزایش یافت.

علاوه بر این، نرخ بهره برداری در پالایشگاه های کوچک در استان شاندونگ شرقی تا ۲۶ نوامبر کمی افزایش یافت و به حدود ۶۸٫۶ درصد رسید. نرخ بهره برداری پتروشیمی هنگلی (دالیان) در شمال شرقی چین در ۴۰۰۰۰۰ بشکه در روز نسبتاً ثابت در حدود ۹۰ درصد (در مقایسه با ۹۰ درصد در اکتبر و ۹۱ درصد در سپتامبر) بوده است. پیش از این، این پالایشگاه با نرخ بهره برداری بالای ۱۰۰ درصد کار می کرد. به گفته یکی از منابع پالایشگاهی، نرخ بهره برداری توسط تعمیر و نگهداری در ۳٫۸ میلیون تن در سال هیدروکراکر محدود شد، که به زودی تکمیل می شود و به افزایش نرخ بهره برداری آن به ۱۰۰ درصد در دسامبر کمک خواهد کرد.

Average run rates at China's top refiners:

	21-Nov	20-Nov	21-Oct	Jan-Nov 2021	Jan-Nov 2020
PetroChina	77%	73%	76%	74%	72%
Sinopec	84%	82%	82%	84%	81%
CNOOC	97%	100%	96%	91%	92%
Sinochem	96%	101%	97%	98%	95%
Subtotal	83%	80%	81%	81%	78%
Hengli	90%	105%	90%	101%	N/A
ZPC	80%	83%	70%	77%	N/A
Shandong independents	69%	76%	67%	73%	70%

Source: S&P Global Platts

Activate Windows

تحولات بازار انرژی

سقوط ۱۳ درصدی شاخص قیمت نفت‌خام WTI در یک روز

افت قیمت نفت به این میزان آخرین بار در ژانویه/فوریه ۲۰۲۰ مشاهده شد، زمانی که WTI در حال طی کردن مسیری رو به پائین و رسیدن به قیمت بی‌سابقه منفی در هر بشکه بود. هیچ کس انتظار ندارد نفت دوباره به آن حد از قیمت پایین برسد، اما مقایسه با سال ۲۰۲۰ اجتناب ناپذیر است، زیرا که ویروس کرونا در هر دو سال متوالی علت این سقوط بوده است. تلاش برای کاهش قیمت نفت حتی پیش از ظهور نوع جدید ویروس کرونا، به نام نوع Omicron، آغاز شده بود.

آزادسازی استراتژیک ذخایر نفت توسط اعضای آژانس بین المللی انرژی (IEA) به رهبری ایالات متحده در تلاش برای کاهش قیمت نفت اجرایی شده بود و یا در دستور کار قرار داشت، زیرا آمریکا و IEA، قیمت نفت را مانعی برای بهبود اقتصادی خود می دیدند. گفته می‌شود که آزادسازی استراتژیک تأثیر چندانی بر قیمت نفت نخواهد داشت، زیرا مقدار آزادسازی نیمی از مصرف روزانه جهان است. با این حال، از زمان اعلام این خبر، قیمت نفت از بالاترین حد خود در سال ۲۰۲۱ یعنی ۸۵ دلار در هر بشکه کاهش یافته است. همچنین اعلام شده که اوپک پلاس در پاسخ به این اقدام، در حال بررسی مجدد طرح افزایش تولید خود برای مقابله با آزادسازی ذخایر استراتژیک توسط ایالات متحده و متحدانش در آژانس بین‌المللی انرژی است.

همانطور که بی بی سی گزارش داده است، نوع Omicron احتمالاً بدترین نوع ویروس کرونای شناخته شده است. با این حال، عدم قطعیتی در مورد اینکه این ویروس جدید در مقایسه با انواع قبلی خود چقدر مقاوم، خطرناک و کشنده است وجود دارد. به هر شکل، کشورها به سرعت سفرها را از آفریقای جنوبی محدود کردند و شرایطی مشابه ژانویه/فوریه ۲۰۲۰، زمانی که سفرهای بین‌المللی به شدت متوقف شد و قیمت نفت از ۶۳ دلار در هر بشکه به زیر صفر رسید، مجدداً در حال شکل گیری است. کشورهایی که محدودیت های سفر را در آفریقای جنوبی (و سایر کشورهای آفریقایی) اعمال کرده اند عبارتند از ایالات متحده، بریتانیا و آلمان.

در اینجا دو سوال به ذهن خطور می کند:

۱. آیا بازار نسبت به تهدیدات ناشی از Omicron واکنشی بیش از اندازه نشان داده است؟

۲. آیا اکنون می توان آزادسازی استراتژیک نفت توسط کشورهای آژانس بین المللی انرژی را متوقف کرد یا عقب انداخت؟

در پاسخ به سوال اول، گلدمن خاطرنشان می کند که Omicron فقط باید کاهش ۶/۵ درصدی قیمت نفت را ایجاد می کرد و به این ترتیب نفت باید به سرعت بخشی از افت روز جمعه را جبران کند.

در مورد سوال دوم، شاید هنوز بتوان جلوی آزادسازی ذخایر را گرفت. کشورهای عضو آژانس بین المللی انرژی متعهد شده اند تا ۸۰ میلیون بشکه نفت آزاد کنند که ۵۰ میلیون بشکه از این نفت از ایالات متحده تامین می شود. با این حال، هنوز یک تعهد واقعی از سوی اعضای آژانس بین‌المللی انرژی به سرانجام نرسیده است و بحث‌ها همچنان از روز جمعه در جریان است.

کاهش قیمت نفت از رکود جدید ناشی از کووید-۱۹

قیمت نفت خام در ساعات اولیه معاملات امروز آسیا پس از ظهور یک نوع جدید کووید-۱۹ که نگرانی‌ها در مورد تقاضا را برانگیخت و شدیدترین کاهش قیمت در تاریخ معاملات آتی در ۲۶ نوامبر را برانگیخت، بهبود یافت. این بهبود مطابق با انتظارات فعالان بازار چین در پایان هفته گذشته بود که عمدتاً احساس می‌کردند بازار نفت خام نسبت به نوع جدید کشف شده در آفریقای جنوبی به نام Omicron بیش از حد واکنش نشان داده و اوایل این هفته بازگشت خواهد کرد. سازمان جهانی بهداشت در ۲۸ نوامبر اعلام کرده که مشخص نیست که آیا Omicron قابلیت انتقال بیشتری دارد یا اینکه عفونت با Omicron باعث بیماری شدیدتر در مقایسه با انواع دیگر از جمله دلتا می شود. اما نوع جدید ویروس به دلیل نگرانی هایی که می تواند بسیاری از اقتصادها را مجبور به بازگشت به قرنطینه کند، منجر به ایجاد اقدامات احتیاطی در چندین کشور آسیا-اقیانوسیه شده است. آژانس کنترل و پیشگیری از بیماری های کره جنوبی در ۲۸ نوامبر اعلام کرد که این کشور هشت کشور آفریقایی - نامیبیا، آفریقای جنوبی، موزامبیک، لسوتو، مالاوی، بوتسوانا، اسواتینی و زیمبابوه - را از لیست معافیت قرنطینه خود از ۱ تا ۳۱ دسامبر حذف خواهد کرد. استرالیا برای افرادی که در ۱۴ روز گذشته به کشورهای مختلف آفریقای جنوبی سفر کرده‌اند محدودیت‌هایی وضع کرده است و شهروندان، مقیمان دائمی و اعضای نزدیک خانواده‌شان را ملزم به قرنطینه ۱۴ روزه تحت نظارت و ممنوعیت ورود سایر مسافران به این کشور کرده است. نیوزلند از ۲۸ نوامبر فقط به شهروندان خود که از آفریقای جنوبی و هشت کشور آفریقایی دیگر می آیند اجازه ورود به این کشور را می دهد. فیلیپین در ۲۸ نوامبر محدودیت‌های مشابهی را اعلام کرد، اما اتریش، جمهوری چک، مجارستان، هلند، سوئیس، بلژیک و ایتالیا را نیز به فهرست قرمز کووید-۱۹ اضافه کرد.

چین که در حال حاضر کنترل های مرزی سختگیرانه ای را به عنوان بخشی از سیاست کووید-صفر خود اعمال کرده است، هنوز هیچ محدودیت اضافی را اعلام نکرده است. اما هنگ کنگ در آخر هفته گذشته ممنوعیتی را برای ورود افراد غیر مقیم از آفریقای جنوبی و هفت کشور آفریقایی دیگر در صورتی که در ۲۱ روز گذشته در این کشورها اقامت داشته باشند، وضع کرد.

سنگاپور در ۲۸ نوامبر اعلام کرد که راه اندازی خطوط مسافرتی واکسینه شده با قطر، عربستان سعودی و امارات متحده عربی را به عنوان یک اقدام احتیاطی دیگر پس از اعمال محدودیت هایی در پایان هفته گذشته برای ورود از آفریقای جنوبی و شش کشور آفریقایی دیگر به تعویق می اندازد.

نوع جدید و محدودیت‌ها می‌تواند تقاضای سفر در پایان سال و مصرف سوخت جت را که نشانه‌هایی از بهبود آهسته با برداشته شدن محدودیت‌های سفر در چند هفته گذشته را نشان می‌دهد، کاهش دهد.

تحولات سیاست های راهبردی و ژئوپلیتیک

پیشرفت در پروژه خط لوله گاز پاکستان استریم

با توجه به اینکه تاریخ امضای توافقنامه ها و اسناد مربوطه نهایی شده است، در پروژه خط لوله گاز بین پاکستان و روسیه پیشرفت هایی حاصل شده است. منابع دیپلماتیک به رسانه ها اعلام کرده اند که روسیه به موضوعات مهم مربوط به ساخت خط لوله گاز در پاکستان چراغ سبز نشان داده است. تاریخ امضای اسناد و موافقت نامه های مربوطه برای پروژه خط لوله گاز نهایی شده است. کار ساخت این پروژه در سال ۲۰۲۲ آغاز خواهد شد.

پاکستان و روسیه بر سر پیش نویس قرارداد برای تامین منافع سهامداران به توافق رسیده اند. قرارداد تأسیس رسمی یک شرکت برای ساخت خط لوله در ۳۱ ژانویه ۲۰۲۲ امضا خواهد شد. امضای اسناد قانونی راه را برای تأسیس شرکتی با هدف ویژه هموار می کند. به گفته منابع آگاه، اسلام آباد و مسکو قرارداد سهامداران پروژه خط لوله گاز را در ۱۵ فوریه ۲۰۲۲ امضا خواهند کرد. علاوه بر این، پاکستان و روسیه نیز در زمینه ارائه تسهیلات برای ساخت خط لوله گاز توافق کرده اند. قرارداد مربوطه در خصوص تسهیلات نیز ۱۵ فوریه۲۰۲۲ امضا خواهد شد. هدف از این پروژه ساخت یک خط لوله گاز به طول ۱۱۰۰ کیلومتر با هزینه ۲/۵ تا ۳ میلیارد دلار است که امکان انتقال ۱۲/۶ میلیارد متر مکعب گاز در سال را فراهم می کند. در ماه ژوئیه ۲۰۲۱، پاکستان و روسیه قراردادی را برای ساخت یک خط لوله انتقال گاز از کراچی به لاهور به طول ۱۱۰۰ کیلومتر امضا کردند که تا سال ۲۰۲۳ تکمیل خواهد شد. موافقتنامه پروژه خط لوله گاز پاکستان استریم طی مراسمی توسط ارشد محمود وزیر نفت پاکستان و مدیر وزارت انرژی روسیه امضا شد.

عدم تمایل OGRA به صدور مجوز NOC مانع اصلی در تامین گاز به گوادر است

عدم صدورمجوز NOC توسط سازمان تنظیم مقررات نفت و گاز(OGRA) برای احداث خط لوله جدید از پایانه واردات ال ان جی در بندر گوادر مانع اصلی اجرای پروژه تامین گاز وارداتی ۳۰۰ میلیون فوت مکعب در روز به این شهر بندری است.

به توصیه وزارت امور دریایی پاکستان، سازمان تنظیم مقررات نفت و گاز((OGRA از صدور مجوز موقت که معمولاً برای تکمیل کلیه مطالعات نظارتی و تکمیل امکان سنجی دقیق برای ارائه به سازمان تنظیم مقررات نفت و گاز(OGRA) جهت صدور پروانه ساخت صادر می شود، خودداری کرده است. قرارداد توسعه پایانه ال ان جی در بندر گوادر در تاریخ ۱۷ دسامبر ۲۰۲۰ با GITL امضا شد. شرکت ایتالیایی رینا در حال تکمیل مطالعات فنی مورد نیاز برای اطمینان از انطباق با کلیه الزامات ایمنی و عملیات ال ان جی بین المللی است. مذاکراتی برای احداث FSU و LNGC انجام شده و تمامی تجهیزات اصلی تامین شده است. هدف تکمیل پروژه در سه ماهه سوم سال ۲۰۲۲ است.

یک مقام بندرگازی گوادر (GGPL) گفت که پروژه پایانه بین المللی گوادر (GITL) و بندر گازی گوادر (GGPL) در ۱۷ دسامبر ۲۰۲۰ توافقنامه ای برای توسعه یک پایانه واردات ال ان جی در بندر گوادر و تحویل آن امضا کردند که بدون استفاده از زیرساخت های گازی دولتی در کشور گاز را تحویل دهد. انتظار می رود درآمد سالانه ترمینال حدود ۱ میلیارد دلار باشد

این پروژه پیش بینی می کند که یک واحد ذخیره سازی شناور (کشتی LNG) برای پهلوگیری دائمی در اسکله ۳ بندر داشته باشد. قطر، ابوظبی و عمان که نزدیک به بندر گوادر هستند، منابع تامین LNG خواهند بود. ال ان جی از FSU به تانکرهای جاده ای تخلیه می شود. تانکرهای مخصوص عرضه بی وقفه ال ان جی در مخزن ذخیره کوچک را که در محل مشتری برای گازرسانی مجدد ال ان جی نصب می شود، فراهم می کند. هدف این شرکت تحویل ال ان جی در درب منزل مشتری، با قیمت رقابتی است. حدود ۳۰۰ میلیون فوت مکعب در روز یا ۲/۲۵ میلیون تن در سال ال ان جی از طریق این بندر در دسترس خواهد بود. ال ان جی در اختیار نیروگاه های بزرگ/کوچک، کارخانه های نساجی، صنعت سیمان، صنعت سرامیک، طرح های مسکن و صنایع عمومی قرار خواهد گرفت. این مساله باعث جذب صنایع فرآیندی مانند کارخانه های فولاد، کوره های فولادی، صنایع پتروشیمی و واحدهای نساجی و غیره می شود که صادرات به آسیای مرکزی و چین را هدف قرار می دهند. ایجاد شغل در منطقه گوادر و بلوچستان باعث بهبود شرایط اقتصادی مردم محلی خواهد شد. انتظار می رود درآمد سالانه ترمینال حدود ۱ میلیارد دلار باشد. با حمایت هلدینگ بنادر خارجی چین (COPHC) و توسعه منطقه آزاد گوادر، فعالیت اقتصادی بیش از ۱۰ میلیارد دلار گردش مالی را به دنبال خواهد داشت.

