امکان‌سنجی فنی و اقتصادی احداث واحد مینی LNG جهت تأمین گاز مصرف‌کننده‌های عمده استان خراسان رضوی در زمان پیک مصرف

حجت بنازاده، حمیدرضا افشون، محمدرضا مرادی*

امور پژوهش و فناوری، شرکت گاز استان خراسان رضوی، کد پستی ۵۵۷۷۳۸۵۸۱۹، مشهد، ایران

آدرس پست الکترونیک نویسنده مسئول مکاتبات: mhz.moradi@gmail.com

مقاله‌ی علمی- ترویجی

صفحه ۸ - ۱۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۰۶

چکیده

در مطالعه حاضر ابتدا مرور مختصری بر معرفی LNG، فرایندها و تجهیزات مورد نیاز برای تولید و تبدیل آن به گاز انجام‌شده است. سپس واحدهای مینی LNG معرفی‌شده و بیشترین ظرفیت آن (۳۰۰ تن در روز) به‌عنوان واحد مبنا انتخاب‌شده است. در بخش محاسبات اقتصادی بر اساس مقیاس انتخاب‌شده و انتخاب فرایند مایع سازی به روش سیکل انبساطی نیتروژن، برآورد قیمت تجهیزات انجام گردید و سپس با توجه به شاخص هزینه برای سال ۲۰۱۹ بروز رسانی شده است. پس از آن، هزینه‌های سرمایه‌گذاری ثابت و عملیاتی و درنهایت سرمایه‌گذاری کل برآورد شده است. با توجه به ارزیابی‌های انجام‌شده، هزینه سرمایه‌گذاری واحد مینی LNG با ظرفیت تولید ۳۰۰ تن در روز و با حجم مخازن ۲۰،۰۰۰ مترمکعب، معادل ۱۰۱ میلیون دلار برآورد شده است. بر اساس محاسبات و با توجه به ظرفیت مخازن نگهداری پیشنهادی و میزان مصرف یک نیروگاه، این واحد مینی LNG می‌تواند گاز موردنیاز برای ۶۰ ساعت کارکرد در حداکثر ظرفیت تولید برق آن را تأمین نماید. با فرضیات انجام‌شده برای بهای برق تولیدی در زمان پیک، نرخ بازگشت سرمایه، محاسبه و در انتها، بر اساس ارزیابی فنی و اقتصادی، امکان‌سنجی اجرای این طرح بررسی‌شده است..

کلیدواژه‌ها: واحد مینی LNG، پیک سایی، امکان‌سنجی فنی، محاسبات اقتصادی

۱. مقدمه

در سال‌های اخیر افت فشار شبکه گاز کشور به‌ویژه در زمان پیک مصرف در فصل سرما مردم کشورمان را در مواردی به‌شدت دچار مشکل کرده که برای رفع آن، راه‌حل‌های کاهش یا قطع سوخت گاز مصرفی برخی کارخانه‌ها، نیروگاه‌ها و توقف صادرات گاز به کار گرفته‌شده است. رخ دادن این مشکل نشان می‌دهد که برای برقراری پایداری در راستای امنیت شبکه توزیع و انتقال باید تمهیدات ویژه‌ای اندیشیده شود و تنها به سیستم تولید و انتقال و تأمین گاز به‌صورت مستقیم اکتفا نگردد.

یک روش مناسب برای پیک سایی مصرف روزانه در زمستان، احداث واحدهای کوچک تولید گاز طبیعی مایع‌شده (LNG[1]) و مخازن مربوط به آن در مجاورت نواحی پرمصرف است. با انجام این کار می‌توان در زمان‌های غیر پیک در طول ماه‌های گرم سال، گاز را به مایع تبدیل و ذخیره نمود و به هنگام ضرورت در روزهای سرد سال تبخیر و به شبکه گازرسانی تزریق کرد. از طرف دیگر بازارهای گاز طبیعی که درگذشته

1. Liquefied Natural Gas (LNG)

منحصر به مصارف داخلی و یا انتقال به بازارهای همسایه توسط خط لوله بوده است، با ورود فناوری‌های مایع سازی گاز طبیعی و انتقال آن به‌صورت مایع، به سراسر دنیا گسترش خواهد یافت. با توجه به پیش‌بینی‌های صورت گرفته درباره افزایش قابل‌توجه تقاضای جهانی برای LNG، سرمایه‌گذاری بلندمدت بر روی این فناوری برای کشورهایی که دارای سهم قابل‌توجهی از گاز طبیعی در دنیا هستند، موضوعی ضروری است.

در مطالعه حاضر ابتدا فرآیند تولید LNG و تجهیزات موردنیاز آن و همچنین واحدهای مینی LNG به همراه مخازن نگهداری و سیستم‌های تبدیل مایع به گاز، مختصراً معرفی می‌گردد. در ادامه برای واحدهای صنعتی بزرگ استان خراسان رضوی، بر اساس برآورد قیمت تجهیزات، حجم سرمایه‌گذاری موردنیاز و سایر اطلاعات اقتصادی ارائه می‌شود. در انتها با ارزیابی فنی و اقتصادی، امکان‌سنجی اجرای این طرح در زمان پیک بررسی‌شده است. هدف اصلی از مطالعه حاضر بررسی راهکاری به‌منظور جلوگیری از قطع گاز واحدهای بزرگ مصرف‌کننده در استان خراسان رضوی و همچنین بررسی موردی احداث واحد مینی LNG با در نظر گرفتن جنبه‌های فنی و اقتصادی است.

۲. معرفی LNG

۲-۱. مشخصات LNG

LNG مایعی روشن، بدون هیچ رنگ و بو و غیر سمی است که شامل بیش از ۹۵ درصد متان، درصد کمی اتان، پروپان و سایر هیدروکربورهای سنگین‌تر است. ترکیبات و ناخالصی‌های دیگر مانند آب، دی‌اکسید کربن و ترکیبات گوگردی طی فرآیند سرد کردن از گاز طبیعی جدا می‌شود.

نسبت حجم LNG به حجم گاز طبیعی معادل ۱ به ۶۰۰ است و چگالی و جرم مولکولی آن به ترتیب ۰/۴۲ گرم بر میلی‌لیتر و ۱۶/۰۴ گرم بر مول است [۱]. این نسبت کاهش حجم در مورد LPG[1] حدود ۱ به ۲۵۰ و در مورد CNG[2] حدود ۱ به ۲۰۰ است [۲].

