فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال بیستم / شماره ۸۲/ پاییز ۱۴۰۳ / صفحات ۲۳۵-۲۱۱

ارزیابی اقتصادی واردات LNG جهت جایگزینی مصرف نیروگاه‌های تولید برق با مصرف گازوئیل و نفت کوره

محمدصادق جوکار[۱]

عضو هیات علمی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

ms.jokar@yahoo.com

محمدحسین گلشن

پژوهشگر پژوهشکده اقتصاد انرژی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

golshanhosein@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۴/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۵/۲۱

چکیده

کشور ایران علیرغم داشتن سهم بالایی از ذخایر گاز طبیعی دنیا، دچار ناترازی عرضه و تقاضای گاز طبیعی، در طی سال و علی الخصوص در فصول سـرد سال شده است. این مسئله مشکلات زیادی را برای تأمین سوخت صنایع کشور و به ویژه بخش نیروگاهی پدید آورده است که با توجه به وابستگی بالای بخش‌های مختلف اقتصاد کشور به گاز طبیعی، فارغ از مسائل اقتصادی، امنیت انرژی کشور را دچار مخاطره خواهد کرد. در سالیان اخیر بخش نیروگاهی به جهت مقابله با این مشکل و تامین سوخت واحدهای عملیاتی، به استفاده از سوخت‌های مایع نظیر نفت کوره و گازوئیل روی آورده که این موضوع با توجه به عدم طراحی نیروگاه بر مبنای این سوخت‌ها و همچنین آلایندگی آن‌ها، موجب زیان هم برای خود نیروگاه و هم برای کل کشور شده است. یکی از این راه‌های قابل بررسی برای حل این مشکل، استفاده از واردات گاز طبیعی مایع شده (LNG) و ذخیره‌سازی آن است که می‌تواند به تامین پایدار سوخت برای استمرار فعالیت نیروگاه‌ها کمک شایانی نماید. در این پژوهش، واردات گاز طبیعی مایع شده (LNG)، جهت جایگزینی مصرف نیروگاه‌های تولید برق با مصرف گازوئیل و نفت کوره طی ۲۰ سال، مورد بررسی و مطالعه فنی و اقتصادی قرار گرفته است. نتایج پژوهش حاکی از آن است که جایگزینی LNG با گازوئیل و نفت کوره، علاوه بر کاهش انتشار دی اکسید کربن و آثار مخرب زیست محیطی، منجر به افزایش سودآوری و بهره وری در این صنعت می‌شود.

طبقه‌بندی JEL: P۲۸, L۷۱, H۴۳, E۳,O۱۳.

کلیدواژه‌ها: ارزیابی اقتصادی، گاز طبیعی مایع شده ((LNG، FSRU، مازوت، گازوئیل، نیروگاه.

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۱- مقدمه

گاز طبیعی به عنوان سوخت اصلی مورد استفاده در صنایع، به ویژه بخش نیروگاهی، نقش مهمی در تامین انرژی کشور دارد. این سوخت به دلیل مزایای اقتصادی و زیست محیطی فراوان، طی سالیان گذشته توانسته است سهم خود را در سبد مصرف انرژی کشور افزایش داده به گونه‌ای که هم اکنون بیش از ۷۰ درصد انرژی مورد نیاز کشور از طریق گاز طبیعی تامین می‌گردد. (Mansour Khalili Araghi et al. ۲۰۱۳).

از سوی دیگر با توجه به مصرف غیر بهینه گاز طبیعی در بخش‌های مختلف، علیرغم تلاش‌های صورت گرفته جهت تولید حداکثری و تامین کامل گاز مورد نیاز کشور، تراز مصرف گاز در بعضی فصول منفی شده و تداوم وضعیت فعلی منجر به پیشی گرفتن تقاضای مصرف گاز از عرضه طی سالیان آینده خواهد شد. همچنین اعمال محدودیت در مصرف گاز برخی از بخش‌های مصرف کننده از سال‌های اخیر شروع شده که منجر به زیاندهی صنایع در بخش‌های دولتی و خصوصی شده است. با ادامه روند فزاینده مصرف انرژی، در چند سال آینده این روند تشدید شده و کشور برای تامین نیازهای داخلی و انجام تعهدات صادراتی گاز به کشورهای همسایه با مشکل مواجه خواهد شد. به طور کلی مصرف گاز طبیعی در کشور در بخش‌های خانگی، تجاری، نیروگاه و صنعت دارای رشدی نامتعارف می‌باشد و این مساله علاوه بر هزینه‌های اقتصادی می‌تواند منجر به بحران‌های سیاسی و اجتماعی شود.