گاز طبیعی، ثروت آینده، انرژی پاک

در حالی که کشورها به دنبال راه‌هایی برای مبارزه با بحران آب و هوایی هستند، شرکت‌های فعال در تولید و عرضه گاز طبیعی این فرصت را دارند که در ایجاد انرژی‌های تجدیدپذیر برای دستیابی به پایداری زیست‌محیطی پیشرو باشند. به عنوان یکی از بزرگ‌ترین شرکت‌های تاسیسات گازی در نیوجرسی، صنایع جرسی‌جنوبی قبلاً به این درخواست پاسخ داده تا در آینده انرژی پاک شریک باشد. در واقع این شرکت روی فناوری‌های نوآورانه سرمایه‌گذاری می کند تا محتوای کربن کاهش داده شود. تاجایی که ۲۵ درصد از هزینه‌های سرمایه ای سالانه شرکت به پروژه‌های پایداری و انرژی پاک اختصاص داده میشود. در عین حال، همچنان به سرمایه گذاری های لازم برای تقویت سیستم تحویل گاز طبیعی موجود ادامه داده میشود. از جمله این سرمایه‌گذاری‌ها می‌توان به تمرکز بر فناوری‌های پیل سوختی، گاز طبیعی تجدیدپذیر (RNG) و هیدروژن سبز سوختی با کربن صفر در صورت استفاده از نیروی باد و انرژی خورشیدی اشاره کرد. به عنوان بخشی از تعهد به پایداری، این شرکت اخیراً یک کارخانه RNG را با شریک خود REV LNG در Oakridge Dairy، بزرگترین مزرعه لبنیات در کنتیکت آغاز کرده است. این سرمایه گذاری پیشرفته با انرژی پاک به صدها هزار مشتری گاز طبیعی و لبنیات اجازه می دهد تا در مزایای کاهش کربن سهیم شوند. این پروژه ۱۲ میلیون دلاری شامل نصب یک هاضم بی هوازی برای جذب متان تولید شده توسط کود گاوی و تجهیزاتی برای پاکسازی بیوگاز به گاز طبیعی تجاری درجه یک برای ادغام در سیستم توزیع شرکت گاز الیزابت‌تاون است. کارخانه RNG نزدیک به ۶۰۰۰۰ دکاترم RNG در سال تولید خواهد کرد که باعث کاهش کربن و گازهای گلخانه ای معادل ۳۱۷۵ تن معادل CO۲، ۶۹۰ وسیله نقلیه مسافربری در سال و ۷/۹۷۸/۳۹۸ مایل رانندگی با یک وسیله نقلیه مسافربری متوسط خواهد شد.

علاوه بر این، قوانین پیشنهادی جدید ایالتی در مورد RNG، در صورت تصویب می‌تواند به شرکت‌های نیوجرسی کمک کند تا متان را از سایت‌هایی مانند تصفیه‌خانه‌های آب، محل‌های دفن زباله و سایت‌های کشاورزی برای استفاده در سیستم گاز جمع‌آوری کرده و مجدداً از آن استفاده کنند. در دیگر پروژه‌های انرژی پاک، این شرکت و Atlantic Shores Offshore Wind در یک پروژه آزمایشی هیدروژن سبز مشارکت می‌کنند که پتانسیل به کارگیری فناوری را دارد که می‌تواند مصرف سوخت فسیلی را در صنایعی مانند پالایشگاه‌ها، حمل‌ونقل و صنایع سنگین کاهش دهد. تا پایان سال آینده، این شرکت قصد دارد یک تاسیسات خورشیدی و الکترولیز در یکی از تاسیسات خود بسازد تا هیدروژن را در سیستم توزیع خود ترکیب کند. یک مطالعه اخیر دانشگاه کلمبیا نشان داد که برای رسیدن سریعتر به اهداف اقلیمی باید به سرمایه گذاری در سیستم تحویل گاز طبیعی قابل اعتماد، مقرون به صرفه و انعطاف پذیر ادامه داده شود. تحلیل هزینه اخیر دولت بایدن نشان می‌دهد که مشتریان تقریباً چهار برابر بیشتر برای انرژی از منابع دیگر (غیر از گاز طبیعی) می پردازند. انتظار می‌رود این شکاف زمانی که منابع جدید انتقال و تولید ساخته شود بیشتر شود. به بیان ساده، اگر بخواهیم نیوجرسی را برای خانواده ها و مشاغل مقرون به صرفه و جذاب نگه داریم و در عین حال به تعهدات آب و هوایی خود عمل کنیم، نمی توانیم این هزینه های اضافی بالقوه را نادیده بگیریم، به خصوص که سیستم گاز طبیعی بیشتر بر منابع سبزتر انرژی متکی خواهد شد.

تضمین آینده انرژی پاک برای منطقه آسیا و اقیانوسیه

پیام نشست اخیر COP۲۶ در گلاسکو برای جهان روشن است - ما باید انتشار گازهای گلخانه ای را کاهش دهیم و یکی از بزرگترین منابع آن بخش انرژی است. اما چگونه می‌توانیم بین نیاز فزاینده به انرژی در سراسر آسیا-اقیانوسیه و کاهش چنین گازهای گلخانه‌ای تعادل برقرار کنیم؟

جهش های اخیر در قیمت انرژی منطقه آسیا پاسیفیك، به این معنی است که روش‌های تولید و مصرف گذشته و فعلی ناپایدار هستند. با این حال، علیرغم پیشرفت قابل توجه در دسترسی به انرژی در سال‌های اخیر، ۹۴۰ میلیون نفر در منطقه همچنان با وقفه‌های مکرر دسترسی به انرژی مواجه هستند و حدود ۳۵۰ میلیون نفر با عدم تامین انرژی کافی روبرو هستند، در حالی که حدود ۱۵۰ میلیون نفر به برق دسترسی ندارند. اکنون زمان اقدامات جسورانه است و آینده‌ای با انرژی های متنوع و تجدیدپذیر برای همه عادلانه‌تر و موفق‌تر خواهد بود. سیاست جدید بانک توسعه آسیایی (ADB) که ماه گذشته اعلام شد چندین مسیر اصلی را برای کمک به کشورهای عضو در حال توسعه برای انتقال به آینده انرژی روشن‌تر ترسیم می کند. اولین و حیاتی‌ترین آنها، ادامه برق‌رسانی به مناطق محروم در سراسر منطقه است تا حداقل نیازهای اولیه انرژی را برآورده کند که گامی کلیدی در ریشه‌کن کردن فقر شدید و ایجاد جوامع عادلانه‌تر است. بانک آسیایی یک شبکه برق پاکتر و قابل دسترس تر را ترویج خواهد کرد و در عین حال از شمول اجتماعی بیشتر و برابری جنسیتی در این مسیر حمایت می کند.

بانک توسعه آسیایی به کشورهای عضو خود کمک خواهد کرد تا بهره وری انرژی را بهبود بخشند، از انرژی‌های تجدیدپذیر و کم کربن بیشتر استفاده کنند و تاب آوری آب و هوا و بلایا را در بخش انرژی خود ادغام کنند. این بدان معناست که برای مثال در ویتنام، به افزایش آماده‌سازی برای حمایت از یک پروژه بزرگ انرژی بادی برای انرژی‌های تجدیدپذیر و کاهش شدت کربن در اقتصاد و در عین حال تقویت منابع مالی بخش خصوصی کمك خواهد شد. در اقیانوس آرام، آمادگی‌ها تحت یک مرکز سرمایه‌گذاری نوآورانه انرژی‌های تجدیدپذیر برای استقرار فناوری خورشیدی شناور سازگار با آب و هوا و گسترش چشمگیر دسترسی به انرژی پایدار در ۱۱ کشور جزیره‌ای کوچک اقیانوس آرام افزایش داده شده است. در اندونزی و فیلیپین، سیاست انرژی جدید بستری را برای حذف تدریجی زغال سنگ در مقیاسی بی‌سابقه فراهم می کند. در COP۲۶، بانک توسعه آسیایی به آن کشورها پیوست تا مشارکت آسیای جنوب شرقی برای مکانیسم انتقال انرژی راه‌اندازی شود و انگیزه کنار گذاشتن زودهنگام نیروگاه‌های زغال‌سنگ را فراهم کرده و اندونزی و فیلیپین را به عنوان پیشگامان انتقال کم کربن معرفی کند. تعطیلی نیمی از ناوگان زغال سنگ در این کشورها و در ویتنام می‌تواند به طور بالقوه ۲۰۰ میلیون تن انتشار CO۲ در سال را کاهش دهد که معادل خروج ۶۱ میلیون خودرو از جاده هاست. علاوه بر حذف تدریجی تاسیسات زغال سنگ موجود، بانك توسعه آسیایی همچنین رویه خود را برای عدم تامین مالی نیروگاه های برق و گرمایش جدید با سوخت زغال سنگ رسمی کرده است. سیاست انرژی هوشمند به معنای حکمرانی هوشمند نیز هست. بانک توسعه آسیایی به ایجاد چارچوب های قوی مورد نیاز با دور شدن از محیط سنتی و متمرکزتر کمک خواهد کرد. این بدان معناست که بانك به عنوان یک مرکز دانش برای ارائه پشتیبانی فنی خاص کشورها عمل خواهد کرد و در عین حال بهترین شیوه ها، نوآوری‌ها و فناوری‌های سبز را به اشتراک می گذارد. بانك همچنین به حمایت از حکمرانی خوب موسسات و شرکت‌های داخل این بخش ادامه خواهد داد. در مرحله بعد، همانطور که اثرات زیست محیطی از مرزهای سیاسی فراتر می‌رود، بانک توسعه آسیایی برای پذیرش و ارتقای همکاری و یکپارچگی منطقه‌ای بیشتر در بخش انرژی نیز تلاش خواهد کرد. تأثیر ایده‌ها و استراتژی‌های نوآورانه زمانی که از کشوری به کشور دیگر به اشتراک گذاشته می‌شود، می‌تواند به شدت افزایش یابد. در نهایت، بانك به سرمایه‌گذاری در اوراق قرضه سبز، استفاده از طیف وسیعی از مکانیسم‌های تامین مالی و همسو کردن وام‌دهی خود با سیاست‌های مترقی در تمام جنبه‌ها ادامه می‌دهد. خط مشی به روز شده بانك مبتنی بر تعهد ثابت به بخش انرژی است و با بیش از ۴۲ میلیارد دلار کمک مالی در دهه گذشته و برنامه ریزی جهت ارائه ۱۰۰ میلیارد دلار از منابع مالی برای مقابله با تغییرات آب و هوایی در سال های ۲۰۱۹ تا ۲۰۳۰ می باشد که ۲۰ میلیارد دلار بیشتر ازتمام تعهدی است که تا سه سال گذشته انجام شده بود و از مجموع پروژه‌های بانک توسعه آسیایی حداقل ۷۵ درصد ابتکارات سازگاری و تغییر اقلیم را شامل می‌شود.

بررسی طرح مکزیک برای افزایش تولید نفت به بیش از ۲ میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۲۴

هدی پناهی نژاد

بیان موضوع:

مدیر اجرایی شرکت دولتی نفت و گاز مکزیک (پمکس)[1] اخیرا اعلام کرده که انتظار می‌رود تولید مایعات، عمدتا نفت خام، درطی چند سال آینده در این شرکت به طور پیوسته افزایش یابد و تا پایان سال ۲۰۲۴ به ۲٫۲۹۶ میلیون بشکه در روز برسد. این در حالی است که رئیس جمهور مکزیک خبر از هدف افزایش تولید پمکس و رسیدن به ۲٫۷ میلیون بشکه در روز تا انتهای سال ۲۰۲۴ می‌دهد و جالب توجه است که علی‌رغم این وعده‌ها، آخرین میزان گزارش شده تولید نفت مکزیک در سال‌های ۲۰۲۰ و ۲۰۲۱ به ترتیب معادل حدود ۱٫۹ و ۱٫۷ میلیون بشکه در روز بوده که روند کاهشی را طی دو سال اخیر پیموده است. در مجموع فارغ از تفاوت چشم گیر بین هدف تولید اعلام شده میان رئیس شرکت پمکس و رئیس جمهور مکزیک، بحث افزایش تولید نفت مکزیک از جهت عضویت این کشور در اوپک پلاس و برنامه‌های این مجمع جهت کاهش تولید دارای ابهام می‌باشد. از این رو در ذیل به بررسی وضعیت فعلی تولید نفت شرکت پمکس، برنامه‌های آتی آن و اثر این افزایش در تولید می‌پردازیم.

تحلیل و ارزیابی:

مکزیک یکی از بزرگترین تولیدکنندگان نفت در جهان (تولید روزانه ۱٫۷ میلیون بشکه در سال ۲۰۲۱) و چهارمین کشور بزرگ در قاره آمریکا پس از ایالات متحده، کانادا و برزیل است. در سال ۲۰۲۰، مکزیک از نظر تولید نفت خام در رتبه سیزدهم جهان، در ذخایر نفت خام رتبه ۲۱، در ظرفیت پالایش شده رتبه شانزدهم و در زیرساخت های لجستیکی رتبه پنجم را به خود اختصاص داد. در سال ۲۰۲۰، ایالات متحده بیش از ۲۴۰ میلیون بشکه نفت خام سنگین از مکزیک وارد کرد و بیش از ۱ میلیون بشکه در روز فرآورده های نفتی تصفیه شده به مکزیک، بزرگترین خریدار خارجی فرآورده های نفتی پالایش شده ایالات متحده (بیش از ۷۰ درصد بنزین داخلی مکزیک، گازوئیل) صادر کرد. نفت جزء حیاتی اقتصاد مکزیک است و درآمد حاصل از صنعت نفت حدود ۵۸ درصد از کل درآمدهای دولت در سال ۲۰۲۰ را تشکیل داده است.