۲-۲. فرایند تولید LNG و سایر تجهیزات موردنیاز

برای تولید LNG، گاز طبیعی پس از جداسازی مایعات گازی و طی نمودن مراحل نم‌زدایی و سولفور زدایی ابتدا تا دمای ۳۵- درجه سانتی‌گراد سرد شده و سپس وارد بخش مایع سازی می‌شود. در این فرایند، گاز طبیعی طی تبادل حرارتی با یک سیال مبرد، در فشار اتمسفریک تا دمای حدود ۱۶۲- درجه سانتی‌گراد سرد شده و به حالت مایع درمی‌آید [۳].

بخش مایع سازی به‌طورکلی حدود ۲۰ تا ۳۰ درصد از هزینه سرمایه‌ای کل تأسیسات مایع سازی که خود حدود ۲۵ تا ۳۵ درصد کل هزینه‌های پروژه است را به خود اختصاص می‌دهد. روش مایع سازی و تجهیزات استفاده‌شده، تأثیر قابل‌توجهی بر کارایی، قابلیت اجرا، اطمینان و هزینه تأسیسات دارد. تجهیزات مهم و کلیدی مرحله مایع سازی شامل کمپرسورها، موتورهای محرکه کمپرسورها و مبدل‌های حرارتی می‌شوند.

تفاوت عمده بسیاری از فنّاوری‌های مایع سازی توسعه‌یافته کنونی، به سیکل سرمایش مورداستفاده آن‌ها محدود می‌شود. به‌عنوان یک محدودیت در این صنعت، تکنولوژی مایع سازی LNG در حال حاضر در انحصار شرکت‌های محدودی مانند Phillips، Shell، Statoil، APCI، و ... قرار دارد. نکات کلیدی تفاوت فنّاوری‌های این شرکت‌ها عبارت‌اند از:

- تفاوت در خالص یا مخلوط بودن مایع سردکننده یا سیال مبرد
- تفاوت در نوع مبدل‌های حرارتی و تجهیزات موردنیاز (در عوامل متفاوتی نظیر ابعاد، فشار عملیات، تنوع سازندگان و هزینه ساخت)
- تفاوت در تعداد کمپرسورهای موردنیاز و توان آن‌ها.

تفاوت عمده دیگر در برخی مبدل‌های مربوط به سردسازی، نوع سیال مورداستفاده در آن‌ها است. هم‌اکنون به‌منظور جلوگیری از خوردگی ایجادشده در طول زمان، به‌جای مبدل‌هایی با سیال سردکننده آب دریا، اکثر مجتمع‌های تولید LNG از هوا استفاده می‌کنند [۴-۷].

با توجه به اینکه فولادهای کربن استیل (ساده کربنی) در مجاورت LNG یا هر ماده فوق سرد دیگر در دمای بسیار پایین، خاصیت الاستیسیته خود را از دست داده و ترد و شکننده می‌شود، از این رو موادی که برای ساخت مخازن LNG، لوله‌ها و اتصالات، بدنه اصلی و سایر تجهیزات استفاده می‌شوند دارای آلیاژ و مشخصات فنی بسیار خاص مانند فولادهایی دارای نیکل بالا (۹درصد) هستند [۸].

مخازن LNG در کارخانه‌های تولید به‌منظور ذخیره‌سازی، در کشتی‌ها به‌منظور حمل و در پایانه‌های دریافت LNG نیز

1. Liquid Petroleum Gas
2. Compressed Natural Gas

برای ذخیره‌سازی و سـپس تبدیل آن به گاز طبیعی استفاده می‌شـود. در یک نگاه کلی سـه نوع مخزن منفـرد، مضاعف و کامل برای نگهداری LNG وجود دارد که شـرح اجزا و دامنه کاربرد هر یک از آن‌ها در مراجع قابل‌بررسی است [۹ و ۱۰].

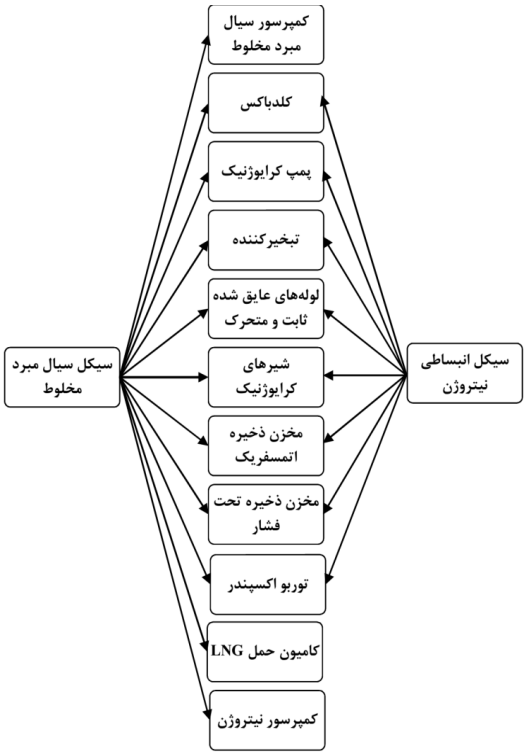
پـس از اینکـه LNG در مخـازن به‌صـورت مایـع ذخیره گردید، نیاز اسـت سیسـتم مناسـبی به‌منظـور تبدیل مجدد آن بـه گاز در اختیـار باشـد. ایـن سیسـتم بایـد بتوانـد در زمـان موردتقاضـا، ظرفیـت تأمین گاز کافی را داشـته باشـد. عمده‌تریـن سیسـتم‌های تبخیرکننـده در صنعـت LNG تبخیرکننده‌های قفسه باز[1]، احتراق زیرزمینی[2]، سیال واسط[3] و تبخیرکننده‌های با هوای محیط هستند [۱۱ و ۱۲].