طی سالیان اخیر در مواجهه با ناترازی گاز، سیاستگذاران عمدتاً اقدام به قطع گاز صنایع در مواقع ناترازی نموده اند. اما در مقابل بخش نیروگاهی جهت رفع این مشکل، به جایگزینی نفت کوره و گازوئیل به عنوان سوخت مصرفی به جای گاز طبیعی روی آورده است، که این موضوع موجب اختلال و زیان نیروگاه‌ها و متعاقباً برای کل کشور شده است.

راه حل‌های مختلفی برای حل این موضوع توسط کارشناسان ارائه شده که هر یک خود نیاز به مطالعه دقیق دارد، چرا که نیازمند زیر ساخت جدید و تحلیل هزینه فایده برای تولید کننده و دولت می‌باشد. یکی از راهکارها برای حل مشکلات مذکور، استفاده از گاز طبیعی مایع شده[۱](LNG) وارداتی و ذخیره‌سازی LNG است که اخیراً برای اولین بار در کشور در مراحل راه اندازی است.

۱. Liquefied natural gas

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

در سال‌های اخیر، سهم تجارت بین‌المللی LNG به طور مداوم افزایش یافته و LNG به ابزار مهم امنیت انرژی تبدیل شده است. زنجیره تامین سنتی LNG، شامل استخراج گاز طبیعی، مایع سازی، حمل و نقل، ذخیره‌سازی و تبدیل مجدد به گاز است. راه کار عملی برای انتقال گاز طبیعی (NG) از طریق حمل و نقل دریایی، مایع سازی آن می‌باشد، که این فرایند با خنک کردن گاز طبیعی تا ۱۶۲- درجه سانتیگراد در فشار اتمسفر انجام می‌شود. LNG پس از ورود به بازار مقصد برای توزیع و مصرف، مجدداً به حالت گازی تبدیل می‌شود.

در این پژوهش، به ارزیابی اقتصادی وارادت LNG جهت جایگزینی مصرف نیروگاه‌ها در مقایسه با مصرف گازوئیل و نفت کوره پرداخته شده است.

۲- بررسی مطالعات پیشین

با توجه به مزایای گاز طبیعی مایع شده LNG از جمله کاهش حجم بسیار زیاد گاز طبیعی، امکان ذخیره‌سازی برای مصارف فصلی، امکان ارسال گاز به فواصل دور دست، کاهش مشکلات زیست محیطی و تکنولوژی غیر پیچیده، استفاده از این سوخت در سال‌های اخیر، به طور قابل توجه در سبد انرژی کشورها افزایش یافته است. همچنین استفاده از LNG به عنوان سوخت نیروگاه‌ها در بعضی کشورها نظیر ژاپن، کره جنوبی، چین و آمریکا سال هاست که مورد استفاده قرار می‌گیرد. علیرغم انجام مطالعات بسیار در رابطه با ارزیابی اقتصادی در زمینه واردات و صادرات LNG و مقایسه آن با سایر فراورده‌ها و همچنین واحدهای ذخیره‌سازی آن، مطالعات محدودی در زمینه ارزیابی اقتصادی استفاده از LNG به عنوان سوخت نیروگاه‌ها شده است.

۲-۱- مطالعات انجام شده داخلی

رهبر و رام (۱۳۸۶)، به مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله وLNG، با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی پرداخته‌اند. نتایج نشان می‌دهد که اختصاص گاز به بخش پتروشیمی می‌تواند ارزش افزوده ی‌بالاتری ایجاد کند، همچنین صادرات گاز از دو طریق خط لوله وLNG نیز از توجیه اقتصادی برخوردار است.

خلیلی عراقی و همکاران (۱۳۸۷)، به بررسی اقتصادی تولید گاز طبیعی مایع شده پرداختند. این پژوهش بیانگر اجرای کاملاً اقتصادی طرح بود. به علاوه نتایج

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

حاکی از سودآوری مطلوب و نرخ بازدهی بالای طرح داشت. در تحلیل حساسیت، حساس‌ترین پارامتر در این‌پروژه، قیمت فروشLNG با رابطه‌ی مستقیم و پس از آن هزینه‌ی سرمایه با رابطه‌ی معکوس تشخیص داده شده است.