ذخایر نفتی قابل توجهی در مکزیک ثبت شده است و تلاش‌ها برای ارتقای زیرساخت‌های لجستیکی موجود احتمالاً سرمایه‌گذاری بخش خصوصی را هدایت می‌کند و فرصت‌هایی را برای شرکت‌های آمریکایی به‌عنوان پیمانکار، پیمانکار فرعی، یا تامین‌کننده تجهیزات ویا فناوری فراهم می‌کند.

- اصلاحات انرژی مکزیک

کمتر از ۲۰ سال پیش، مکزیک ششمین تولیدکننده بزرگ نفت جهان و یکی از بزرگترین تامین کنندگان نفت ایالات متحده بود. از آن زمان به بعد، بخش نفت این کشور دچار رکود شده است. تولید نفت مکزیک پس از رسیدن به ۳٫۶ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۰۴، به ۱٫۷ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۸ کاهش یافت که پایین‌ترین میزان از سال ۱۹۸۰ بود.

در دسامبر ۲۰۱۳، مکزیک قانون اساسی خود را اصلاح کرد تا برای اولین بار از زمان ملی شدن آن در سال ۱۹۳۸، سرمایه گذاری خصوصی داخلی و خارجی در بخش انرژی را مجاز کند . این اصلاح علاوه بر افزایش تقاضا برای فناوری و تخصص فنی جهت توسعه میادین نفت و گاز در آبهای عمیق بالادست و شیل، امکان سرمایه گذاری خصوصی بیشتر در توزیع سوخت خرده فروشی را فراهم می کند.

در پایان سال ۲۰۱۸، دبیرخانه انرژی[2]، بازنگری برنامه های سرمایه گذاری ۱۰۷ قرارداد را که طی سال های ۲۰۱۸-۲۰۱۵ به شرکت های خصوصی واگذار شده بود، تکمیل کرد. در سال ۲۰۱۸ آژانس امنیت، انرژی و محیط زیست این کشور[3] نیز بررسی خود را در مورد مجوزهای زیست محیطی و درخواست های حقوق زمین تکمیل کرد. با این حال، رئیس جمهور مکزیک، لوپز اوبرادور، که نسبت به سرمایه گذاری خصوصی در بخش انرژی بدبین بوده است، پس از به دست گرفتن قدرت در دسامبر ۲۰۱۸، بررسی پیشنهادات مزایده را به حالت تعلیق درآورد و برنامه ای برای از سرگیری مجدد مزایدات اعلام نکرده است. او یک سری تغییرات نظارتی را به تصویب رسانده است که

1. PEMEX
2. Secretaria de Energia-SENER
3. ASEA Agencia de Seguridad، Energia y Ambiente

تأثیر منفی بر مشارکت کنندگان بخش خصوصی، به ویژه در بخش میانی و پایین دستی و به نفع شرکت‌های نیمه دولتی گذاشته است. در آوریل ۲۰۲۱، کنگره مکزیک قانون هیدروکربن ها را اصلاح کرد تا به دولت مکزیک اختیارات گسترده تری برای بررسی و تعلیق مجوزهای واردات، تجاری سازی و توزیع موجود برای همه هیدروکربن ها بدهد. علاوه بر این، کنگره از کمیسیون تنظیم مقررات انرژی[1] قدرت اعمال مقررات نامتقارن در بازار، از جمله مقررات «فروش اولیه» محصولات Pemex به رقبا را حذف کرد.

- بررسی اجمالی بازار گاز

مکزیک حدود ۱۷ تریلیون فوت مکعب (Tcf) ذخایر گاز طبیعی اثبات شده دارد. گاز طبیعی به طور فزاینده ای جایگزین نفت به عنوان یک ماده اولیه در تولید برق می شود. با این حال، سطوح بالاتر مصرف گاز طبیعی احتمالاً به واردات بیشتر از طریق خط لوله از ایالات متحده یا واردات گاز طبیعی مایع (LNG) از سایر کشورها وابسته خواهد بود. مکزیک حدود ۵۴۵ تریلیون فوت مکعب منابع گاز قابل بازیافت شیل دارد که ششمین کشور بزرگ در این حوزه به شمار می‌آید. پتانسیل واقعی دسترسی و توسعه گاز شیل در مکزیک به دلیل دسترسی کم به فناوری مورد نیاز، دسترسی به گاز طبیعی ارزان قیمت ایالات متحده و اعلامیه ریاست جمهوری که این عمل را ممنوع می کند، محقق نشده است. با این حال، مکزیک با دعوت از شرکت‌های خصوصی برای مزایده احداث خطوط لوله جدید گاز طبیعی و تأسیسات ذخیره‌سازی گاز طبیعی وارداتی ایالات متحده، تولید گاز طبیعی داخلی را تشویق کرده است.

- برنامه افزایش تولید نفت

اکتاویو رومرو، مدیر اجرایی پمکس طی جلسه ای در کنگره اظهار کرده که انتظار دارد تولید تا پایان سال جاری به ۱/۹۴ میلیون بشکه در روز برسد. او اعلام کرده که «انتظار این است که به رشد خود ادامه دهیم.»

رومرو مشارکت تولیدکنندگان خصوصی جدید را که برای اولین بار به لطف اصلاحات انرژی در سال ۲۰۱۳ که به انحصار پمکس پایان داد، مجاز به بهره برداری مستقل از میدان ها شده بودند را کم اهمیت جلوه داد. او به اینکه بیشتر چنین پروژه هایی در مراحل اولیه و اکتشافی باقی می مانند اشاره نکرد و گفت: انتظار می رود تولید بخش خصوصی تا پایان سال ۲۰۲۰ به ۷۰ هزار بشکه در روز و تا سال ۲۰۲۴ به حدود ۲۸۰ هزار بشکه در روز برسد.

او کنگره را به کمک های مالیاتی پمکس به خزانه دولت در هشت ماهه اول سال جاری جلب کرد که حدود ۴۳۸ میلیارد پزو (۲۰/۵ میلیارد دلار) یا بیش از ۱۱ درصد از هزینه های دولت فدرال است. پمکس بیش از ۱۰۰ میلیارد دلار بدهی مالی دارد که بیش از هر شرکت نفتی دیگر است و به مدت ۱۵ سال شاهد کاهش تولید نفت خود بوده است.

- فرصت ها

برنامه سرمایه گذاری پمکس برای سال های ۲۰۲۵-۲۰۲۱ شامل ۳۹۹ پروژه جدید اکتشاف، استخراج و تولید در آب های کم عمق، آب های عمیق و پروژه های خشکی در ایالت های تاماولیپاس، وراکروز، تاباسکو و کامپچه است. این برنامه شامل ارتقاء ۲۵ سکو، نصب خطوط لوله برای کریدور Trans-Isthmus (۳۰۰ کیلومتر از بندر Coatzacoalcos، Veracruz تا بندر Oaxaca، Salina Cruz) و هشت اتصال به سکوهای آب کم عمق موجود در خلیج مکزیک است. این پروژه های مهم فرصت های جدیدی را برای تامین کنندگان تجهیزات، فناوری ها و خدمات مربوطه در ایالات متحده ایجاد خواهد کرد.

گشایش بازار بالادستی نفت و گاز فرصت هایی را برای فروش فناوری و خدمات به پیمانکاران خصوصی و پمکس فراهم می کند. این فرصت ها عبارتند از: ارتقاء شش پالایشگاه موجود پمکس، ارتقاء ۷۷ انبار ذخیره سازی پمکس برای نفت خام، بنزین، دیزل و روان کننده و نوسازی بیش از ۵۰۰۰ جایگاه بنزین.

گرچه رئیس جمهور مکزیک می خواهد کشورش را به جایگاه نفتی سابقش بازگرداند. اما برای انجام این کار، او ابتدا باید دید واقع بینانه تری از شرایط اقتصادی مکزیک اتخاذ کند و سیاست هایی را که پتانسیل هیدروکربن های آن را مختل کرده‌اند، بازنگری کند.

با این حال، رئیس جمهور، همه مزایده‌های آتی را به حالت تعلیق درآورده و همچنین اعلام کرده است که تا سال ۲۰۲۴ در پایان دولت او- شرکت نفت دولتی پمکس به تنهایی تولید خود را بیش از ۱ میلیون بشکه در روز افزایش داده و به حدود ۲/۷ میلیون بشکه در روز خواهد رساند. بسیاری از تحلیلگران بر این باورند که افزایش تا ۱۵۰۰۰۰ بشکه در روز امکان پذیر است، اما افزایش بیش از این بر اساس سیاست های فعلی بعید است، به ویژه با توجه به حجم گسترده هزینه های سرمایه ای که نیاز دارد.

پمکس که زمانی منبع درآمدهای قابل توجه دولت بود، اکنون تبدیل به سربار خزانه دولت شده است و کاهش تولید نفت اقتصاد این کشور را با مشکل مواجه کرده است. صندوق بین المللی پول در آخرین چشم انداز اقتصاد جهانی خود، نرخ رشد اقتصادی مکزیک را برای سال جاری ۰/۴ درصد و ۱/۳ درصد در سال ۲۰۲۰ برآورد کرد که با میانگین نرخ رشد ۲ تا ۳ درصدی که در پنج سال گذشته مشاهده شده بود، فاصله زیادی دارد. بانک مرکزی مکزیک گفته است که رشد اقتصادی در آینده قابل پیش‌بینی کمتر از پتانسیل‌ها خواهد بود.

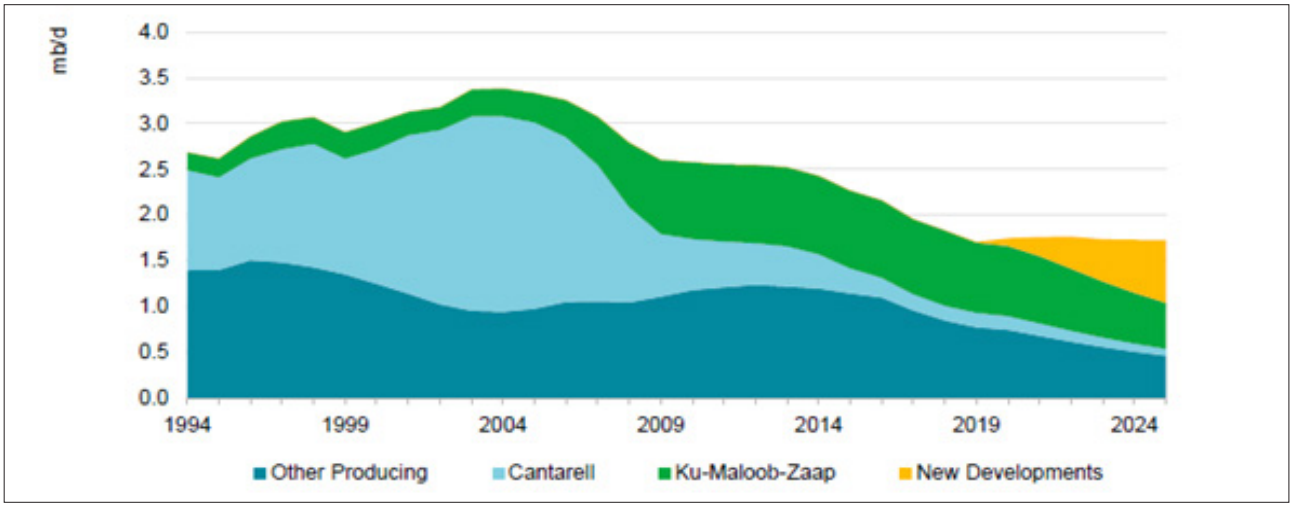
1. Comision Reguladora de Energia- CRE

با این وجود، دولت می‌خواهد هزینه‌های سرمایه‌ای پمکس را از ۷٫۵ میلیارد دلار در سال ۲۰۱۸ به ۲۱ میلیارد دلار در میان مدت افزایش دهد. عده کمی آن را قابل اجرا می دانند، چرا که این مبلغ کاملا بیش از جریان نقدی شرکت و همچنین نقل و انتقالاتی است که به طور واقعی می تواند از دولت انتظار داشته باشد. پمکس، با کل بدهی حدود ۱۱۱ میلیارد دلار در پایان سال ۲۰۱۸، در حال حاضر بدهکارترین شرکت نفتی جهان است.

با این حال، حیاتی ترین گام برای نجات صنعت انرژی مکزیک، تعامل مجدد با بخش خصوصی است. دولت باید مزایده هایی را که قرار بود امسال برگزار شود و به حالت تعلیق درآمده، از سر بگیرد. پمکس باید قابلیت های خود را ارتقا دهد. بهترین راه برای انجام این کار این است که پمکس با شرکت های دیگر کار کند و در عین حال با آنها رقابت کند. احساس غرور ملی مکزیک در بخش نفت این کشور همیشه مشارکت خصوصی در صنعت انرژی را دشوار کرده است، اما منافع آن بیشتر از هزینه‌ها خواهد بود.

به این ترتیب، اگر چه به نظر می رسد با برنامه های فعلی، کاهش تولید مکزیک کند شود اما هدف رشد مطرح شده نیز غیرممکن به نظر می رسد و علیرغم افزایش پیش بینی شده در کوتاه مدت، انتظار نمی رود کاهش تولید نفت مکزیک قبل از سال ۲۰۲۵ معکوس شود. تغییر تمرکز به سمت تحولات زودبازده در خشکی و در آب های کم عمق و دور از آب های عمیق و پروژه های سرمایه گذاری مشترک به این معنی است که در درازمدت، پروژه‌های جدیدی که تا کنون مشخص شده‌اند، به اندازه کافی برای جبران کاهش در میادین بالغ تولید ندارند. همه این پیشنهادات شامل تصمیمات دشواری است که درک مکزیک از منابع انرژی و واقعیت هایی را که با آن مواجه است -هم از نظر اقتصادی و هم از نظر انرژی را به چالش می کشد.

نمودار ۱. چشم انداز تولید نفت مکزیک



Source: IEA, Oil 2020, Analysis and forecast to 2025

بر اساس برنامه های فعلی، عرضه کل نفت به میزان ۱۵۰ هزار بشکه در روز کاهش می یابد.

با این وجود، افزایش سرمایه گذاری با خود اثراتی به همراه خواهد آورد. پمکس توسعه ۲۰ میدان اولویت دار را به عنوان استراتژی اصلی خود برای افزایش تولید نفت در کوتاه مدت اعلام کرد و تولید این میادین را تا انتهای سال ۲۰۲۱ به بیش از ۳۰۰ هزار بشکه در روز هدف گذاری کرد.