۲-۳. واحدهای مینی LNG

با توجه به ظرفیت موردنیاز گاز طبیعی، واحدهای LNG به ۴ دسـته مبنا یا بزرگ، متوسـط، کوچـک و خیلی کوچک (مینی) تقسـیم می‌شوند که ظرفیت آن‌ها به ترتیب بیشتر از ۶۰۰۰ تـن در روز، بین ۱۵۰۰ تا ۶۰۰۰ تن در روز، بین ۳۰۰ تـا ۱۵۰۰ تن در روز و کمتـر از ۳۰۰ تن در روز (۰/۱ میلیون تن در سال) است.

بدیهی اسـت که هر یک از فناوری‌های مایع سازی در یک یا چند دسـته از ظرفیت‌ها بکار گرفته می‌شـود. یکی از عوامل مهم در انتخـاب فناوری می‌تواند مقایسـه سـهم فناوری‌ها در واحدهای تجاری احداث‌شـده در دنیا باشد. نتایج بررسی سهم هر یک از فناوری‌های مایع سازی در مقیاس متوسط و کوچک در ۷۲ واحد تجاری احداث‌شـده نشـان می‌دهد که در مقیاس مینی، فرآیندهای سـیکل انبسـاطی نیتروژن[4] و سـیکل سیال مبـرد مخلوط (SMR[5]) بیشـترین سـهم را در دنیا داشـته‌اند. بـرای واحدهای بـا مقیاس کوچـک و متوسـط، فرایند SMR دارای بیشترین سهم واحدهای احداث‌شده در دنیا است.

کمیته فنی شرکت ملی گاز ایران، پس از ارزیابی تجربیات جهانـی در زمینه‌ی انتخاب فرآینـد در ظرفیت‌های مختلف و بررسـی سـهم فنّاوری‌ها در واحدهای تجاری احداث‌شـده در دنیا، دو فناوری SMR و سـیکل انبسـاطی نیتـروژن را برای مقیـاس موردنظر پیشـنهاد کرده اسـت [۱۳]. در (شـکل ۱) اجزای اصلی این دو فرآیند که بیشـتر تجهیزات کلیدی آن‌ها مشترک است، نشان داده‌شده است.



شکل ۱. تجهیزات کلیدی فرایند SMR و N_2-EXP [۱۳]

۳. محاسبات اقتصادی

بـرای انجـام محاسـبات اقتصـادی اطلاعـات مختلفـی باید جمـع‌آوری گـردد. یکـی از آن‌هـا هزینه‌هـای سـرمایه‌گذاری واحدهای مینی LNG است که برای تعیین آن نیاز است قیمت تجهیزات آن برآورد شود. برای این کار بایستی ابتدا فرایند مایع سـازی مناسـب انتخاب گردد. پس از آن، هزینه‌های عملیاتی و سـایر هزینه‌های سـرمایه‌گذاری ازجمله مخازن و سیسـتم‌های تبدیـل مایـع به بخار تخمین زده می‌شـود. در ادامـه با توجه به در نظـر گرفتن بهـای گاز طبیعی و سـود حاصل از فـروش آن، سودآوری طرح و نرخ بازگشت سرمایه محاسبه خواهد شد.

در مطالعه‌ای که در خصوص تدوین نقشه راه توسعه فناوری مینـی LNG انجام‌گرفتـه اسـت دو فراینـد SMR و سـیکل انبسـاطی نیتروژن بـه خاطر مزایای آن‌هـا در مقیاس واحدهای مینی LNG موردتوجه قرارگرفته اسـت. در این پروژه به‌منظور کسـب اطلاعات شـرکت‌های مختلف در حـوزه فرآیند LNG و ارزیابی توان داخلی در خصوص طراحی و سـاخت سیستم‌های مینی LNG، اطلاعات شـرکت‌های فعـال در این حوزه و میزان

1. Open Rack
2. Submerged Combustion
3. Intermediate Fluid
4. N_2 Expansion Cycle
5. Single Mixed Refrigerant

توانمنـدی آن‌ها مورد ارزیابی قرارگرفته اسـت کـه نتایج آن در (جدول ۱) نشان داده‌شده است [۱۳].

جدول ۱. توانمندی شرکت‌های داخلی در هریک از فناوری‌ها در هر یک از سطح‌ها [۱۳]

فناوری	سطح توانمندی		
	طراحی مفهومی	طراحی پایه	طراحی تفصیلی
SMR	۶/۴۳	۶/۶۲	۸/۰۲
N_2-EXP	۶/۸۳	۷/۲۳	۸/۶۰

نتایـج ایـن ارزیابی حاکـی از آن اسـت که در هـردو فرآیند بررسی‌شـده بیشترین توانایی در سـطح تفصیلی دیده می‌شود. طراحـی پایه در مرحله بعدی قرار داشـته و پـس از آن طراحی مفهومـی قـرار دارد. همچنین مشـخص اسـت کـه جمع‌بندی مقادیـر تخصیـص داده‌شـده بـه فنـاوری N_2-EXP در تمامی سـطوح از فرآیند SMR بیشتر است و لذا میزان توانایی در این فرایند در کشـور بیشـتر خواهد بود. اطلاعات کاملی از جزییات این دو فرایند در مراجع موجود است [۱۴].

بر همین اساس در مطالعه حاضر برای برآورد قیمت سیستم مینی LNG، فرایند N_2-EXP مدنظر قرار می‌گیرد و تجهیزات موجود در این فرآیند مورد تخمین قیمت قرار می‌گیرند.

۳-۱. برآورد قیمت تجهیزات

۳-۱-۱. هزینه سرمایه‌گذاری ثابت

اصلی‌ترین تجهیزات برای فرآیند انتخاب‌شـده N_2-EXP که بایسـتی برآورد قیمت شـوند همان است که در (شکل ۱) آمـده اسـت، با این تفـاوت که بـه کامیون‌هـای حمل LNG نیازی نیسـت؛ زیـرا ماهیت پروژه اسـتفاده از واحدهای مینی LNG به‌منظـور پیک سـایی اسـت و انتقـال LNG برای آن مطرح نیسـت. با توجه به طبقه‌بنـدی برای ظرفیت واحدهای مختلـف LNG، در تحقیـق حاضـر ظرفیت ۳۰۰ تـن در روز برای واحد مینی LNG در نظر گرفته می‌شود تا بتوان برآورد قیمت‌ها را برای این ظرفیت انجام داد.