خراسانی و همکاران(۱۳۹۴)، در مطالعه‌ای به مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات LNG و GTL برای ایران پرداختند. نتایج این پژوهش نشان داد که استفاده از هر دو فناوری توجیه داشته و کاهش‌هزینه‌ی‌سرمایه‌ای وهزینه‌ی‌عملیاتی و افزایش درآمد فروش، سودآوری پروژه را بیش‌ترخواهد کرد. به علاوه پروژه صادراتGTL نسبت به‌پروژه صادرات LNG از توجیه اقتصادی بالاتری برخوردار است.

رحیمی و دهقانی (۱۳۹۷)، در مقاله‌ای با عنوان «ترمینال‌های دریایی واردات LNG، چالش‌ها و فرصت ها»، به بررسی انواع ترمینال‌های دریایی واردات LNG، وضعیت موجود ترمینال‌های شناور در حال بهره برداری، ترمینال‌های شناور از رده خارج شده، واحدهای شناور ذخیره‌سازی LNG-FSRU[1]، واحدهای در حال ساخت و تامین کنندگان و مالکان واحدهای شناور پرداختند و در نهایت با استفاده از تحلیل SWOT[2] به بیان نقاط قوت، ضعف، فرصت‌ها و تهدیدها برای ترمینال‌های شناور FSRU، پرداختند.

بنازاده و همکاران (۱۴۰۱)، به بررسی امکان سنجی فنی و اقتصادی احداث واحد مینی LNG جهت تامین گاز مصرف کننده‌های عمده استان خراسان رضوی در زمان‌های پیک مصرف پرداختند. بنا به ارزیابی انجام شده، هزینه سرمایه گذاری واحد مینی LNG، با ظرفیت تولید ۳۰۰ تن در روز و با حجم مخازن ۲۰۰۰۰ متر مکعب، معادل ۱۰۱ میلیون دلار برآورد شد. همچنین براساس محاسبات این پژوهش و ظرفیت مخازن نگهداری پیشنهادی و میزان مصرف یک نیروگاه، این واحد مینی LNG می‌تواند گاز مورد نیاز برای ۶۰ ساعت کارکرد در حداکثر ظرفیت تولید برق آن را تامین نماید. با این فرضیات و لحاظ نمودن خوش بینانه ترین حالت، نتایج طرح بیانگر عدم توجیه اقتصادی مطلوب با توجه به نرخ بازگشت سرمایه ۷ سال، در خوشبینانه ترین حالت است.

۱. Floating Storage Regasification Unit

۲. Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۲-۲- مطالعات انجام شده خارجی

فادکه[۱] (۲۰۰۱) در مقاله‌ای با عنوان « اقتصاد مشکوک تولید برق مبتنی برLNG : نیاز به تجزیه و تحلیل دقیق» به استفاده از LNG برای نیروگاه‌های تولید برق پرداخته و مزایا و معایب به کارگیری آن را بیان می‌کند. نتایج این پژوهش بیان می‌کند که نیروگاه‌های مبتنی بر گاز طبیعی مایع شده از نظر زیست‌محیطی مزایای قابل توجه، اما از نظر اقتصادی نیاز به بررسی‌های دقیق‌تری دارند. در بسیاری از موارد، تولید برق با استفاده از زغال‌سنگ ارزان‌تر از گاز طبیعی مایع شده است. همچنین، قیمت گاز طبیعی مایع شده ناپایدارتر از زغال‌سنگ است که می‌تواند به نوسانات هزینه‌های تولید برق منجر شود. استفاده گسترده از گاز طبیعی مایع شده می‌تواند وابستگی به واردات را افزایش دهد که این موضوع از نظر استراتژیک مخاطره‌آمیز است. بنابراین، هرچند گاز طبیعی مایع شده نسبت به زغال‌سنگ مزایای زیست‌محیطی دارد، اما هزینه‌های اقتصادی آن باید به دقت بررسی شود تا تصمیم‌گیری‌های بهتری در زمینه توسعه نیروگاه‌های مبتنی بر این سوخت انجام شود.

اکونومایدز[۲] (۲۰۰۵) در مقاله‌ای به مقایسه اقتصادی‌تولید LNG وGTL با تمرکز بر مخازن گاز قطر به این نتیجه رسید که با خالص ارزش فعلی(NPV)مشخص، در قیمت گازثابت، افزایش قیمت نفت، طرحGTL را اقتصادی‌ترو برعکس در قیمت ثابت نفت‌خام و افزایش قیمت خوراک گاز طبیعی، طرح LNG اقتصادی‌تر خواهد بود.