جمع بندی:

آنطورکه بررسی وضعیت تولید نفت مکزیک نشان می دهد، رئیس جمهور این کشور از طریق مشارکت بخش خصوصی و افزایش تامین هزینه‌های سرمایه‌ای این شرکت به دنبال افزایش تولید نفت این کشور به میزان بالای ۲٫۳ میلیون بشکه در روز می باشد. از این رو علاوه بر اصلاح قانون برای مشارکت بخش خصوصی، به دنبال اصلاح قانون برای اعطای مجوز شکست هیدرولیکی در برخی میادین خاص نیز می باشد تا به این ترتیب بتواند امکان افزایش تولید نفت و گاز را محقق کند. ولی نکته‌ای که در این بین جلب توجه می کند این است وضعیت بدهی مکزیک، کمبود تکنولوژی و کاهش تولید های اخیر، همگی خبر از غیرواقع بینانه بودن این برنامه‌ها می دهد.

مکزیک به طور بالقوه می تواند تا سال ۲۰۲۵ یک میلیون بشکه در روز به تولید خود بیافزاید البته به نظر میرسد وضعیت فعلی دیون و تکنولوژی، توان تحقق این پتانسیل را نداشته باشد. برای دستیابی به این هدف، دولت باید پس انداز بازنشستگی را بسیج کند تا سرمایه جدیدی را برای پمکس تامین کند و دوره های پیشنهادی را با بخش خصوصی تجدید کند. اگر این اتفاق نیفتد، بهترین سناریو این است که تولید نفت و گاز در سطح فعلی خود تثبیت شود و به جای انرژی بخشیدن به اقتصاد مکزیک، فشاری بر اقتصاد مکزیک باقی بماند.

در این زمینه آنچه می‌تواند برای ایران اهمیت داشته باشد، این است که در صورت محقق شدن افزایش تولید و نیاز شدید دولت مکزیک به درآمدهای نفتی، آیا مکزیک همکاری خود را با اوپک پلاس برای کاهش تولید جهت افزایش قیمت نفت در بازار ادامه خواهد داد یا خیر. این پرسش از آنجا اهمیت می‌یابد که این کشور در سال گذشته با برنامه کاهش نفت ۴۰۰ هزار بشکه ای پیشنهادی اوپک پلاس موافقت نکرده و تنها ۱۰۰ هزار بشکه از تولید خود را کاسته است. به این ترتیب در صورت افزایش توان تولید این کشور به میزانی بین ۴۰۰ تا ۸۰۰ هزار بشکه در روز بیش از تولید فعلی، به نظر نمی‌رسد که مکزیک تمایلی به هماهنگی با کشورهای اوپک پلاس جهت کاهش قیمت نفت داشته باشد.

منابع:

- مکزیک در تمدید کاهش تولید نفت اوپک پلاس شرکت نمی‌کند، شانا، ۱۸ خرداد ۹۹
- https://www.trade.gov/country-commercial-guides/mexico-oil-and-gas
- Mexico›s Pemex sees output reaching ۲.۳ million bpd by end-۲۰۲۴, https://www.reuters.com/article/us-mexico-pemex-idUSKBN۲۶Z۲HY
- A Realistic Plan to Revive Mexican Oil, https://www.americasquarterly.org/article/a-realistic-plan-to-revive-mexican-oil/
- International Energy Agency, Oil ۲۰۲۰, Analysis and forecast to ۲۰۲۵, March ۲۰۲۰

تحولات بازار نفت در هفته منتهی به ۲۶ نوامبر ۲۰۲۱

تاثیر سویه کرونای امیکرون

مهدی یوسفی

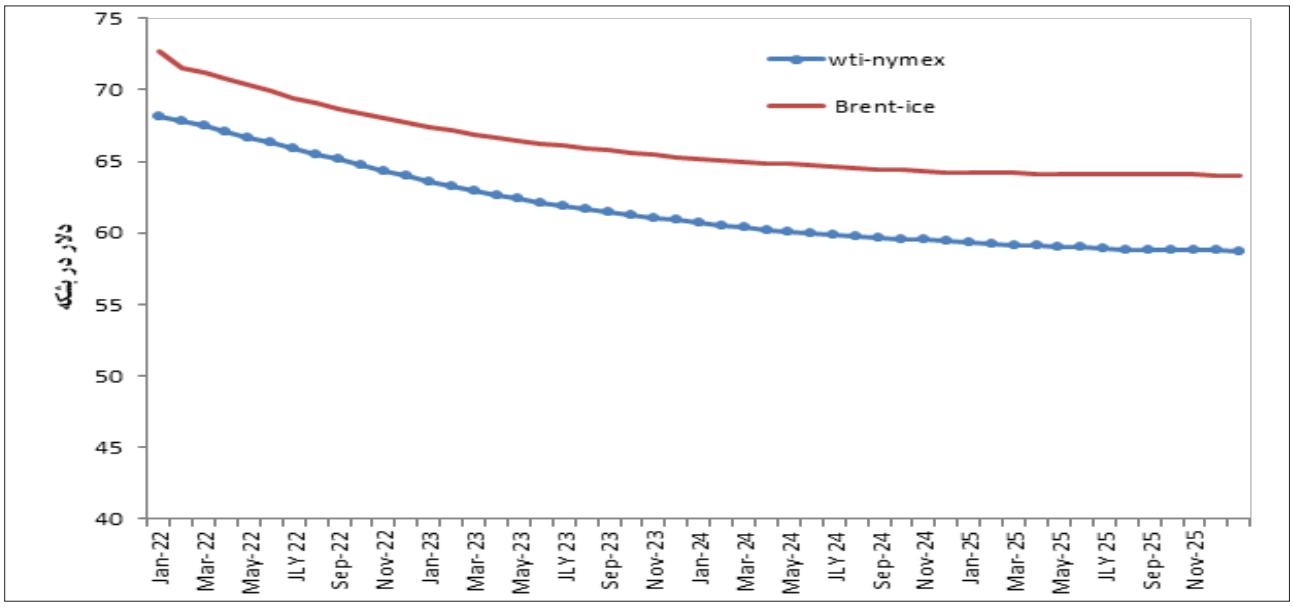
در هفته منتهی به ۲۶ نوامبر ۲۰۲۱ قیمت نفت‌خام‌های شاخص برای دومین هفته متوالی روند نزولی داشت. سبد اوپك با ۱/۵ درصد کاهش نسبت به هفته ماقبل در سطح ۷۹/۵۴ دلار در بشکه قرار گرفت و متوسط هفتگی نفت برنت موعددار با ۱/۴ درصد کاهش به ۸۰/۴۵ دلار در بشکه رسید و قیمت نفت‌خام دوبی در بازار تك محموله با ۱/۶ درصد کاهش نسبت به هفته ماقبل به ۷۹/۵۱ دلار در بشکه رسید. در همین دوره زمانی قیمت نفت‌خام وست‌تگزاس با ۱/۲ درصد کاهش نسبت به هفته ماقبل به ۷۸/۰۹ دلار در بشکه رسید.

جدول۱. تغییرات هفتگی نفت‌خام‌های شاخص (دلار در بشکه)

هفته	سبد اوپك	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	وست تگزاس	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	برنت موعددار	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)
هفته منتهی به ۲۹ اکتبر ۲۰۲۱	۸۳/٦٤	۰/۱	۸۳/۷۲	۰/۳	۸٤/۵	-۰/۱
هفته منتهی به ۵ نوامبر ۲۰۲۱	۸۱/۸۵	-۲/۱	۸۱/۷۸	-۲/۳	۸۳/۰۱	-۱/۸
هفته منتهی به ۱۲ نوامبر ۲۰۲۱	۸۲/۵۱	۰/۸	۸۱/۹٦	۰/۲	۸۳/۷۷	۰/۹
هفته منتهی به ۱۹ نوامبر ۲۰۲۱	۸۰/۷٤	-۲/۱	۷۹/۰۲	-۳/٦	۸۱/۵۹	-۲/٦
هفته منتهی به ۲٦ نوامبر ۲۰۲۱	۷۹/۵٤	-۱/۵	۷۸/۰۹	-۱/۲	۸۰/٤۵	-۱/٤

در ۲٦ نوامبر ۲۰۲۱ در بازار فیوچر و در بورس آیس، قیمت نفت برنت در وضعیت بکواردیشن قرار داشت. قرارداد ماه اول برنت ۷۲/۷۲ دلار در بشکه بود که نسبت به قرارداد ماه چهارم به مقدار ۱/۸۹ دلار در بشکه بالاتر بود. قیمت نفت وست تگزاس در بورس نایمکس نیز در وضعیت بکواردیشن قرار داشت و قیمت قرارداد ماه اول وست تگزاس ٦۸/۱۵ دلار در بشکه بود که نسبت به قرارداد ماه چهارم به مقدار ۱/۰٦ دلار در بشکه بیشتر بود. وضعیت بکواردیشن در بازار آتی‌ها بیانگر آنست که رشد تقاضا بیش از رشد عرضه است و بازار با کمبود عرضه مواجه بوده و از ذخیره‌سازی‌ها برداشت می‌شود.

نمودار۱. قیمت نفت برنت و وست تگزاس در بورس آیس و نایمکس در ۲٦ نوامبر ۲۰۲۱



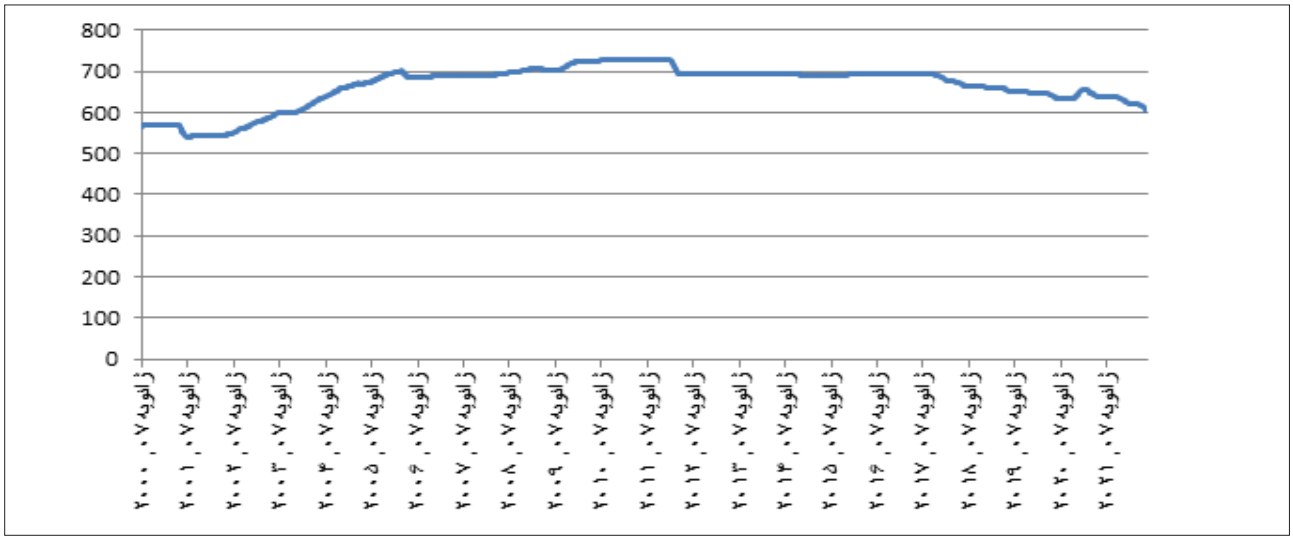
در هفته منتهی به ۲۶ نوامبر ۲۰۲۱ عوامل مختلفی در نوسانات قیمت نفت موثر بود که در ذیل به مهمترین آنها به تفکیک عوامل تضعیف‌کننده و تقویت کننده اشاره می‌شود.

تضعیف کننده:

۱. نگرانی نسبت به شیوع موج‌های جدید ویروس کرونا به خصوص انواع جهش یافته آن و تاثیرگذاری بر روند در حال رشد تقاضای نفت؛ شمار مبتلایان در اروپا مجدداً روند صعودی به خود گرفته و در برخی کشورها محدودیت‌های جدیدی وضع شده است و از همه مهمتر در مورد سویه جدید ویروس کرونا که در آفریقای جنوبی شناسایی شده، نگرانی‌های زیادی ایجاد شده است و دانشمندان می‌گویند این سویه ویروس با تعداد جهش‌های بالای آن ممکن است به واکسن های فعلی حساس نباشد. اعلام این خبر موجب شد که در روز ۲۶ نوامبر قیمت برنت حدود ۱۱ درصد کاهش یابد که بیشترین کاهش روزانه در چند ماه گذشته بود؛

۲. برداشت از ذخایر استراتژیک، در ۲۳ نوامبر رئیس جمهور آمریکا اعلام کرد که وزارت انرژی این کشور با هدف پایین آوردن قیمت بنزین، ۵۰ میلیون بشکه از ذخایر استراتژیک نفت خود را در تلاشی هماهنگ با دیگر مصرف کنندگان بزرگ نفت برداشت می‌کند. ۳۲ میلیون بشکه از این مقدار در چند ماه آینده و به‌صورت قرضی برداشت می‌شود، یعنی باید در چند سال آینده به این ذخیره‌سازیها بازگردانده شود و ۱۸ میلیون بشکه دیگر در واقع تسریع فروش نفتی است که کنگره آمریکا پیش از این مجوز آن را صادر کرده بود و در چند ماه آینده انجام می‌شود. برداشت از ذخیره‌سازی راهبردی نفت آمریکا با هماهنگی دیگر کشورهای بزرگ مصرف‌کننده انرژی از جمله چین، هند، ژاپن، کره جنوبی و انگلیس انجام می‌شود که این کشورها نیز در مجموع ۲۱ میلیون بشکه از ذخایر استراتژیک خود را برداشت خواهند کرد؛

نمودار ۲. روند هفتگی ذخایر استراتژیک نفت خام در آمریکا (میلیون بشکه)



از سال ۲۰۱۷ تا کنون حدود ۱۰۰ میلیون بشکه از ذخایر استراتژیک آمریکا برداشت شده است.