از آنجایی‌که در کشـور ما، شرکت‌های داخلی هنوز به توان کامل برای سـاخت تجهیزات واحدهای مینی LNG دستیابی نداشـته‌اند لذا نمی‌تـوان قیمت تجهیزات را به‌صـورت دقیق از تولیدکنندگان اسـتعلام گرفت، به همین دلیل برآورد هزینه‌ها از مطالعاتی که در سـایر کشـورها انجام‌گرفته اسـت استخراج می‌گردد. سـپس با اسـتفاده از شـاخص هزینه[1] قیمت‌ها برای شرایط فعلی بروز رسانی می‌گردد. شاخص هزینه ضریبی است برای یک‌زمان معین که نشان‌دهنده نسبت قیمت یک کالا در آن زمان به قیمت همان کالا در زمان مبناسـت. شـاخص‌های هزینـه را می‌توان بـرای تخمین کلی و عمومی بـکار برد و اگر تفـاوت زمانـی کمتر از ۱۰ سـال باشـد، شـاخص‌های معمول برآوردهای نسبتاً دقیقی به دست می‌دهند [۱۵]. یکی از منابع معتبر در زمینه‌ی ارائه این شاخص‌های هزینه، انجمن مهندسی شیمی آمریکا است که این اطلاعات را منتشر می‌نماید [۱۶].

بـر اسـاس اطلاعـات ارائه‌شـده توسـط تأمین‌کننـدگان و جمع‌آوری‌شـده از نشـریات، برای واحد مایع سـازی LNG با در نظـر گرفتن پیش‌تصفیه اسـتاندارد برای خوراک ورودی و بـدون در نظر گرفتن هزینه مخازن در گسـتره ظرفیت ۱ الی ۱۵ میلیـون فوت مکعب در روز (معـادل ۲۰ الی ۳۰۰ تن در روز)، هزینه سـرمایه‌گذاری ثابت[2] موردنیاز به‌طور تقریبی در گسـتره ۴ الـی ۲۷ میلیون دلار در سـال ۲۰۱۴ اسـت [۱۷]. در مطالعـه دیگـری در سـال ۲۰۱۴ در خصـوص هزینه‌های واحدهـای مینـی LNG، هزینه‌هـای سـرمایه‌گذاری کل در ظرفیت ۰/۰۵ تا ۱ میلیون تن در سال در حدود ۳۵۰ دلار به ازای هر تن در سـال (در کشور چین) و حتی تا حدود ۱۵۰۰ دلار به ازای هر تن در سـال (در اروپا و استرالیا) است. به‌طور میانگیـن هزینه‌هـای کل را در بازه ۴۰۰ الـی ۱,۲۰۰ دلار به ازای هـر تن در سـال بـرآورد می‌کننـد [۱۸]. از این هزینه‌ها حدود ۲۵ الی ۴۰ درصد مربوط به واحد مایع سازی است.

بـا توجه بـه اینکـه هزینه کل واحـد مایع سـازی به‌صورت یکجـا برآورد می‌گـردد، اجزای موجـود در (شـکل ۱) که لازم بـه در نظر گرفتن در تحقیق حاضر اسـت به‌صورت (جدول ۲) طبقه‌بندی‌شده است. در این جدول بر مبنای ظرفیت ۳۰۰ تن در روز بـرآورد قیمت‌هـا با در نظر گرفتن شـاخص هزینه برای اصلاح قیمت‌ها از سال ۲۰۱۴ به ژوئن ۲۰۱۹ انجام‌گرفته است.

بـرای بـرآورد قیمت مخـازن موردنیـاز با توجه بـه اینکه با ظرفیـت مخازن قیمت‌ها تغییر قابل‌ملاحظه‌ای دارد و تقریباً با افزایش ظرفیت مخـازن هزینه‌های سـرمایه‌گذاری به ازای هر مترمکعب کاهـش می‌یابد، مخـازن خودنگهدارنـده با ظرفیت ۲۰,۰۰۰ مترمکعـب در نظـر گرفتـه می‌شـود. هزینـه تقریبی احـداث این مخازن در بـازه ۱۵,۰۰۰ الـی ۳۰,۰۰۰ مترمکعب حدود ۱۰۰۰ الی ۱۳۰۰ دلار به ازای هر مترمکعب است [۱۷].

1. Cost Index (CI)
2. Capital Expenditure (CAPEX)

جدول ۲. برآورد قیمت تجهیزات واحد مینی LNG ظرفیت ۳۰۰ تن در روز با اصلاح شاخص هزینه

طبقه‌بندی	عنوان تجهیزات	برآورد قیمت (۲۰۱۹)
واحد مایع سازی	مبدل حرارتی صفحه پره کلد باکس کمپرسور کرایوژنیک توربواکسپندر نیتروژن پمپ انتقال LNG شیرهای تبریدی	۲۹ میلیون دلار
لوله‌کشی	لوله‌های عایق شده ثابت لوله‌های عایق شده انعطاف‌پذیر	۵ میلیون دلار
مخازن نگهداری	مخازن ذخیره تبریدی اتمسفریک مخازن ذخیره تبریدی تحت‌فشار	۲۱ میلیون دلار
سایر	ازجمله تبخیرکننده	۱۰ میلیون دلار
واحد پیش‌تصفیه تکمیلی (در صورت نیاز)	تجهیزاتی علاوه بر واحدهای حذف جیوه، آمین، غربال مولکولی[1]	۲۰ میلیون دلار
	جمع	۸۵ میلیون دلار

برای تحقیق حاضر، با توجه به اینکه در داخل کشور شرکت‌های سازنده مخازن کرایوژنیک، امکان ساخت را دارند کف قیمت برآوردی یعنی ۱۰۰۰ دلار به ازای هر مترمکعب و مخزن با ظرفیت ۲۰,۰۰۰ مترمکعب در نظر گرفته می‌شود. این مقدار با در نظر گرفتن اصلاح شاخص هزینه در (جدول ۲) آمده است.

روش دیگری که برای برآورد کل هزینه‌های نصب‌شده استفاده می‌شود دو برابر نمودن مقادیر هزینه سرمایه‌گذاری ثابت است. با این روش برای ظرفیت ۳۰۰ تن در روز کل سرمایه‌گذاری حدود ۵۳ میلیون دلار در سال ۲۰۱۴ است که با اصلاح شاخص هزینه حدود ۵۵/۷ میلیون دلار در سال ۲۰۱۹ خواهد شد. این مقدار با عدد جمع در (جدول ۳) (بدون در نظر گرفتن تبخیرکننده و پیش‌تصفیه تکمیلی) مطابقت دارد.