جیرانزا[۳] و برگمن[۴] (۲۰۱۸) در مقاله‌ای با عنوان «ارزیابی اقتصادی پایانه‌های دریافت گاز طبیعی مایع در خشکی و شناور: مطالعه موردی اندونزی» به مقایسه و ارزیابی ساخت پایانه‌های اضافی گازی‌سازی شناور با پایانه‌های زمینی پرداختند. نتایج این پژوهش نشان داد که تأسیسات FSRU قابلیت اقتصادی بیشتری نسبت به تأسیسات گازی‌سازی مجدد LNG در خشکی دارند.

۱. Phadke
۲. Economides
۳. Giranza
۴. Bergmann

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

لیسیاک[۱] و همکاران (۲۰۱۹)، در پژوهشی امکان استفاده از گاز طبیعی مایع شده (LNG) برای تولید برق را با استفاده از طرح‌های مختلف ترمودینامیکی پیشنهادی برای تولید برق از تبدیل مجدد به گاز بررسی نمودند. چرخه انبساط مستقیم، چرخه رانکین و چرخه برایتون در این پژوهش مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت.

لی[۲] و ژائو[۳] (۲۰۱۹) به ارزیابی فنی و اقتصادی توسعه نیروگاه‌های LNGو ارائه سیاست توسعه این نیروگاه پرداختند. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که نیروگاه‌های LNG، می‌توانند به عنوان یک گزینه مناسب برای تولید با هزینه‌های رقابتی و مزایای زیست‌محیطی مورد استفاده قرار گیرند. تحلیل‌ها نشان داده‌اند که قیمت سوخت و بازده متوسط، عوامل کلیدی در تعیین هزینه تولید برق هستند. همچنین، با در نظر گرفتن ارزش زیست‌محیطی، نیروگاه‌های LNG، می‌توانند به کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای کمک کنند.

۳- معیارهای ارزیابی پروژه

معیارهای ارزیابی پروژه توجیه‌پذیری اقتصادی-مالی یک پروژه را مشخص می‌کنند.

این معیارها خود به دو دسته معیارهای تنزیلی و غیر تنزیلی تقسیم بندی می‌شوند. در روش معیارهای غیر تنزیلی، عامل زمان و ارزش زمانی در محاسبات اهمیتی ندارند. مهمترین معیار در این روش، دوره بازگشت سرمایه[۴] (PBP)، می‌باشد. در مقابل در روش‌های تنزیلی، ارزش زمانی پول را در نظر می‌گیرند. از مهمترین روش‌های ارزیابی معیارهای تنزیلی می‌توان به نرخ بازده داخلی[۵] (IRR)، خالص ارزش فعلی (NPV)[۶] اشاره نمود.

۳-۱- دوره بازگشت سرمایه(PBP)

دوره بازگشت سرمایه، مدت زمانی است که طول می‌کشد تا خالص جریانات نقدی تجمعی پروژه صفر شود. بعبارتی مدت زمانی است که طول می‌کشد تا سرمایه گذاری

۱. Łaciak
۲. Jiaojiao Li
۳. Linfeng Zhao
۴. Pay Back Period
۵. Internal Rate of Return
۶. Net present value

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

اولیه در پروژه با عایدات آن برابر شود. به بیان ساده تر مدت زمانی است که هزینه‌های پروژه به سرمایه گذاران برگردد.

در این روش معیار ارزیابی طرح، کوتاهی و بلندی زمان بازگشت سرمایه است. طرح‌های با دوره بازگشت سرمایه کوتاه‌تر جذابیت بیشتری نسبت به طرح‌هایی با دوره بازگشت بلندتر دارند.