۳. نگرانی نسبت به افزایش قیمت حامل‌های انرژی و تاثیرگذاری منفی آن بر روند بهبود اقتصاد جهانی؛

٤. از سرگیری مذاکرات هسته ای ایران و گروه ۱+٤ از ۲۹ نوامبر ۲۰۲۱ در وین؛

۵. انجمن نفت آمریکا(API) اعلام کرد که در هفته منتهی به ۱۹ نوامبر ذخیره‌سازی‌های نفت خام این کشور ۲/۳۰۷ میلیون بشکه افزایش یافته است، در حالیکه پیش‌بینی می‌شد که حدود یک میلیون بشکه کاهش یابد. علاوه بر این اداره اطلاعات انرژی آمریکا نیز اعلام کرد که در هفته منتهی به ۱۹ نوامبر ذخیره‌سازی‌های نفت خام این کشور ۱/۰۱۷ میلیون بشکه افزایش یافته و به ٤۳٤/۰۲۰ میلیون بشکه رسیده است؛

٦. در هفته منتهی به ۲٦ نوامبر ۲۰۲۱ تعداد دکل‌های حفاری فعال در بخش نفت آمریکا با ٦ دکل افزایش به ٤٦۷ دکل رسید؛

۷. تقویت ارزش دلار، شاخص ارزش دلار در هفته منتهی به ۱۹ نوامبر ۹۵/۷٤ بود که در هفته منتهی به ۲٦ نوامبر به ۹٦/۵۸ رسید؛

۸. در هفت روز منتهی به ۱٦ نوامبر خالص وضعیت خرید بورس بازان در بازار نایمکس با ۲٤٤۸٦ قرارداد کاهش به ۲۷۱۷٤۷ قرارداد رسید؛

۹. بر اساس گزارش اداره اطلاعات انرژی آمریکا، در هفته منتهی به ۱۹ نوامبر تولید نفت خام این کشور با ۱۰۰ هزار بشکه در روز افزایش به ۱۱/۵ میلیون بشکه در روز رسید.

۱۰. سازمان اوپک در ماهنامه جدید بازار نفت(نوامبر ۲۰۲۱) به مقدار ٤٤۰ هزار بشکه در روز در تقاضای جهانی برای فصل سوم ۲۰۲۱ و ۳۳۰ هزار بشکه در روز در تقاضای جهانی برای فصل چهارم ۲۰۲۱ و تجدید نظر نزولی کرد.

تقویت‌کننده:

۱. ادامه سیاست اوپک پلاس مبنی بر عدم تسریع در برنامه افزایش تولید، در جلسه اوپک پلاس که در ٤ نوامبر برگزار شد، توافق شد که همچنان به برنامه افزایش تولید ماهانه ٤۰۰ هزار بشکه در روز ادامه دهند، این در حالیست که اکثر تحلیلگران این مقدار افزایش را کمتر از مقدار رشد تقاضا برآورد می‌کنند. لازم به ذکر است که اوپک پلاس در روز ۱۸ ژوئیه توافق کرد که از ماه آگوست تا پایان سال ۲۰۲۱ ماهانه ٤۰۰ هزار بشکه در روز تولید خود را افزایش دهد؛ در همین رابطه محمد بارکیندو دبیر کل اوپك، گفت نشانه هایی از افزایش مازاد عرضه نفت در بازار در ماه‌های آینده وجود دارد و اعضای اوپك و متحدانش باید بسیار محتاط باشند. جلسه آتی اوپک پلاس در ۲ دسامبر برگزار می‌شود و سوال اینست که آیا اوپک پلاس با توجه به شیوع سویه جدید کرونا در آفریقای و برداشت از ذخایر استراتژیک برنامه افزایش تولید خود را متوقف خواهد کرد یا خیر؟

۲. رشد بالای تقاضا به دلیل کاهش اثرات بحران شیوع ویروس کرونا همراه با تسریع در برنامه‌های واکسیناسیون در سطح جهان و رفع اغلب محدودیت‌های شدید سال گذشته(سطح مصرف در اغلب کشورهای جهان به سطح قبل از شیوع ویروس کرونا رسیده است)؛

۳. کمبود عرضه در بازار به دلیل رشد کمتر عرضه نسبت به رشد تقاضا بر اساس برآوردهای موسسات مختلف در ماه نوامبر بازار با حدود یک میلیون بشکه در روز کمبود عرضه مواجه است؛

٤. افزایش قیمت گاز و پیش‌بینی استفاده از فرآورده‌های نفتی نظیر نفت کوره، گازوئیل و پروپان به جای گاز طبیعی، سوئیچ کردن صنایع از گاز به فرآورده‌های نفتی و افزایش سرمای زمستانی می‌تواند باعث تقاضای اضافی برای حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز نفت شود؛

۵. ناتوانی برخی تولیدکنندگان اوپک پلاس در افزایش تولید مطابق با سهمیه تولیدی خود.

سیاست‌های راهبردی و ژئوپلیتیک

خط لوله انتقال گازطبیعی در دست بررسی Power of Siberia2 و اثر آن بر جمهوری اسلامی ایران

مرتضی بهروزی فر

مقدمه

استراتژی انرژی روسیه به عنوان عرضه کننده بزرگ انرژی بر پایه تقویت جایگاه این کشور در بازارهای جهانی انرژی و حداکثر نمودن توانمندی‌های صادراتی خود می‌باشد. در این راستا بازار اروپای مرکزی و غربی همچنان یکی از بزرگترین بازارهای هدف صادرات انرژی روسیه باقی خواهد ماند و در کنار آن، ورود قدرتمند به بازار چین نیز مد نظر این کشور است. شکل‌گیری اقتصادهای نوظهور و رشد تقاضای انرژی روز افزون در همسایگی شرقی روسیه و بازارهای آسیایی، موجب تمایل این کشور به حضور در بازارهای انرژی این منطقه گردیده، بطوریکه در سال‌های اخیر با برنامه‌ریزی و اجرای طرح‌های توسعه میادین و خطوط صادرات گازطبیعی به سمت شرق، گام‌های اساسی در این زمینه برداشته است.

آنچه از پیش‌بینی‌های انجام شده به نظر می رسد آن است که مصرف انرژی اروپا در دهه‌های آتی، رشد چندانی نخواهد داشت و این در حالی خواهد بود که با توجه به محدودیت‌های زیست‌محیطی، این منطقه از دنیا به سمت توسعه استفاده از سوخت‌های پاک حرکت خواهد کرد. بنابراین سیاست‌گذاران انرژی روسیه بر مبنای حفظ نقش خود در مبادلات بین‌المللی انرژی، اقدام به توسعه روابط با بازارهای در حال رشد شرق آسیا به‌ویژه چین و هند نموده‌اند.

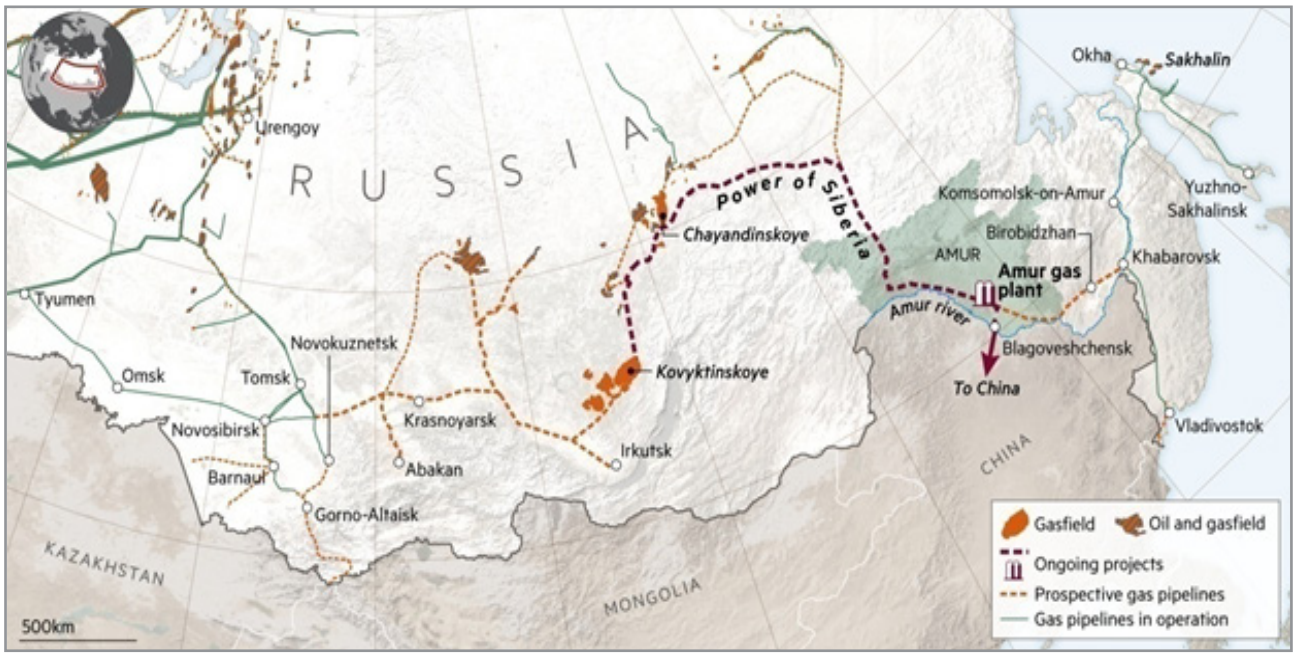
سیاست‌گذاران انرژی روسیه به این موضوع واقفند که غفلت از حضور فعال در بازارهای انرژی شرق و جنوب آسیا، منجر به جذب ظرفیت مصرفی این منطقه توسط کشورهای نفت و گاز خیز آسیای میانه بویژه قزاقستان و ترکمنستان، که در سال‌های اخیر روابط انرژی مناسبی با کشورهای آسیای شرقی برقرار نموده‌اند، خواهد شد.

خط لوله انتقال گازطبیعی Power of Siberia

در ژانویه ۲۰۱۸ واردات LNG چین به رکورد ۵/۱۸ میلیون تن رسید که قدری بیشتر از رکورد قبلی ۵/۰۳ میلیون تن در دسامبرسال ۲۰۱۷ بود، این حجم واردات حدود ۵۱/۲ درصد بیش از سطح واردات ژانویه ۲۰۱۷(۳/۳ میلیون تن) بود. بدین ترتیب چین سریعترین بازار رو به رشد LNG و در مجموع گازطبیعی جهان بود به گونه‌ای که در اواخر سال ۲۰۱۷، کره‌جنوبی را به عنوان دومین واردکننده بزرگ LNG جهان پس از ژاپن، پشت سر گذاشت. بر مبنای برآوردهای گذشته، این انتظار وجود داشت که در بازارهای گاز جهان تا سال ۲۰۲۲ و یا حتی سال‌های پس از آن، مازاد عرضه LNG وجود داشته باشد، اما روند فزآینده تقاضای LNG چین به طور بالقوه به بازارهای جهانی LNG کمک کرد تا تعادل عرضه و تقاضای خود را بازیابند. هر چند متغییرهای دیگری نیز در این زمینه موثر خواهند بود. به‌عنوان مثال افزایش تولیدLNG قطرکه مطابق برنامه‌های اعلام شده این کشور ظرف چند سال آینده ظرفیت مایع‌سازی خود را از ۷۷ میلیون تن در سال به بیش از ۱۱۰ میلیون تن افزایش خواهد داد و یا موج دوم توسعه صنعت LNG ایالات‌متحده که طی سال‌های آینده وارد بازار خواهند شد و استرالیا که به زودی پروژه‌های متعدد صادرات LNG را به تولید خواهد رسانید. چین به دنبال آن است که مقادیر بیشتری LNG از ایالات متحده وارد کند. شرکت CNPC و شرکت امریکائی Cheniere Energy دو قرارداد خرید و فروش گاز به میزان ۱/۲ میلیون تن در سال از ترمینال صادراتی Christi که در تگزاس در دست احداث است نهائی نموده‌اند. این یک قرارداد ۲۰ ساله تا سال ۲۰۴۳ خواهد بود. اما مسلما واردات گازطبیعی برای روبه‌رشدترین بازار گاز دنیا توسط خطلوله، امنیت انرژی این کشور را به صورت مناسب‌تری پوشش خواهد داد. در چنین چارچوبی، داشتن مرز زمینی روسیه با بزرگترین دارنده ذخائر گاز دنیا، فرصت مناسبی بود تا اقتصاد این دو کشور را بیشتر به هم پیوند زند.

پروژه انتقال گازطبیعی روسیه به چین توسط خطلوله، پروژه‌ای جاه‌طلبانه و استراتژیک و بزرگترین پروژه انرژی روسیه در سالهای اخیر است. خطلوله Power of Siberia، خطلوله‌ای ۳ هزار کیلومتری است که از حوزه‌های گازطبیعی شرق سیبری تا مرز چین امتداد یافته است. این خط لوله، مهمترین پروژه ژئوپولتیک و پرهزینه انرژی روسیه از زمان فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی بود.

نقشه شماره ۱. مسیر خط‌لوله Power of Siberia



اولین خط لوله گازطبیعی روسیه به سمت شرق، بازی دیپلماتیک رهبران کرملین میان غرب و شرق بود. برای گازپروم که انحصار صادرات گاز روسیه توسط خط‌لوله را در اختیار دارد، این پروژه، بزرگترین و پرهزینه‌ترین پروژه تاریخ این شرکت بود. با آغاز به فعالیت خط لوله Power of Siberia در دسامبر ۲۰۱۹، بزرگترین صادرکننده گاز جهان به بزرگترین وارد کننده انرژی جهان متصل شد.

طرف اصلی گازپروم در این پروژه، شرکت ملی نفت چین (CNPC)، بزرگترین شرکت دولتی نفت و گاز چین است. در ۲۱ می ۲۰۱۴، گازپروم و CNPC قرارداد خرید و فروش گاز (PSA) را امضا کردند تا گاز روسیه را از طریق مسیر شرقی به چین عرضه کنند. این بزرگترین قرارداد خرید و فروش گازطبیعی در تاریخ صنعت گاز جهان است. این قرارداد ۳۰ ساله به معنای صادرات ۳۸ میلیارد متر مکعب گازطبیعی در سال به چین از حوزه‌های تولید گاز یاکوتیا[1] و ایرکوتسک[2] از طریق خط لوله گاز Power of Siberia است.

در ۱۳ اکتبر ۲۰۱۴، طرفین یک توافقنامه فنی به عنوان متمم توافقنامه خرید و فروش را در مسکو امضا نمودند. این سند پارامترهای اساسی طراحی، ساخت و بهره‌برداری بخش مرزی این خط‌لوله و همچنین ویژگی‌های فنی گاز منتقل شده به خریدار را مشخص کرد.

در می ۲۰۱۵، گازپروم و CNPC، توافق‌نامه مشترکی را برای تعیین پارامترهای فنی و تجاری عرضه و تقاضای خط‌لوله احتمالی Power of Siberia۲ امضاء کردند. این دو شرکت مذاکره درباره قرارداد خرید و فروش گاز را ادامه دادند.