هزینه‌های برآورد شده تا اینجا برای شرایط خوراک ورودی معمولی (ناخالصی‌های کم) با پیش‌تصفیه استاندارد است. درصورتی‌که خوراک ورودی نیاز به پیش‌تصفیه داشته باشد، هزینه‌های سرمایه‌گذاری این بخش نیز به سرمایه‌گذاری‌ها افزوده می‌گردد. میزان این هزینه‌ها به اجزای خوراک ورودی و کیفیت LNG تولیدی بستگی خواهد داشت. در صورت نیاز به واحد پیش‌تصفیه تکمیلی، برای یک واحد مینی LNG با ظرفیت ۳۰۰ تن در روز این میزان سرمایه‌گذاری حدود ۱۹ میلیون دلار (۲۰۱۴) تخمین زده می‌شود [۱۷].

۳-۱-۲. هزینه‌های عملیاتی

به‌غیراز هزینه‌های تعمیرات و نگهداری، هزینه‌های عملیاتی[2] یک واحد مایع سازی مینی LNG عمدتاً با مصرف برق آن تعیین می‌گردد. البته سایر هزینه‌های عملیاتی نیز بایستی در نظر گرفته شوند که در بخش بعد تخمینی از کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری عملیاتی ارائه گردیده است. بر طبق اطلاعات جمع‌آوری‌شده از منابع، مصرف برق یک واحد مایع سازی مینی LNG با ظرفیت ۱ الی ۱۵ میلیون فوت مکعب در روز در حدود ۰/۷ الی ۱/۱ کیلو وات ساعت به ازای هر کیلوگرم LNG تولیدشده است [۱۷].

بر این اساس در ظرفیت ۳۰۰ تن در روز (۱۵ میلیون فوت مکعب در روز) عدد ۰/۵ کیلووات ساعت بر کیلوگرم قرائت می‌گردد. با احتساب ظرفیت مبنای پروژه، مصرف برق تقریباً ۶۲۵۰ کیلو وات خواهد بود. با توجه به مصوبه وزارت نیرو در حوزه مصارف صنعتی [۱۹]، نرخ هر کیلو وات حدود ۷۰,۰۰۰ ریال در نظر گرفته می‌شود. درنهایت هزینه برق واحد مینی LNG معادل ۴۳۷,۵۰۰,۰۰۰ ریال تعیین می‌گردد. با توجه به اینکه ارقام در

1. Molecular Sieves
2. Operating Cost

پروژه حاضر بر مبنای دلار ارائه می‌گردد، با نرخ حدود ۲۸۰,۰۰۰ ریال به ازای هر دلار، مبلغ مصرف برق معادل ۱,۵۶۲ دلار تعیین می‌شود. روشن است با توجه به اینکه ظرفیت به‌صورت روزانه در نظر گرفته شـد برای تبدیل هزینه سالانه برق مصرفی، بایستی ارقام ارائه‌شـده را در سـال محاسـبه کـرد. درنتیجـه هزینه برق مصرفی سالانه ۵۷۰,۱۳۰ دلار خواهد بود.

نکته قابل‌توجه این اسـت که با توجه به هزینه پایین انرژی در ایران، هزینه عملیاتی محاسبه‌شده، عدد قابل‌توجهی نیست. برای مقایسـه می‌توان از هزینه انرژی در سایر کشورها استفاده نمـود. به‌طـور مثـال در آمریکا در ایـالات مختلـف [۲۰]، بهای انرژی به‌طور میانگین مقدار ۱۵/۵ سـنت بـه ازای هر کیلو وات سـاعت اسـت که این مقـدار حـدود ۴۳,۴۰۰ ریال بـه ازای هر کیلو وات سـاعت می‌شود. اگر هزینه بیشـترین بهای انرژی در اوج بـار حدود ۱۵۰۰ ریال به ازای هر کیلو وات سـاعت باشـد، تقریباً بهای انرژی در آمریکا حدود ۲۹ برابر خواهد بود. درنتیجه هزینه برق مصرفی سالانه واحد موردنظر در آمریکا حدود ۱۶/۵ میلیون دلار خواهد شد.

۳-۲. سرمایه‌گذاری کل

سـرمایه موردنیاز بـرای تولید و احداث یـک واحد صنعتی، سرمایه‌گذاری ثابت[1] (FCI) و سرمایه موردنیاز برای عملیات و کارکرد واحد، سرمایه‌گذاری عملیاتی[2] (WC) نامیده می‌شود. مجموع FCI و WC سرمایه‌گذاری کل[3] (TCI) نام دارد [۱۵]. سـرمایه‌گذاری ثابت به موارد گوناگونی تقسـیم می‌شود که در (جدول ۳) این موارد در نظر گرفته‌شده‌اند.

جدول ۳. برآورد هزینه‌های سرمایه‌گذاری ثابت (FCI)

اجزاء	درصد انتخابی از FCI	درصد نرمال شده	هزینه برآورد شده با واحد پیش‌تصفیه تکمیلی	هزینه برآورد شده بدون واحد پیش‌تصفیه تکمیلی
تجهیزات خریداری‌شده	۴۰	۴۴	۸۵ میلیون دلار	۶۵ میلیون دلار
لوله‌کشی	۱۵	۱۶/۵	با توجه به (جدول ۲)	با توجه به (جدول ۲)
ابزار دقیق	۱۰	۱۱		
نصب تجهیزات	۸	۸/۷	۱۰/۳	۷/۹
ساختمان‌ها	۱	۱/۱	۱/۳	۱
زمین	۱	۱/۱	۱/۳	۱
مهندسی و نظارت	۶	۶/۶	۷/۸	۶
هزینه‌های قانونی	۲	۲/۲	۲/۶	۲
حقوق پیمانکاران	۲	۲/۲	۲/۶	۲
هزینه‌های پیش‌بینی‌نشده	۶	۶/۶	۷/۸	۶
جمع کل	۹۱	۱۰۰	۱۱۸/۷ میلیون دلار	۹۰/۹ میلیون دلار