۳-۲- خالص ارزش فعلی (NPV)

در این روش، جریان نقدینگی بر اساس زمان وقوع به نرخ روز تنزیل می‌شود. به این ترتیب در جریان نقدینگی، ارزش زمانی مبالغ ورودی و خروجی طرح نیز لحاظ می‌گردد.

$$\text{ارزش خالص فعلی}(NPV) = \sum_{۱}^{n} \frac{Rt}{(i+۱)^t}$$

n: طول دوره سرمایه‌گذاری

Rt : حاصل جمع دریافت یا پرداخت مالی در دوره (t)

t : سال یا دوره محاسبه

i : نرخ تنزیل، تورم یا سود مورد انتظار

در محاسبه شاخص **NPV** در واقع سرمایه گذاری در طرح یا پروژه با سرمایه گذاری در یک بازار با نرخ سود سالانه **i** که همان نرخ تنزیل می‌باشد و به نوعی حداقل نرخ مورد انتظار از سرمایه گذاری است، مقایسه می‌گردد. بر این اساس در صورتیکه عدد محاسبه شده برای این شاخص در یک طرح یا پروژه و براساس نرخ تنزیل تعیین شده، منفی گردد، این طرح دارای نرخ سود سالانه کمتر از i می‌باشد و لذا توجیه پذیر نخواهد بود. همچنین درصورتیکه این رقم صفر و یا مثبت گردد به این معناست که طرح دارای نرخ بازدهی حداقل معادل نرخ تنزیل (نرخ مورد انتظار از سرمایه گذاری) می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۳-۳- نرخ بازده داخلی (IRR)

نرخ بازده داخلی نرخی است که ارزش خالص فعلی (NPV)، تمام وجوه نقدی و دریافتی یک سرمایه‌گذاری را به صفر می‌رساند. بر این اساس، اگر سودها و هزینه‌های نقدی یک سرمایه‌گذاری را با در نظر گرفتن ارزش زمانی آن‌ها در طول عمر سرمایه‌گذاری محاسبه کنیم، نرخی که ارزش خالص فعلی (NPV)آن‌ها برابر با صفر می‌شود، به‌عنوان IRR شناخته می‌گردد. اگر IRR بیشتر از نرخ بازده موردانتظار یا هزینه سرمایه باشد، پروژه یا سرمایه‌گذاری معقول و قابل‌قبول تلقی می‌شود.

۴- بررسی میزان مصرف گازوئیل و مازوت در بخش نیروگاهی

برای بررسی میزان حجم مورد نیاز جهت واردات LNG جهت جایگزینی با مصرف گازوئیل و نفت کوره، در ابتدا باید برآوردی از میزان مصرف گازوئیل و نفت کوره در بخش نیروگاهی داشت.

۴-۱- مصرف گازوئیل در بخش نیروگاهی

در جدول ۱ و ۲ میزان تحویل و مصرف گازوئیل در بخش نیروگاهی ایران در دهه اخیر ارائه شده است.

جدول ۱. روند تحویل و میزان مصرف گازوئیل (نفت گاز) در بخش نیروگاهی در دهه اخیر

(میلیون متر مکعب در سال)

سال	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	رشد سال پایانی	میانگین رشد ده‌ساله
تحویلی به نیروگاه	۸/۱۷	۱۱/۰۹	۹/۳۹	۵/۶۲	۵/۳۲	۵/۳۶	۵/۹۷	۹/۸۵	۹/۹۴	۱۰/۴۹	۱۰/۳۷	۱/۲۰	۲/۴۲

*منبع: گزارش‌های سالانه شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران

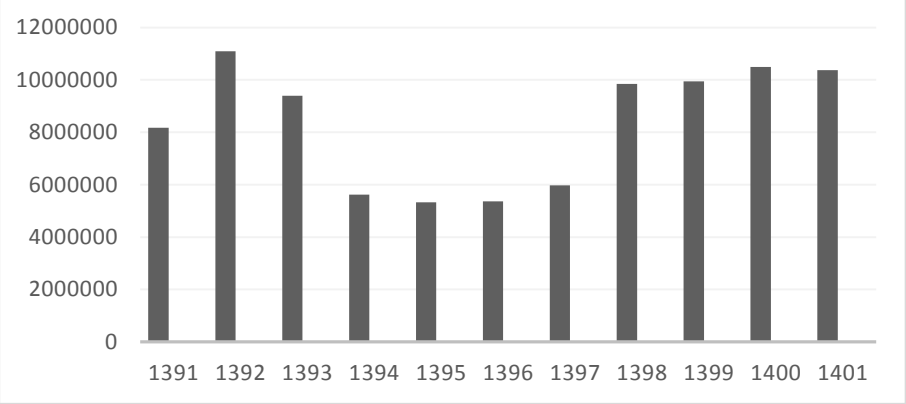
جدول ۲. میزان گازوئیل (نفت‌گاز) تحویلی به نیروگاه در دهه اخیر

(میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

سال	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱
تحویلی به نیروگاه	۵۰/۴۶	۶۸/۵۱	۵۸/۰۱	۳۴/۷۲	۳۲/۹۰	۳۳/۱۱	۳۶/۹۱	۶۰/۳۸	۶۱/۴۲	۶۴/۸۵	۶۴/۰۷

*مرجع: محاسبات بر اساس داده‌های جدول پیشین

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]



نمودار ۱. میزان مصرف گازوئیل (نفت گاز) در بخش نیروگاهی در طی سالیان اخیر

۴-۲- میزان مصرف نفت کوره در بخش نیروگاهی

در جدول ۳ و ۴، میزان تحویل و مصرف گازوئیل در بخش نیروگاهی ایران در دهه اخیر ارائه شده است.

جدول ۳. روند تحویل و میزان مصرف نفت کوره (مازوت) در بخش نیروگاهی در دهه اخیر

(میلیون متر مکعب در سال)

سال	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱	رشد سال پایانی	میانگین رشد ده‌ساله
تحویلی به نیروگاه	۱۴/۸۳	۱۴/۹۲	۱۰/۵۸	۷۵/۰	۳/۲۷	۴/۰۶	۳/۹۳	۴/۲۷	۵/۸۴	۶/۶۳	۷/۸۱	۱۷/۷۹	-۶/۲۲

*منبع: گزارش‌های سالانه شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران

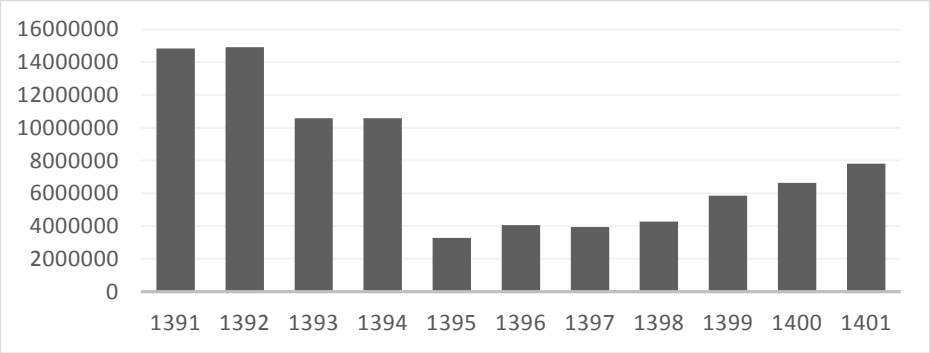
جدول ۴. روند تغییرات سهم نفت کوره (مازوت) تحویلی به نیروگاه در دهه اخیر

(میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

سال	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱
تحویلی به نیروگاه	۱۰۴/۷۶	۱۰۵/۳۳	۷۴/۷۶	۵۲/۹۶	۲۷/۲۳	۲۹/۲۷	۲۸/۸۵	۳۰/۱۷	۴۱/۲۸	۴۶/۸۱	۵۵/۱۲

*مرجع: محاسبات تبدیل واحد از جدول پیشین

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]



نمودار ۲. میزان مصرف مازوت (نفت کوره) در بخش نیروگاهی در طی سالیان اخیر

۵- قیمت صادراتی فرآورده‌های نفتی

در جدول زیر قیمت گازوئیل و نفت کوره در بازه زمانی یکساله (مارس ۲۰۲۳ الی ماه فوریه ۲۰۲۴) در بازارهای مختلف جهانی آمده است.

جدول ۵. قیمت نفت گاز(گازوئیل) و مازوت (نفت کوره) در بازار خاورمیانه – تک محموله

(دلار در هر بشکه)

سال	ماه میلادی	گازوئیل	نفت کوره (۱ درصد)
۲۰۲۳	March	۹۶,۰۷	۵۹,۹۴
	Aprill	۹۰,۵۳	۶۷,۲۸
	May	۸۱,۳۱	۶۲,۴۴
	June	۸۵,۵	۶۱,۶۷
	July	۹۵,۸۲	۷۰,۵۱
	August	۱۱۲,۷۱	۸۰,۷۵
	September	۱۱۹,۸۱	۷۹,۹۴
	October	۱۱۱,۷۸	۶۸,۸۶
	November	۱۰۱,۴۴	۶۷,۷۷
	December	۹۴,۶۹	۶۳,۲۸
۲۰۲۴	January	۹۶,۳۳	۶۳,۴۲
	February	۹۹,۵۵	۶۲,۵۸
میانگین سالانه		۹۸,۶۷	۶۷,۴۳