در سپتامبر ۲۰۱۶، گازپروم و CNPC قرارداد EPC برای ساخت بخش بستر رودخانه مرزی آمور خط لوله Power of Siberia را امضا کردند. در ٤ ژوئیه ۲۰۱۷، این دو شرکت متممی بر قرارداد خرید و فروش گاز روسیه را از طریق مسیر شرقی امضا کردند که براساس آن عرضه گاز به چین از طریق خط لوله گاز Power of Siberia در دسامبر ۲۰۱۹ آغاز می‌شد. در سال ۲۰۱٦، گازپروم و CNPC تفاهم‌نامه‌ای در زمینه ذخیره‌سازی گاز و احداث نیروگاه‌های گازسوز امضا کردند. در فوریه ۲۰۱۷، قرارداد دیگری به منظور انجام بررسی‌های زمین‌شناسی برای ایجاد تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی گازطبیعی بین دو شرکت منعقد گردید.

در ۱۵ می سال ۲۰۱۷، گازپروم، CNPC و گروه چینی Huaneng تفاهم نامه‌ای برای توسعه همکاری در زمینه تولید برق در چین امضا کردند. طرفین قرارداد همچنین به دنبال توسعه استفاده از گازطبیعی در بخش حمل و نقل نیز بودند. در می ۲۰۱۷، شرکت‌های گازپروم، CNPC، Russian Highways و China Communications Construction Company Ltd. با هدف توسعه زیرساخت‌های جاده‌ای و ترویج استفاده از گازطبیعی به عنوان سوخت خودرو در مسیر بین‌المللی چین تا اروپا امضا نمودند. همچنین در ۵ اکتبر ۲۰۱۷، گازپروم، CNPC و KazMunayGas تفاهم‌نامه‌ای در مورد همکاری‌های استراتژیک بلندمدت در زمینه خودروهای گازسوز و توسعه زیرساخت‌های تامین سوخت این خودروها در مسیر اروپا و چین امضا کردند.

1. Yakutia
2. Irkutsk

نقشه شماره ۲ . انتقال گازطبیعی به سمت شرق

شرکت گازپروم فعالیت‌های توسعه‌ای میدان گازی Kovyktinskoye را که حاوی ۲/۷ تریلیون متر مکعب ذخیره گازطبیعی است را در دست انجام دارد. در سال ۲۰۱۷، دو حلقه چاه اکتشافی در این میدان حفر شد و مطالعات لرزه‌نگاری سه بعدی در پهنه‌ای به مساحت ۲۴۰۰ کیلومتر مربع انجام شد. پیش‌بینی می‌شود تولید این حوزه در اواخر سال ۲۰۲۲، با احداث بخشی از خط لوله در منطقه ایرکوتسک، به خط‌لوله Power of Siberia تزریق گردد.

خط لوله انتقال گازطبیعی Power of Siberia 2

همانگونه که قبلا عنوان شد، خط لوله Power of Siberia سرانجام پس از حدود سی سال بحث، گاز روسیه را در دسامبر ۲۰۱۹ به چین منتقل نمود. در گذشته به نظر می‌رسید با راه‌اندازی پروژه Power of Siberia تا سال‌ها نیاز چین به گاز روسیه تأمین خواهد شد، اما شرایط بازی در حال تغییر است. در پنج سال گذشته، گازپروم و چین درباره مسیر آلتای مذاکره کرده‌اند که شامل احداث یک خط لوله از روسیه از طریق منطقه کوهستانی آلتای به غرب چین (از سیبری غربی به استان سین کیانگ در غرب چین) می‌شود. دولت چین احداث یک خط‌لوله مستقیم بدون دخالت کشورهای مسیر ترانزیت را ترجیح می‌دهد و سایر خطوط لوله گاز موجود به سمت چین، که در حال حاضر از آسیای مرکزی به غرب این کشور منتهی می‌شوند، این ویژگی را ندارند. ضمنا بیشترین تقاضای گاز چین در مناطق توسعه یافته شرقی آن متمرکز شده است.

در سپتامبر ۲۰۱۹، رئیس جمهور روسیه، مسیر جایگزینی را برای صادرات گازطبیعی روسیه به چین، از مسیر مغولستان، پیشنهاد کرد. هدف از این کار شکستن بن بست موجود بین دو طرف بر سر خط لوله Power of Siberia ۲ بود که مدت‌هاست در دست بررسی است.

انتظار می‌رود پروژه جدید در دست بررسی Power of Siberia ۲، تا ۵۰ میلیارد متر مکعب گاز را از شبه جزیره یامال در مناطق قطبی روسیه از طریق مغولستان توسط یک خط لوله در مجموع به طول ۶ هزار کیلومتر (۳۷۲۸ مایل) به شرق چین منتقل نماید. این خط‌لوله گاز تولیدی از منابع سیبری غربی روسیه را از مسیری کاملا متفاوت، از خط‌لوله Power of Siberia ۱ و بسیار نزدیک به مناطق مصرف‌کننده گاز چین به شرق این کشور منتقل می‌کند. طول این خط‌لوله در خاک روسیه و مغولستان به ترتیب ۲۶۰۰ کیلومتر و ۹۸۰ کیلومتر برآورد شده است.

این مسیر، برای گازپروم بسیار مطلوب است، زیرا علاوه بر فرصت صادرات بیشتر گاز به چین، مسیرهای صادرات گاز روسیه را متنوع‌تر خواهد نمود، در حال حاضر، گاز تولیدی منابع سیبری غربی به سمت غرب (به اروپا و یا جمهوری‌های شوروی سابق) و یا به بازار داخلی جریان دارد. این انتظار وجود دارد که تقاضای گاز در این بازارها در بلندمدت ثابت باقی بماند و یا حتی کاهش یابد. در مقابل، انتظار می‌رود مصرف روبه‌رشد گازطبیعی چین، موتور رشد تقاضای جهانی گاز باشد. خط‌لوله جدید فرصتی برای کسب درآمد از مازاد گاز تولیدی سیبری غربی به ویژه حوزه کراسنویارسک فراهم خواهد نمود که در صورت عدم وجود این خط‌لوله، بدون مصرف باقی خواهد

نقشه شماره ۳. مسیر پیشنهادی جدید

ماند.برآوردهای انجام‌شده نشان می‌دهد محدوده قیمت گازطبیعی قابل قبول برای گازپروم حدود ۲/۷ تا ٤/۷ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (بدون احتساب تعرفه‌های صادراتی) خواهد بود. حد پائین، نشان‌دهنده هزینه تولید گاز سیبری غربی بعلاوه هزینه جاری بهره‌برداری از خط لوله گاز است، در حالی که محدوده بالاتر نشان‌دهنده قیمت netback صادرات به بازار اروپا و پوشش هزینه سرمایه مورد نیاز برای احداث خط لوله Power of Siberia ۲ می‌باشد.

از منظر چین، خط‌لوله Power of Siberia ۲ از نقطه ورود به خاک چین تا مراکز اصلی مصرف گاز این کشور، فاصله اندکی دارد. این مساله، اقتصادی بودن سایر مبادی صادراتی به چین به ویژه از ترکمنستان را تحت تاثیر قرار خواهد داد.

نگرانی اصلی چین در مورد مسیر جدید Power of Siberia۲ گذر حدود ۹۸۰ کیلومتر خط‌لوله از خاک مغولستان است. واردات گاز چین از آسیای مرکزی، نیز بعضا از طریق ترانزیت وارد خاک چین می‌شود، اما این مسیر شامل ترانزیت از خاک کشوری خواهد بود که خود عرضه‌کننده گازطبیعی نیست. مغولستان بدون شک به‌دنبال کسب درآمد از طریق ترانزیت گاز از خاک خود خواهد بود و نیز تمایل دارد در صورت امکان، از این فرصت برای استفاده از گازطبیعی در پایتخت خود (اولان باتور) استفاده نماید. گازپروم در صادرات گازطبیعی به اروپا، بالاجبار با کشورهای مسیر ترانزیت متعددی مواجه شده، در نتیجه این مساله یک مانع غیرقابل عبور نیست، هرچند ترانزیت انرژی از یک کشور ثالث، به طور طبیعی چالش‌هائی برای اجرای پروژه و عملیات آینده آن در بر خواهد داشت.

این پروژه خط‌لوله، تا رسیدن به تصمیم نهایی سرمایه‌گذاری (FID) فاصله زیادی دارد. گازپروم در مارس ۲۰۲۰ کار مهندسی و طراحی (FEED) پروژه را آغاز نمود، در ۲۵ اوت ۲۰۲۰ نیز مدیرعامل گازپروم، تفاهم نامه‌ای را با معاون نخست وزیر مغولستان امضا کرد تا شرکتی را ایجاد کنند که مطالعه امکان سنجی بخش مغولی خط لوله را انجام دهد. اما هنوز گام‌های بیشتری برای پیشبرد این پروژه باید برداشته شود. نکته مهم این است که این پروژه به اندازه کافی برای همه طرف‌های آن جذاب به نظر برسد تا منتظر انتقال گازطبیعی توسط این خط‌لوله در دهه آتی باشیم.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

انتظار می‌رود حجم صادرات گازطبیعی روسیه طی دوره ۲۰۴۰-۲۰۱۷ با ٤٠ درصد افزایش به ۳۲۸ میلیارد متر مکعب برسد که حاکی از ۹٤ میلیارد متر مکعب افزایش حجم صادرات تا سال ۲۰٤۰ خواهد بود. با توجه به برنامه گسترده روسیه برای افزایش ظرفیت تولید LNG خود، این انتظار وجود دارد که ظرفیت تولید LNG این کشور از ۱٤/٦ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱٦ با نرخ رشد فوق‌العاده سالانه ۹/۷٤ درصد به ٤۰/٦ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۷ افزایش یابد. به عبارتی چنانچه این کشور، برنامه‌ای برای افزایش ظرفیت تولید LNG خود پس از سال ۲۰۲۷ نداشته باشد، حجم در دسترس گازطبیعی این کشور برای اضافه نمودن به صادرات از طریق خطلوله تا سال ۲۰٤۰ حدود ۷۰ میلیارد متر مکعب خواهد بود. به عبارتی این کشور ضمن حفظ بازارهای موجود خود و نیز افزایش حجم صادرات LNG به بازارهای گاز جهان، امکان افزایش حجم صادرات خود را به چین خواهد داشت. در مقابل واردات گازطبیعی چین از حدود ۱۰٦ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۷ به ۳٦۹ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰٤۰ افزایش خواهد یافت که نشان دهنده حدود ۲٦۳ میلیارد متر مکعب افزایش واردات طی این دوره خواهد بود. واردات گازطبیعی چین در سال ۲۰۱۷ حدود ٤۳ درصد تقاضای این کشور را تامین می‌نمود، اما انتظار می‌رود که این سهم در سال ۲۰٤۰ به ۵۲ درصد افزایش یابد.

از منظر جمهوری اسلامی ایران، صادرات گازطبیعی به یکی از روبه‌رشدترین بازارهای انرژی و گاز جهان، مسلما حائز اهمیت خواهد بود، هرچند با توجه به مسافت جغرافیائی موجود و نیز کشورهای مسیر ترانزیت گاز به این کشور، صادرات گاز ایران به چین از مسیر خشکی، حداقل در حال حاضر، به نظر غیرممکن به نظر می‌رسد و احداث خطلوله از مسیر دریا، به دلیل عمق قابل توجه و نیز مسیر بسیار طولانی از هند تا چین، بدون تردید غیراقتصادی خواهد بود. بنابراین، تنها گزینه ایران برای صادرات گازطبیعی به چین، مایع‌سازی آن و صادرات LNG خواهد بود.

هرچند ایران امکان صادرات گاز به چین توسط خطلوله را ندارد، اما در صورت احداث واحدهای مایع‌سازی گازطبیعی، خواهد توانست راهی به این بازار بیابد، هرچند برای چین به عنوان یکی از بزرگترین واردکنندگان انرژی جهان، واردات گازطبیعی توسط خطلوله، به دلیل امنیت عرضه ایجاد شده، ارجح‌تر از واردات LNG خواهد بود و انتظار می‌رود این کشور علاوه بر واردات گازطبیعی توسط خطلوله و نیز قراردادهای بلندمدت واردات LNG، از واردات LNG برای کنترل تراز گاز مصرفی و پیک‌سائی بازار گاز خود استفاده نماید.

توسعه هیدروژن کم‌کربن در مصر

مهدیه ابوالحسنی چیمه

۱- مقدمه

مصر یکی از قدرت‌های بزرگ اقتصادی در منطقه منا بوده و بعضی از صنایع آن، از منابع بزرگ انتشار گازهای گلخانه‌ای هستند. این کشور در چارچوب توافقنامه آب و هوایی پاریس، به منظور دستیابی به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای حاصل از تغییرات آب‌وهوا، روی یک برنامه بلند پروازانه به منظور گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر متمرکز شده است.

برخی از صنایع اصلی مصر، مصرف‌کنندگان بزرگ هیدروژن هستند که به صورت محلی با استفاده از گاز طبیعی بومی (بدون کاهش انتشار دی‌اکسیدکربن ناشی از این فرآیند تولید)، تولید می‌شود. در بلندمدت، تولید و مصرف این نوع هیدروژن، که بعنوان هیدروژن خاکستری شناخته می‌شود، می‌تواند به یک چالش جدی برای صادرات محصولات تولیدی مصر تبدیل شود. بنابراین، دولت این کشور در حال برنامه‌ریزی به منظور جایگزینی و توسعه هیدروژن کم‌کربن است و یک کمیته بین وزارتی را به منظور تهیه یک استراتژی ملی هیدروژن برای مصر تشکیل داده است.

کشور مصور بعنوان یکی از اولین کشورهای منطقه منا، در تولید و استفاده از هیدروژن سبز شناخته شده است. در سال ۱۹۶۰، شرکت صنایع شیمیایی مصر (کیما)[1] شروع به تولید هیدروژن سبز با استفاده از منابع برق‌آبی از سد اسوان[2] کرد (چوکی و همکاران، ۱۹۸۰). با این حال، زمانیکه نیروگاه کیما در سال ۲۰۱۹ بازسازی و توسعه یافت، تولید هیدروژن سبز از طریق الکترولیز متوقف شد و کیما به تولید هیدروژن خاکستری با استفاده از فرآیند اصلاح متان بخار روی آورد (براون، ۲۰۱۹).

در حال حاضر تمام هیدروژنی که در مصر تولید می‌شود در داخل این کشور مصرف می‌شود.