سرمایه‌گذاری عملیاتی در واحدهای مختلف حدود ۱۰ الی ۲۰ درصد از سـرمایه‌گذاری کل را بـه خود اختصاص می‌دهد. بـا توجه بـه اینکـه به‌طورکلی هزینـه سـرمایه‌گذاری مجموع هزینه‌هـای سـرمایه‌گذاری ثابـت و سـرمایه‌گذاری عملیاتـی اسـت و بـا در نظر گرفتن سـرمایه عملیاتی معـادل ۱۰ درصد سرمایه‌گذاری کل، خواهیم داشت:

$$TCI = FCI + WC = FCI + 0.1TCI \quad (۱)$$

درنتیجـه با داشـتن FCI معـادل ۱۱۸/۷ میلیـون دلار و یا ۹۰/۹ میلیون دلار به ترتیب برای دو حالت با واحد پیش‌تصفیه تکمیلی خوراک و بدون آن، هزینه کل سرمایه‌گذاری به ترتیب ۱۳۱/۸ میلیون دلار و ۱۰۱ میلیون دلار تخمین زده می‌شود.

۴. نتایج و بحث

هزینه‌هـای سـرمایه‌گذاری در دو حالـت بـا و بـدون واحد پیش‌تصفیه تکمیلی تفاوت نسبتاً زیادی را نشان می‌دهد. برای تعیین نیاز به این واحد باید در خصوص شـرایط گاز ورودی به واحد مینی LNG و واحدهای استاندارد پیش‌تصفیه اطلاعاتی ارائه گردد.

گاز ورودی به واحد مایع سـازی بایسـتی دارای میزان آب

1. Fixed capital investment
2. Working capital
3. Total capital investment

کمتـر از ppmv ۰/۱، دی‌اکسـید کربن کمتـر از ppmv ۵۰ و سـولفید هیدروژن کمتر از ppmv ۴ باشـد تا در مبدل‌های سردکننده یخزدگی اتفاق نیفتد.

مواردی که تحت عنوان پیش‌تصفیه استاندارد مدنظر است واحدهـای حذف جیـوه، گازهای اسـیدی و بخار آب اسـت. با توجه به اینکه عمده گاز اسـتان خراسـان رضوی از پالایشـگاه خانگیـران سـرخس تأمیـن می‌شـود، بـر اسـاس اطلاعـات کسب‌شـده از آنالیـز گاز ایـن پالایشـگاه [۲۱] و ایـن مطلـب که هر سـه واحد حـذف جیوه، بخار آب و گازهای اسـیدی در محاسـبات واحد پیش‌تصفیه اسـتاندارد لحاظ گردیده اسـت، نیازی به واحد پیش‌تصفیه تکمیلی نیست.

۱-۴. ارزیابی فنی و اقتصادی

در بخش ۲-۱ اشـاره شـد که نسبت حجم LNG به حجم گاز طبیعـی ۱ به ۶۰۰ اسـت. همچنین ظرفیـت مخازن برای انجام محاسـبات اقتصادی معـادل ۲۰،۰۰۰ مترمکعب LNG در نظـر گرفته شـد؛ بنابراین حجم گاز طبیعی قابل‌دسـتیابی در مخـازن واحد مینی LNG پیشـنهادی، حدود ۱۲ میلیون مترمکعب خواهد بود.

بـرای یک نیروگاه در اسـتان که اختـلاف میانگین مصرف روزانه آن در شش‌ماهه اول و دوم آن ۴/۷۶ میلیون مترمکعب اسـت می‌توان گفت گاز طبیعی قابل‌دسـتیابی ذخیره‌شده در مخازن LNG، بـرای کارکرد نیروگاه با ظرفیت کامل به مدت ۲/۵ روز جوابگو اسـت. بدیهی اسـت اگر نیروگاه لازم نباشد با حداکثـر ظرفیت بـه تولید برق خود ادامه دهـد این تعداد روز افزایش می‌یابد و یا می‌توان در صورت نیاز مخازن بیشـتری را احداث نمود تا بتوان افزایش میزان مصرف را در نظر گرفت.

ضمناً بـا توجه به ظرفیـت واحد مینی LNG پیشـنهادی (۳۰۰ تـن در روز) و چگالی LNG ۰/۴۲ g/cc، می‌توان گفت ظرفیـت تولیـدی واحد پیشـنهادی حـدود ۷۱۴/۳ مترمکعب در روز LNG اسـت. با ایـن توضیحات برای پر شـدن مخازن ۲۰،۰۰۰ مترمکعبی در نظر گرفته‌شـده، حـدود ۲۸ روز زمان نیـاز اسـت؛ و عمـلاً حداقل یک ماه قبل از شـروع فصل سـرد بایسـتی واحد مینـی LNG راه‌اندازی شـده و مخـازن آن پر شوند.

در انتها در ایـن بخش برای در نظر گرفتن جنبه اقتصادی طـرح، جـدای از اهمیت‌هـای اسـتراتژیکی و جلوگیـری از آلایندگـی، میـزان درآمد حاصل از اجرای ایـن طرح به‌صورت زیر ارائه می‌شود.

فرض کنیم درصورتی‌که گاز واحدها در فصول سرد به‌اندازه کافی تأمین نشـود و واحدهـای نیروگاهی بـه دلایلی از قبیل آلایندگی هوا مجاز به استفاده از سوخت جایگزین نباشند، در ایـن صورت ظرفیـت تولید برق نیروگاه‌ها کاهـش پیدا خواهد کرد. در این قسـمت ضرر ناشـی از افت تولید برق تخمین زده می‌شـود که بتواند به‌عنوان معیاری بـرای تصمیم‌گیری لحاظ شود.