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۶- ناترازی در بخش نیروگاهی

بر اساس آمار و اطلاعات میانگین مصرف سوخت نیروگاه‌های حرارتی کشور در سال ۱۴۰۱ و با تبدیل ارزش حرارتی سوخت‌های مایع جایگزین به سوخت گاز معادل، میزان ناترازی گاز در بخش نیروگاه‌های حرارتی و در سه زیر بخش میانگین سالانه، میانگین ماه‌های سرد سال و اوج ناترازی (دی ماه) مطابق جدول ۶ به دست می‌آید:

جدول ۶. برآورد ناترازی گاز جبران شده از طریق مصرف سوخت‌های مایع در بخش نیروگاه‌های حرارتی

نوع ناترازی	برآورد ناترازی گاز طبیعی برحسب میلیون متر مکعب در روز
ناترازی متوسط سالانه	۵۶٫۶
ناترازی در ماه‌های سرد	۹۲٫۰
ناترازی در اوج (دی ماه)	۱۲۹٫۶

۷- گاز طبیعی مایع شده (LNG)

اگر در فشار اتمسفر، گاز طبیعی تا دمای ۱۶۱- درجه سانتیگراد یا ۲۶۰- درجه فارنهایت خنک شود، به مایع (LNG) تبدیل می‌شود که از نظر شیمیایی با گاز طبیعی تفاوتی ندارد. LNG مایعی شفاف، بی بو، بی رنگ، غیر سرطانی و غیر سمی است که حجم آن یک ششصدم حجم گاز طبیعی است. برای تولید، حمل و نقل و مصرفLNG، سرمایه گذاری در مراحل مختلف ضروری است. زنجیره ارزش LNG (بی توجهی به خطوط لوله اتصال) شامل اکتشاف و تولید، شیرین سازی و تصفیه، مایع سازی، ذخیره‌سازی و بارگیری، حمل و نقل، ذخیره‌سازی در پایانه هدف (بارگیری مجدد) و گازی سازی مجدد LNG نامیده می‌شود.

۷-۱- مبادی واردات LNG

گاز طبیعی مایع نزدیک به ۵۰ سال است که به عنوان سوختی ایمن، تمیز و دوستدار محیط زیست استفاده می‌شود. در حال حاضر بیش از ۳۸ کشور در تجارت بین‌المللی LNGفعال هستند که ۲۰ کشور از این تعداد صادر کننده این محصول هستند:

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

قطر، اندونزی، مالزی، استرالیا، نیجریه، ترینیداد و توباگو، الجزایر، روسیه، عمان، مصر، برونئی، امارات، یمن، گینه استوایی، نروژ، ایالات متحده آمریکا، لیبی، پرو، اسپانیا و بلژیک.

از سوی دیگر، ۲۳ کشور جهان واردکننده و مصرف کننده اصلی LNG هستند که شامل ژاپن، کره جنوبی، تایوان، هند، چین، کویت و امارات در آسیا، اسپانیا، انگلستان، فرانسه، ایتالیا، ترکیه، بلژیک، پرتغال و یونان در اروپا، ایالات متحده آمریکا، مکزیک، شیلی، برزیل، کانادا، آرژانتین، جمهوری دومینیکن و پورتوریکو در آمریکا. کشورهای آسیایی OECD (ژاپن و کره جنوبی) با ۴۷/۲ درصد و ۸ کشور اروپایی با ۲۷/۴ درصد بزرگترین واردکنندگان LNG در جهان هستند(bp ۲۰۲۲) .

در زیر ظرفیت صادرات سه کشور بزرگ صادر کننده LNG آورده شده است، که با توجه بعد همسایگی و نزدیکی با قطر، این کشور می‌تواند به عنوان یکی از مبادی اصلی واردات LNG به کشور در نظر گرفته شود.

ایالات متحده آمریکا:

ایالات متحده دارای بیشترین ظرفیت صادرات LNG در بین کشورهای جهان است. تا اکتبر ۲۰۲۳، پایانه‌های ایالات متحده برای صادرات گاز طبیعی مایع مجموعا ظرفیت ۹۵ میلیون تن در سال را داشتند. در سال ۲۰۲۲، پس از قطر و استرالیا، ایالات متحده سومین صادرکننده LNG بود.