۲- سیاست‌ها و برنامه‌های جاری هیدروژن در مصر

مصر در حال برنامه‌ریزی و اجرای سیاست‌هایی به منظور کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای این کشور در چارچوب توافقنامه پاریس در سال ۲۰۱۵ است. تمرکز آن در بخش انرژی (بزرگترین تولیدکننده گازهای گلخانه‌ای مصر) روی افزایش سریع سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در تولید برق مصر است. همچنین در حال برنامه‌ریزی و اجرای پروژه‌هایی برای بهره‌وری انرژی صنعتی و کاهش آلودگی در صنعت (یکی دیگر از منابع بزرگ انتشار گازهای گلخانه‌ای در مصر)، است.

این کشور در حال بازنگری «استراتژی یکپارچه انرژی پایدار» و گسترش آن تا سال ۲۰۴۰ بوده و علاوه بر تمرکز این کشور بر نقش انرژی‌های تجدیدپذیر در ترکیب انرژی مصر، توسعه پروژه‌های هیدروژن کم‌کربن نیز در دست بررسی است. کمیته‌ای بلندپایه از نمایندگان ارشد وزارتخانه‌های مختلف به منظور تهیه استراتژی ملی هیدروژن برای مصر ایجاد شده است. این کمیته باید فرصت‌های تولید هیدروژن کم‌کربن و مسائل مالی این پروژه‌های هیدروژنی را بررسی کند.

مصر در حال حاضر اقدامات متعددی را برای توسعه طرح‌ها و پروژه‌های هیدروژن کم‌کربن انجام می‌دهد. در ژانویه ۲۰۲۱، موافقنامه‌ای[3] را با زیمنس آلمان برای تولید هیدروژن سبز در مصر امضا کرد. در آگوست ۲۰۲۱، این موافقنامه به یک یادداشت تفاهم[4] ارتقا یافت و با شرکت هلدینگ برق مصر[5] (برای توسعه مشترک صنعت مبتنی بر هیدروژن در مصر با قابلیت صادرات) امضا شد که شامل توسعه یک پروژه آزمایشی، دارای ۱۰۰ تا ۲۰۰ مگاوات ظرفیت الکترولیز است (زیمنس انرژی، ۲۰۲۱).

1. KIMA
2. Aswan dam
3. letter of intention
4. Memorandum of Understanding
5. Egyptian Electricity Holding Company

در آوریل ۲۰۲۱، این کشور توافقنامه ای را با یک شرکت بلژیکی [1] با موضوع توسعه تولید هیدروژن سبز در مصر امضا کرد (مصر امروز، ۲۰۲۱). در جولای ۲۰۲۱، شرکت بزرگ نفتو گاز ایتالیا [2]، تفاهم‌نامه‌ای را با شرکت هلدینگ برق مصر [3] و شورای اعتباربخشی مصر [4] به منظور ارزیابی امکان‌سنجی فنی و تجاری پروژه‌های تولید هیدروژن در این کشور امضا کرد (شرکت بزرگ نفت و گاز ایتالیا، ۲۰۲۱). اخیراً، در اکتبر ۲۰۲۱، قراردادی بین شرکت مصری و اماراتی فرتی‌گلوب [5] و شرکت انرژی‌های تجدیدپذیر نروژی اسکاتک [6] به منظور توسعه مشترک پروژه هیدروژن سبز و آمونیاک سبز در عین سخنه [7] در ساحل دریای سرخ امضا شد (استیونسون، ۲۰۲۱). علاوه بر این، در می ۲۰۲۱، این کشور شش پیشنهاد از شش شرکت مختلف برای راه‌اندازی پروژه‌های هیدروژن سبز در مصر دریافت کرده است (فارگ، ۲۰۲۱).

۳-صنایع اصلی مصرف‌کننده هیدروژن در مصر

در سال‌های ۲۰۱۸ تا ۲۰۱۹، بخش صنعت با مصرف سالانه حدود ۱۴ میلیارد مترمکعب یا نزدیک به یک چهارم مصرف گاز خانگی مصر، دومین مصرف‌کننده گاز پس از بخش برق بود. تولید کود به تنهایی حدود ۴۶ درصد از کل مصرف بخش صنعتی را به خود اختصاص داده است. پس از آن صنعت آهن و فولاد و بخش نفت (پالایشگاه‌ها، پتروشیمی، متانول و مشتقات گاز) به ترتیب در رده‌های بعدی مصرف‌کننده صنعتی گاز در مصر قرار گرفتند. تمام این صنایع مصرف‌کننده گاز طبیعی، مصرف‌کنندگان اصلی هیدروژن در مصر نیز هستند.

۳-۱- کود شیمیایی

هیدروژن بصورت محلی در صنعت کود به منظور تولید آمونیاک برای تولید کودهای نیتروژن‌دار استفاده می‌شود. در سال ۲۰۱۹، مصر ۴٫۲ میلیون تن آمونیاک تولید کرد (سازمان زمین‌شناسی ایالات متحده، ۲۰۲۰). با فرض این که هیدروژن تقریبا ۱۸درصد از وزن آمونیاک را تشکیل می‌دهد، می توان دریافت که مصرف هیدروژن در صنعت کود برای سال ۲۰۱۹ تقریبا برابر با ۷۵۶ هزار تن بوده است.

۳-۲- پتروشیمی

بر اساس داده‌های شرکت هلدینگ پتروشیمی مصر، این کشور در سال ۲۰۱۸ یک میلیون تن متانول تولید کرده است (نوران، ۲۰۱۹). نیمی از آن در بازار داخلی فروخته شده و مابقی صادر شده است. برآورد می شود به ازای یک میلیون تن متانول تولید شده در این کشور، ۱۲۵ هزار تن هیدروژن مصرف شده است.

۳-۳- فولاد

صنعت فولاد یکی از اصلی‌ترین صنایعی است که هیدروژن زیادی مصرف می‌کند. هیدروژن برای احیای سنگ آهن در فرآیندی به نام آهن احیای مستقیم [8] (آهن اسفنجی) استفاده می شود. در مصر، سه شرکت فولادی [9] کارخانه‌های کاهش مستقیم دارند. شرکت عز استیل [10] بزرگترین تولیدکننده مستقل فولاد در شمال آفریقا و خاورمیانه و دومین تولیدکننده بزرگ محصولات آهن اسفنجی در جهان بوده که دارای چهار کارخانه احیا مستقیم با ظرفیت کل سالانه ۵ میلیون تن است. فولاد بشای [11] دومین تولیدکننده بزرگ فولاد در مصر با ظرفیت سالانه ۲ میلیون تن و سومین شرکت بزرگ، شرکت فولاد سوئز با ظرفیت تولید سالانه ۱٫۹۵ میلیون تن می باشند.

۳-۴- پالایش

در سطح جهانی، صنعت پالایش بزرگترین مصرف کننده هیدروژن است (ایرنا [12]، ۲۰۱۹). با این وجود، تخمین مقدار هیدروژن مصرفی توسط این صنعت بسیار سخت است. این دشواری به دلیل ترکیبی از پارامترهای در حال تغییر است که زیربنای فرآیند پالایش هستند. هیدروژن در فرآیند تصفیه برای تثبیت کاتالیزوری فرآورده‌های نفتی به صورت حذف مواد تشکیل‌دهنده و ناخالصی‌های غیر ضروری از مواد اولیه و محصولات استفاده می شود. سولفور یکی از اجزای کلیدی است که به دلیل اثرات مضر آن بر سیستم تنفسی انسان و محیط زیست باید حذف شود.

---

1. DEME: Dredging, Environmental and Marine Engineering
2. ENI: Ente Nazionale Idrocarburi (Italian pronunciation)
3. EEHC: Egyptian Electricity Holding Company
4. EGAS: Egyptian Accreditation Council
5. Fertiglobe
6. Scatec
7. Ain Sokhna
8. DRI: Direct Reduced Iron
9. Ezz Steel, Beshay Steel, and Suez Steel company
10. Ezz Steel
11. Beshay Steel
12. IRENA: International Renewable Energy Agency

مصر سه دسته اصلی مخلوط نفت خام تولید می کند: ترکیب سوئز، مخلوط بلیم و مخلوط بیابان غربی. ترکیب سوئز و ترکیب بلیم از میادین فراساحلی قدیمی در خلیج سوئز استخراج می‌شوند. هر دو به صورت محلی تصفیه و مصرف می شوند و تنها حجم کمی از آنها صادر می شود. این میادین نفتی در حال حاضر بزرگترین تولیدکنندگان نفت خام در مصر هستند و ٥٦ درصد از کل تولید این کشور را تشکیل می‌دهند. ترکیب بیابان غربی از میادین نفتی جدید در بیابان غربی تولید می‌شود. این میادین نفتی با ٥٦ درصد از کل تولید در حال حاضر بزرگترین تولیدکنندگان نفت خام در مصر هستند. این کشور دارای ظرفیت تولید ٨١٤٠٠٠ بشکه در روز است. در سال ٢٠١٩، ظرفیت تولید بالفعل پالایشگاه‌های آن ٥٥٩٠٠٠ بشکه در روز بود (اوپک، ٢٠٢٠). بنابراین تخمین زده می‌شود که سالانه حدود ٣٠٠ هزار تن هیدروژن توسط صنعت پالایش مصر مصرف می شود.

٤- مصرف هیدروژن

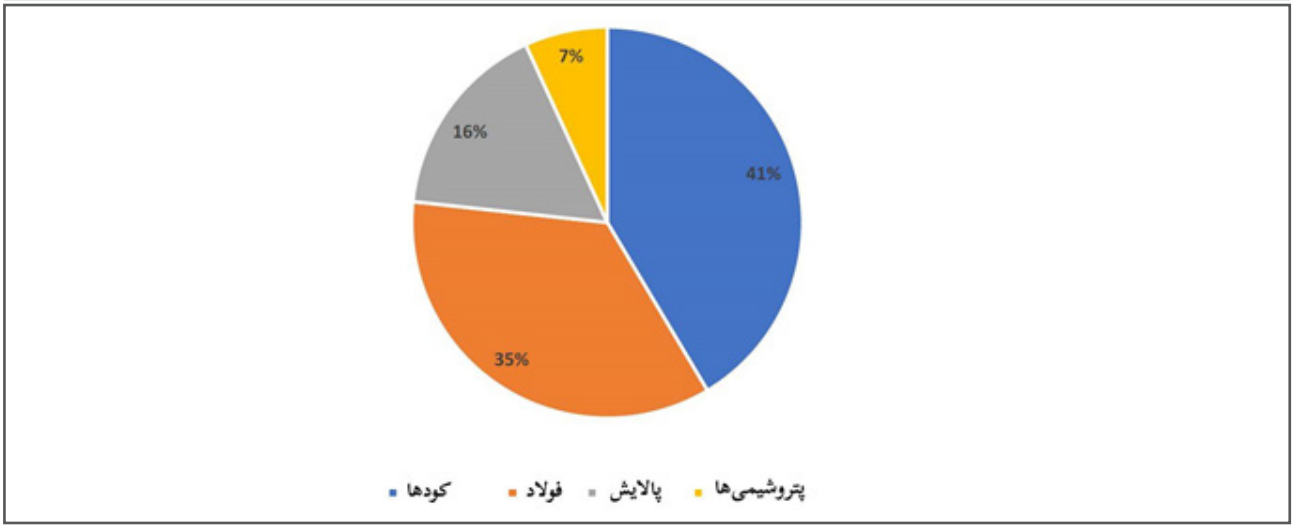
در جدول ١ مقدار تخمینی مصرف هیدروژن در مصر به تفکیک بخش‌های مختلف نشان داده شده است، بر این اساس مقدار تقریبی کل آن ١٨٢٤٥٤٠ تن تخمین زده شده است.

جدول ١. خلاصه تخمینی تولید/مصرف هیدروژن مصر (تن)

صنعت آمونیاک	٧٥٦،٠٠٠	کل
صنعت فولاد	٦٤٣،٠٠٠	١،٨٢٤،٥٤٠
صنعت پالایش	٣٠٠،٠٠٠	
صنعت متانول	١٢٥،٠٠٠	

در نمودار ١ سهم تخمینی مصرف کنونی هیدروژن، به تفکیک هر یک از بخش‌های مختلف مصرف‌کننده نشان داده شده است.

نمودار ١. سهم تخمینی مصرف کنونی هیدروژن در مصر به تفکیک بخش‌های مختلف



٥- جایگزینی مصرف هیدروژن خاکستری موجود

امروزه هیدروژن، بصورت گسترده‌ای در صنایع کلیدی مصر مورد استفاده قرار می‌گیرد. بنابراین تمرکز روی معرفی هیدروژن کم‌کربن (هیدروژن آبی یا سبز) به منظور استفاده در این صنایع، که در حال حاضر هیدروژن خاکستری مصرف می‌کنند و بخش‌هایی که کاهش انتشار برای آن دشوار است، معطوف شده است. راه‌حل‌هایی نظیر استفاده از برق مستقیم، از نظر تجاری قابل اجرا نبوده و یا دارای اشکالات فنی در این بخش‌ها هستند.

باتوجه به این مسئله که حدود ١،٨٢٥ میلیون تن هیدروژن خاکستری در مصر تولید و مصرف شده، می توان دریافت که ١٦ میلیون تن دی‌اکسیدکربن در جو منتشر شده است که نشان‌دهنده ٦ درصد از کل انتشار دی‌اکسیدکربن فعلی این کشور بوده که اجتناب و یا کاهش آن دشوار است. بنابراین، هیدروژن کم کربن نقش مهمی در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای در صنایع مصر دارد.

هیدروژن آبی با روش مشابه هیدروژن خاکستری، اما با واحدهای جذب و ذخیره کربن و یا واحدهای جذب، ذخیره و استفاده کربن[1] به منظور حذف دی‌اکسیدکربن[2] منتشر شده در طول فرآیند، تولید می‌شود، که می‌تواند در ابتدا نقشی برای معرفی هیدروژن کم‌کربن در مصر داشته باشد.

هیدروژن سبز از طریق فن‌آوری‌های مختلف الکترولیز، با استفاده از برق تولید شده از منابع تجدیدپذیر انرژی مانند انرژی خورشیدی و باد تولید می شود. تخمین زده شده که حدود ٦١ مگاوات‌ساعت برق تجدیدپذیر، برای تولید ١ تن هیدروژن سبز مورد نیاز است. بنابراین، برای تغییر از تولید فعلی هیدروژن خاکستری در مصر به هیدروژن سبز، ١١٠،٥٨٥ گیگاوات ساعت برق تجدیدپذیر نیاز است. ظرفیت مورد نیاز انرژی تجدیدپذیر نصب شده برای تولید این سطح از عرضه برق تجدیدپذیر، ٣٦ گیگاوات است، که دستیابی به این هدف بسیار چالش برانگیز خواهد بود، زیرا مجموع ظرفیت برق نصب شده کنونی در مصر کمی بیش از ٥٨ گیگاوات است و ظرفیت انرژی‌های تجدیدپذیر مختلف (به استثنای برق آبی) تنها حدود ٤ درصد از این کل را تشکیل می‌دهد. در سال ٢٠٢٠، ظرفیت انرژی‌های تجدیدپذیر نصب شده (با احتساب برق آبی) در مصر ٥،٩٨٢ مگاوات و کل برق تولیدی ٢،٤٨٧٠ گیگاوات ساعت بود (ایرنا، ٢٠٢١). این معادل تنها ٢٢/٥ درصد از برق مورد نیاز برای جایگزینی هیدروژن خاکستری فعلی با هیدروژن سبز است. بنابراین، افزایش ظرفیت انرژی تجدیدپذیر در این کشور، باید با ظرفیت اختصاصی برای تولید هیدروژن سبز توسعه یابد.