بـا توجـه اختـلاف مصـرف گاز نیـروگاه فـرض شـده در شـش‌ماهه اول و دوم، افـت تولیـد نیـروگاه ۱۱۸۰ مـگاوات خواهـد بـود. با توجه بـه اینکه واحد مینی LNG پیشـنهادی بـا این حجم از مخـازن می‌تواند بـرای ۲/۵ روز و یا معادل ۶۰ سـاعت گاز طبیعی مصرفی نیـروگاه را تأمیـن نماید، می‌توان گفت حدود ۷۰،۸۰۰ مگاوات سـاعت انرژی تولید خواهد شد. بـا توجه بـه اینکه متوسـط قیمت بـرق در ایران حـدود ۷۰۰ ریال به ازای هر کیلووات سـاعت اسـت (قیمـت برق صادراتی به کشـورهای همسایه در حدود ۸ سـنت به ازای هر کیلووات سـاعت اسـت)، می‌توان گفـت در ۲/۵ روز ارزش برق تولیدی چیـزی در حدود ۱۷۷ هـزار دلار خواهد بود. درصورتی‌که این بـرق به صـادرات برسـد ارزش آن حـدود ۵/۶۶ میلیـون دلار خواهد شـد. روشـن اسـت که بخشـی از این مبلغ هزینه‌های تولید برق است که بایسـتی در نظر گرفته شود که تحلیل آن نیازمند انجام پژوهش دیگری است. با یک محاسبه سرانگشتی می‌توان فرض کـرد درصورتی‌که برق تولیدشـده در ایام پیک بـه صادرات برسـد و نیمی از ارزش فروش آن سـود باشـد، به ازای ۲/۵ روز چیزی در حدود ۲/۸۳ میلیون دلار درآمد ایجاد خواهد شد.

۵. نتیجه‌گیری

با توجه به اهمیت تأمین گاز طبیعی برای مصرف‌کننده‌های عمده اسـتان در فصول سـرد و مواقـع پیک، در پـروژه حاضر پـس از مطالعـه واحدهـای مختلـف LNG و مینـی LNG، بیشـترین ظرفیـت واحد مینـی LNG (ظرفیـت ۳۰۰ تن در روز) به‌عنـوان ظرفیت مبنـا موردمطالعه قرار گرفـت. از میان سیکل‌های سردسازی، با توجه به دانش فنی بیشتر در سیکل انبسـاطی نیتـروژن در کشـورمان، ایـن فرآینـد مایـع سـازی پیشنهاد می‌شـود. هزینه تجهیزات برای دو حالت دارای واحد پیش‌تصفیـه تکمیلـی و بـدون آن بـرآورد گردید. بـا توجه به کیفیـت گاز موجود در اسـتان بـه واحـد پیش‌تصفیه تکمیلی نیاز نیسـت و لذا بـرآورد قیمت تجهیزات واحـد مینی LNG مذکور چیـزی در حدود ۶۵ میلیون دلار بـرآورد گردید. با در

نظر گرفتن هزینه‌های عملیاتی معادل ۱۰ درصد از هزینه‌های سرمایه‌گذاری کل، حجم سرمایه‌گذاری کل برای واحد مینی LNG با ظرفیت مذکور چیزی در حدود ۱۰۱ میلیون دلار برآورد گردید.

نتایج ارزیابی فنی نشان می‌دهد که حدود ۲۸ روز زمان نیاز است تا مخازن ۲۰،۰۰۰ مترمکعبی واحد مینی LNG پیشنهادی پر شوند و این میزان گاز طبیعی مایع‌شده می‌تواند جوابگوی مصرف ۲/۵ روزه (۶۰ ساعته) نیروگاه فرض شده باشد به‌طوری‌که نیروگاه با تمام ظرفیت خود به تولید ادامه دهد. درصورتی‌که نیاز باشد تعداد روز بیشتری برای تأمین گاز طبیعی این واحد در نظر گرفته شود نیاز است مخازن نگهداری بزرگ‌تری احداث شوند. حجم سرمایه‌گذاری مخازن در مقیاس مبنا حدود ۲۱ میلیون دلار برآورد شده است و اگر نیاز باشد مخازن بزرگ‌تر شوند و بتوانند برای مصرف روزهای بیشتری از نیروگاه‌ها قابل ذخیره‌سازی باشند میزان سرمایه‌گذاری بیشتر خواهد شد. درصورتی‌که مخازن ۱/۵ برابر مقدار مبنا در نظر گرفته شوند می‌توانند ۹۰ ساعت (کمتر از ۴ روز) گاز طبیعی مایع‌شده ذخیره نماید. در این صورت سرمایه‌گذاری موردنیاز ۱۰ میلیون دلار افزایش می‌یابد. بالطبع زمان موردنیاز برای پر شدن مخازن نیز از ۲۸ روز به ۴۲ روز افزایش می‌یابد.

در انتها فرض شد که در زمان‌های پیک واحد نتواند از سوخت جایگزین استفاده کند و یا مجاز به استفاده از آن نباشد. در این حالت فرض شد واحد مینی LNG موردنیاز را برای نیروگاه در مدت ۶۰ ساعت تأمین کند و برق تولیدی به صادرات برسد، چیزی در حدود ۲/۸۳ میلیون دلار به ازای ۶۰ ساعت درآمد حاصل خواهد شد. در این صورت اگر فقط یک سیکل ۲/۵ روزه در سال بخواهد برای تأمین گاز این واحد پیشنهاد شود سودآوری این پیشنهاد به لحاظ اقتصادی قابل‌قبول نخواهد بود چراکه نرخ بازگشت سرمایه در حدود ۳۵ سال خواهد شد. مگر اینکه دلایل استراتژیکی و بحث زیست‌محیطی مدنظر قرار گیرد.

از طرف دیگر افزایش ظرفیت مخازن ذخیره‌سازی می‌تواند به‌عنوان راهکاری برای افزایش مدت‌زمان استفاده در شرایط پیک باشد. همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، افزایش ظرفیت مخازن علاوه بر اینکه حجم سرمایه‌گذاری موردنیاز را افزایش می‌دهد، زمان موردنیاز برای شارژ مخازن را نیز افزایش می‌دهد که با توجه به ظرفیت واحدهای مینی LNG مطلوب نیست.

درصورتی‌که فرض شود واحد مینی LNG با شرایط ذکرشده از ابتدای شهریورماه شروع به شارژ LNG در مخازن می‌نماید، در این صورت در ابتدای فصل پاییز با مخازن پر آماده رویارویی با شرایط پیک فصلی خواهد بود. اگر شرایط پیک در انتهای آبان ماه رخ دهد و با استفاده از گاز ذخیره‌شده در مخازن بتوان از پیک آبان ماه عبور کرد، در این حالت حدود ۲۸ روز زمان نیاز است تا دوباره مخازن از گاز طبیعی مایع‌شده پر شوند. روشن است اگر شرایط سرما حاکم باشد، ممکن است به دلیل افت فشار گاز، این مدت بیشتر نیز باشد. بایستی این نکته را نیز مدنظر قرارداد که با فرض فوق اگر در آذرماه پیک اتفاق بیفتد و نیروگاه با افت فشار گاز مواجه شوند گاز طبیعی مایع‌شده در مخازن شارژ نشده‌اند و امکان تأمین گاز برای نیروگاه وجود ندارد.

در انتها خوش‌بینانه‌ترین حالت این است که فرض شود در انتهای هرماه یک پیک اتفاق بیفتد و با شروع ماه بعد مخازن در حال شارژ شدن از LNG باشد و دوباره در انتهای ماه پیک اتفاق بیفتد. در این حالت واحد مینی LNG با ظرفیت در نظر گرفته‌شده می‌تواند ۵ پیک در شش‌ماهه دوم را در هرسال پاسخگو باشد. بر طبق برآورد ارزش کل این ۵ پیک چیزی در حدود ۲/۷۵ میلیون دلار برق صادراتی خواهد بود. در این حالت نرخ بازگشت سرمایه حدود ۷ سال خواهد شد که بازهم به لحاظ اقتصادی مطلوب نیست.

مراجع:

[۱]. بیات، علیرضا، یوسفیان، حامد، نگاهی بر چرخه و فرایندهای تولید LNG با تأکید بر مخازن نگهداری، دومین کنفرانس بین‌المللی صادرات گاز ایران، تهران، (۱۳۸۷).

[۲]. رحیمی، غلامعلی، نگاهی به صنعت LNG در جهان، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، (۱۳۸۶).

[۳]. خطیب، محمدعلی، جبینی اصلی، رؤیا، بررسی اقتصادی مایع سازی گاز طبیعی جهت پیک سایی (اوج زدایی) در شبکه انتقال گاز ایران، فصلنامه علوم اقتصادی، سال چهارم، شماره ۱۳، زمستان، ۶۱-۷۵، (۱۳۸۹).

[۴]. رحیمی، غلامعلی، علوی، مهدیه، بررسی مقایسه‌ای تکنولوژی‌های مایع سازی گاز طبیعی، بررسی مسائل اقتصاد انرژی، سال اول، شماره ۲، (۱۳۸۷).

[5]. McGinnis, D. Overview of LNG in the

United States, Natural Gas Conference, Louisiana State University, (2003).

[6]. Fesharaki, F., Brown, J., Fesharaki, Sh., Hosoe, T. Evaluating Liquefied Natural Gas (LNG) Options for the State of Hawaii, (2007).

[7]. Finn, A.J., Johnson, G.L., Tomlinson, T.R. Developments in natural gas liquefaction, Hydrocarbon processing, Vol. 78, No.4, (1999).

[8]. Coyle, D., Patel, V. Processes and Pump Services in the LNG Industry, Proceeding of the twenty-second international pump users symposium, 179-185, (2005).

[9]. Foss, M. M., LNG Safety and Security, Conference Proceedings - AIChE Spring National Meeting and 5th Global Congress on Process Safety, (2009).

[10]. Case Study: Design and analysis of above-ground full containment LNG storage tanks - https://www.lusas.com/case/civil/lng_tank_design.html

[11]. International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), The LNG process chain, Information Paper No. 2.

[۱۲]. کلهرزاده، مسعود، بازیافت انرژی سیستم LNG در زمان تبدیل دوباره آن به گاز، دانشگاه صنعتی شاهرود، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، (۱۳۹۳).

[۱۳]. گروه مشاوران مدیریت توسعه عمید، تدوین سند راهبرد ملی و نقشه راه توسعه فناوری Mini LNG، شرکت ملی گاز ایران، مدیریت پژوهش و فناوری، (۱۳۹۳).

[14]. www.gasprocessingnews.com/features/201404/optimize-small-scale-lng-production-with-modular-smr-technology.aspx.

[15]. Peters, M., Klaus Timmerhaus, Ronald West, Plant Design and Economics for Chemical Engineers, 5th Edition, McGraw-Hill Chemical Engineering Series, (2002).

[16]. www.chemengonline.com/pci-home

[17]. Tractebel Company, Mini/Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas, Word Bank Group, Energy & Extractives, (2015).

[18]. International Gas Union, Small Scale LNG, Program Committee D3, 2012 – 2015 Triennium Work Report, (2015).

[19]. www.bahaye_bargh.tavanir.org.ir

[20]. www.chooseenergy.com/electricity-rates-by-state/

[21]. www.khangiran.com/Pages/Gas-Analysis.aspx

Technical and Economic Feasibility Study of Constructing a Mini LNG Unit to Supply Gas for Major Consumers in Khorasan Razavi Province During Peak Times

Hojjat Banazadeh, Hamid Reza Afshoun, Mohammad Reza Moradi*

Research and Technology Division, Khorasan Razavi Province Gas Company, 9185837755, Mashhad, Iran

*Corresponding Author, Email Address: mhz.moradi@gmail.com

Abstract

In the present study, brief review of the introduction of LNG, processes and equipment for its production and conversion to gas were done. Then mini LNG units were introduced and its maximum capacity (300 tons/day) was selected as the base unit. In the economic section, based on the selected scale and selection of the liquefaction process by the nitrogen expansion cycle method, price of the equipment was estimated and then updated according to the cost index for 2019. After that, the fixed and operating investment costs and finally total investment were estimated. According to assessments, the investment cost of the mini LNG unit with a capacity of 300 tons/day and a volume of 20,000 m^3 of tanks is estimated at 101 MMUSD. Based on the calculations and according to the capacity of the proposed storage tanks and the consumption of a power plant, this mini LNG unit can supply gas for power plant for 60 hours of operation at its maximum power generation capacity. With the assumptions used for the price of electricity generated at peak times, the rate of return on investment was calculated and finally, based on the technical and economic evaluation, the feasibility of implementing this project was investigated.

Keywords: *Mini LNG unit, Peak shaving, Technical feasibility, Economic calculations*