٦-چالش‌ها و فرصت‌های کربن‌زدایی

در حال حاضر اتخاذ فناوری‌های تولید هیدروژن پاک‌تر، مانند هیدروژن آبی یا سبز، به منظور جایگزینی تولید هیدروژن خاکستری در مصر، باتوجه به هزینه‌های جاری مرتبط با تولید آن‌ها، از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست. با این حال، علاوه بر کاهش هزینه‌های بلندمدت مورد انتظار، به دلیل افزایش تلاش‌ها، این امر می‌تواند با اجرای اقدامات بین‌المللی کربن‌زدایی جدید، تغییر کند.

اتحادیه اروپا بزرگترین شریک صادرات و واردات مصر است. در سال‌های اخیر، تجارت میان مصر و اتحادیه اروپا حدود ٣٠ درصد از کل حجم تجارت مصر را تشکیل می‌دهد (کمیسیون اروپا، ٢٠٢٠). در سال ٢٠١٩، کل صادرات مصر به اتحادیه اروپا ٨/٣ میلیارد یورو برآورد شده است. محصولات صنعتی حدود ٩٠ درصد از این صادرات را به خود اختصاص داده است. اگر اقدامات مکانیزم تعدیل مرز کربن[3] اعمال شود، صادرات مصر به اروپا ممکن است تحت تأثیر این مکانیزم مالیات کربن قرار گیرد. بنابراین، معرفی استفاده از هیدروژن کم کربن در صنایع با کاهش انتشار دشوار، از اعمال این مالیات بالقوه سنگین بر واردات محصولات مصری جلوگیری می کند (یا کاهش می دهد) و فرصت هایی را برای این کشور، به منظور توسعه و حتی گسترش تجارت با اتحادیه اروپا فراهم می کند.

٦-١- طرح‌های جدید پتروشیمی

در راستای برنامه ملی پتروشیمی ٢٠٣٥-٢٠٢٠ مصر، در حال حاضر هفت مجتمع جدید پتروشیمی در دست توسعه هستند. که از متانول، اتیلن و پروپیلن به عنوان مواد اولیه برای تولید پانزده محصول مختلف استفاده خواهند کرد. همچنین چندین طرح توسعه برنامه‌ریزی شده وجود دارد که به مواد اولیه بیشتری نیاز دارد. تولید حجم اضافی مواد اولیه مانند متانول به هیدروژن نیاز دارد. در بلندمدت، این امر به طور بالقوه تقاضای صنایع را برای هیدروژن کم‌کربن، افزایش می‌دهد.

٦-٢- انعطاف‌پذیری تولید برق

بخش برق در مصر به نیروگاه‌های حرارتی بزرگ و متمرکز وابسته است. نیروگاه‌های بزرگ مقیاس انرژی تجدیدپذیر در این کشور حال توسعه هستند و چندین نیروگاه دیگر نیز در دست برنامه‌ریزی است(NREA، ٢٠٢١). این رویکرد ممکن است مصر را با چالش‌هایی در تامین برق، نظیر امکان در دسترس نبودن انرژی‌های تجدیدپذیر در برخی زمان‌ها و یا حتی بالعکس، مواجه سازد.

با وجود سهم اندک انرژی‌های تجدیدپذیر در ترکیب برق مصر، در موارد متعدد، تولید برق در برخی مناطق از مصرف فراتر رفته است. تولید برق در پارک خورشیدی بنبان نیز به دلیل عدم وجود گزینه‌هایی به منظور ذخیره‌سازی، محدود شده است که این مشکل می‌تواند با صادرات برق حل شود، اگر چه مستلزم در دسترس بودن زیرساخت‌های انتقال و یک چارچوب تجاری مناسب است.

در نتیجه، این شبکه به منابعی به منظور ذخیره انرژی برای جلوگیری از کاهش انرژی تجدیدپذیر نیاز دارد. با این حال، نمی‌تواند برای نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر دور از شبکه ذخیره‌سازی انعطاف‌پذیری ایجاد کند، بنابراین گزینه‌هایی مانند هیدروژن سبز، مشروط به در دسترس بودن ذخیره‌سازی هیدروژن، می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند.

1. carbon capture and storage
2 . carbon capture, storage and utilization
3 . Carbon Border Adjustment Mechanism

٦- ٣- وسایل نقلیه با گاز طبیعی فشرده (CNG)

مصر در حال برنامه‌ریزی به منظور گسترش استفاده از گاز طبیعی در بخش حمل‌ونقل به دلیل مزایای زیست‌محیطی آن در مقایسه با گازوئیل و بنزین و بهره وری بهتر آن است (حبیب و محمود، ۲۰۲۰). در حال حاضر، حدود ۳۳۰۰۰۰ خودرو در مصر وجود دارد که سوخت مصرفی آنها سی‌ان‌جی است و با اعلام وزارت نفت این کشور، بنا است ۲۶۳۰۰۰ خودروی دیگر نیز تا سال ۲۰۲۳ به این تعداد افزوده شود (الغندور، ۲۰۲۰).

در بلندمدت، هیدروژن سبز را می‌توان بعنوان جایگزین پاك تری برای سی‌ان‌جی در بخش حمل‌ونقل در نظر گرفت. انتقال از سی‌ان‌جی به هیدروژن سبز ممکن است چندین رویکرد یا گزینه داشته باشد. اولین رویکرد، ترکیب هیدروژن سبز با گاز انتقال یافته از طریق شبکه گاز ملی است که ایستگاه های سوخت سی‌ان‌جی را تغذیه می‌کند. رویکرد دوم این است که زیرساخت فعلی سی‌ان‌جی را برای سازگاری با هیدروژن سبز تغییر کاربری دهیم. آخرین گزینه ایجاد یک زیرساخت اختصاصی سوخت‌گیری هیدروژنی است.

گزینه اول، از آنجایی‌که چندین مطالعه نشان داده که هیدروژن را می‌توان با گاز طبیعی در سطوح درصد متفاوتی بسته به وضعیت هر شبکه و مقررات موجود ترکیب کرد، قابل تامل است(IEA، ۲۰۱۹). با این حال، به منظور جبران چگالی کمتر انرژی هیدروژن، خود جایگاه سوخت سی‌ان‌جی باید برای پذیرش ترکیب سوخت اصلاح گردد و کمپرسور قدرتمندتری نصب شود. علاوه بر این، به منظور جلوگیری از شکنندگی و نشت مخازن ذخیره سی‌ان‌جی، باید از فولاد ضد زنگ ساخته شده و با مواد پلیمری پوشش داده شوند. بنابراین، تأثیر مالی هزینه اضافی برای اصلاح جایگاه سوخت سی‌ان‌جی باید ارزیابی شود تا در مورد امکان‌پذیر بودن چنین گزینه‌ای تصمیم‌گیری شود. گزینه دوم یعنی استفاده مجدد از جایگاه های سوخت سی‌ان‌جی مشکل‌سازتر خواهد بود زیرا گران است و از نظر مالی جذاب نیست (جوان اوگدنا، ۲۰۱۸). گزینه آخر یعنی توسعه زیرساخت سوخت‌گیری هیدروژنی، پرهزینه تر است و در حال حاضر امکان‌پذیر نیست.

۷-چالش‌های پیش روی مصر برای توسعه هیدروژن

دولت مصر تلاش زیادی برای توسعه اقتصاد هیدروژن کم‌کربن می‌کند و شرکت‌های بین‌المللی علاقه زیادی به طرح‌ها و یا پروژه‌های هیدروژن سبز در مصر داشته‌اند. با این حال، با توجه به چالش‌های چند جانبه‌ای که مصر (یا هر کشور دیگری) در توسعه هیدروژن کم‌کربن با آن مواجه خواهد شد، زمان زیادی به منظور اجرا و دستیابی به آن در مقیاس مناسب مورد نیاز است که این یک امر کاملا طبیعی است، البته در مورد مصر، برخی از چالش‌ها بر این تحولات بیش از سایر کشورها اثرگذار است.

۸- نتیجه‌گیری

مصر یکی قدرت‌های اقتصادی در منطقه منا بوده و با وجود صنایع بزرگی نظیر کود شیمیایی، فولاد، پالایش و پتروشیمی، این کشور جزء بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان هیدروژن خاکستری منطقه است. در حال حاضر هیدروژن خاکستری مورد استفاده در این کشور بصورت محلی تهیه شده و دارای سطوح بالایی از انتشار گازهای گلخانه‌ای است. به همین علت دولت این کشور در حال برنامه‌ریزی برای توسعه جایگزینی هیدروژن خاکستری با هیدروژن کم‌کربن بوده و در همین راستا کمیته‌ای بین وزارتخانه‌ای را به منظور تهیه استراتژی ملی هیدروژن برای مصر تشکیل داده است. همچنین چندین شرکت بین‌المللی نیز برای اجرای طرح‌هایی در این کشور ابراز علاقه‌مندی کرده‌اند. عمده‌ی توجه این گروه‌ها روی استفاده از پتانسیل این کشور در انرژی‌های بادی و خورشیدی بوده است. لازم به ذکر است در حال حاضر، مصر بزرگترین ظرفیت نصب شده انرژی‌های تجدیدپذیر با هزینه‌های تولید نسبتا رقابتی در منطقه منا را به خود اختصاص داده است.

با این حال، در حال حاضر جایگزینی استفاده از هیدروژن خاکستری، با هیدروژن کم کربن (سبز یا آبی)، به ویژه در بخش‌هایی که کاهش انتشار به سختی صورت می‌گیرد، از نظر تجاری جذاب نیست، زیرا هزینه تولید هیدروژن سبز بسیار بالاتر از هزینه‌های تولید هیدروژن خاکستری یا آبی است. همچنین، هزینه بالای توسعه واحدهای جذب و ذخیره کربن یا واحدهای جذب، ذخیره و استفاده کربن که برای تولید هیدروژن آبی مورد نیاز است، همچنان به عنوان یك مانع اصلی باقیمانده است.

مصر نیز مانند بسیاری از کشورهایی که مشتاق توسعه اقتصاد هیدروژن کم‌کربن و به طور خاص هیدروژن سبز هستند، با یک سری چالش‌ها مواجه است، از جمله موانع کربن‌زدایی که می‌توان به آن اشاره کرد شامل موارد زیر می باشد:

۱) مسائل مرتبط با در دسترس بودن ظرفیت بزرگ و اختصاصی منابع تجدیدپذیر انرژی
۲) افزایش به موقع ظرفیت الکترولیز
۳) تامین مالی چند میلیارد دلاری کل زنجیره تامین هیدروژن سبز

وجود یک چارچوب قانونی و نظارتی حمایتی، پیش نیازی کلیدی برای توسعه اقتصاد هیدروژن کم‌کربن است، اگر اقدامات نظارتی (مانند مکانیزم ملی قیمت‌گذاری کربن) منجر به افزایش هزینه‌های کالاهای تولیدی صنایع محلی شود، می‌تواند فعالیت آن‌ها را در کوتاه‌مدت تا میان‌مدت به تاخیر انداخته و یا اجرای آن‌ها را تضعیف کند. علاوه بر این، می‌تواند منجر به درخواست احتمالی این صنایع برای دریافت یارانه‌های دولتی به منظور جبران افزایش هزینه‌ها شود، که تامین آن برای دولت مصر بسیار دشوار خواهد بود. با این وجود، بخشی از صنایع مصر مانند صنایعی که کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای در آن‌ها دشوار است، باید در بلند مدت محصولات خود را کربن‌زدایی کنند تا بتوانند دسترسی به بازارهای صادراتی بین‌المللی را حفظ کنند.

چشم‌انداز توسعه هیدروژن سبز در این کشور، به دستیابی به سهم قابل توجهی از انرژی‌های تجدیدپذیر در ترکیب تولید برق کشور به همراه عرضه انرژی تجدیدپذیر رقابتی و مقرون به صرفه که به طور کامل به تولید هیدروژن سبز اختصاص داده می‌شود بستگی دارد.

هیدروژن آبی گزینه خوبی برای جایگزینی هیدروژن خاکستری در این کشور است، اما باید موانع تامین مالی توسعه واحدهای جذب و ذخیره کربن یا واحدهای جذب، ذخیره و استفاده کربن آن، به سرعت برطرف شود. البته باید توجه داشت تولید کنونی هیدروژن خاکستری سهم ناچیزی از مصرف گاز داخلی این کشور را به خود اختصاص می‌دهد. علاوه بر این، تولید هیدروژن آبی به حجم بیشتری از گاز طبیعی برای واحدهای جذب و ذخیره کربن یا واحدهای جذب، ذخیره و استفاده کربن، نیاز دارد. هرچند این نیاز نسبتاً کوچک است، اما در دوره‌هایی که عرضه گاز محدود است می‌تواند حیاتی باشد. اگر تراز گاز طبیعی مصر دوباره با چالش های عرضه مواجه شود، نه تنها تولید هیدروژن آبی تحت تأثیر قرار می گیرد، بلکه تولید هیدروژن خاکستری مبتنی بر گاز طبیعی موجود در کشور نیز محدود می شود.

با وجود اینکه مصر یکی از اولین کشورهای منطقه منا بوده که هیدروژن سبز تولید کرده اما به دلیل ملاحظات هزینه، تولید آن دو سال پیش متوقف شده است. پس باید دید آیا مصر می‌تواند تولید هیدروژن پاک خود را از سر بگیرد و یک اقتصاد هیدروژن کم‌کربن در مقیاس بزرگ ایجاد کند؟

مصر یک گزینه مهم برای توسعه تولید و استفاده از هیدروژن سبز است. با این حال، مصر برای تحقق بخشیدن به این هدف و پشت سر گذاشتن چالش‌های پیش رو نیازمند زمانی حتی فراتر از سال ۲۰۳۰ است.

موسسه مطالعات بین المللی انرژی