قطر:

قطر همچنان یکی از بزرگترین صادرکنندگان LNG جهانی است. در سال ۲۰۲۲، صادرات قطر به طور متوسط ۱۰/۵ میلیارد فوت مکعب در روز LNG (Bcf/d) بود. در سال ۲۰۲۳ میزان صادرات قطر به۷۷/۴ میلیون تن در سال افزایش پیدا کرد. به طور کلی قطر نقش مهمی در تامین تقاضای جهانی LNG دارد.

استرالیا:

در سال ۲۰۲۱، استرالیا با حجم صادرات چشمگیر ۱۰۸/۱میلیارد متر مکعب، عنوان مهم ترین صادرکننده LNG را داشت. این کشور دارای چندین پروژه LNG از جمله تاسیسات Gorgon، Wheatstone و Ichthys است. در آخرین گزارش بیان شده توسط

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

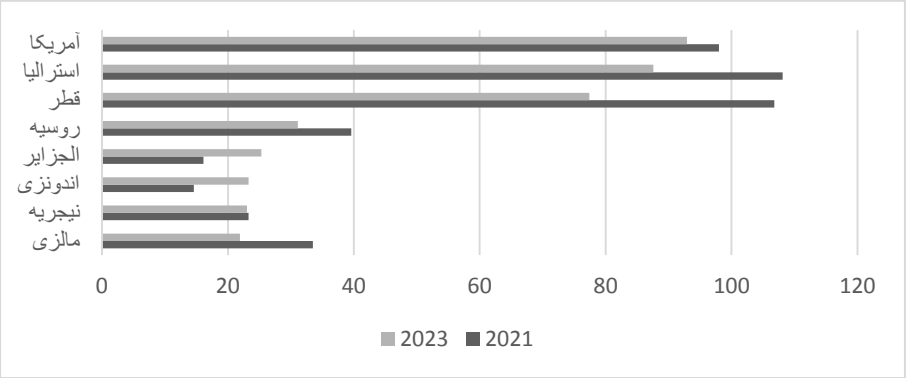
استاتیستا، این کشور با صادرات۸۷/۶ میلیون تن در سال رتبه دوم را در بین کشورهای صادر کننده گاز طبیعی مایع شده دارد. (Statista ۲۰۲۳)

جدول ۷. حجم صادرات بزرگترین کشورهای صادر کننده گاز طبیعی مایع شده در سال ۲۰۲۱ و ۲۰۲۳

(میلیون متریک تن در سال)

نام کشور	سال ۲۰۲۱	سال ۲۰۲۳
آمریکا	۹۸	۹۲/۹
استرالیا	۱۰۸/۱	۸۷/۶
قطر	۱۰۶/۸	۷۷/۴
روسیه	۳۹/۶	۳۱/۱
الجزایر	۱۶/۱	۲۵/۳
اندونزی	۱۴/۶	۲۳/۳
نیجریه	۲۳/۳	۲۳
مالزی	۳۳/۵	۲۱/۹

منبع: Statista ۲۰۲۳



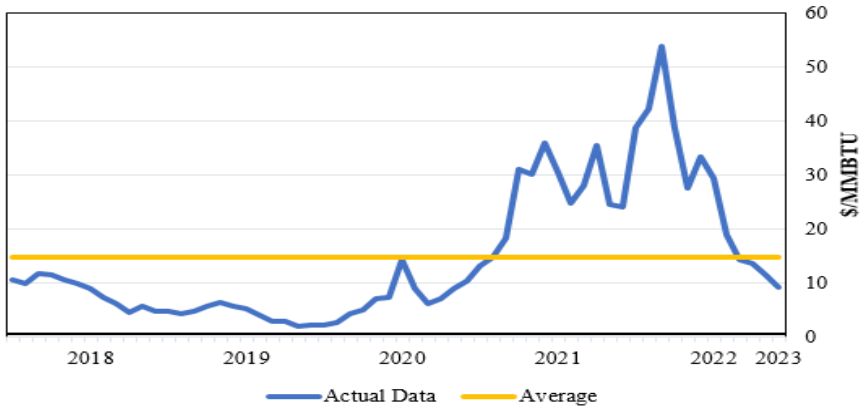
نمودار ۳. مهمترین کشورهای صادر کننده LNG (برحسب میلیون متریک تن در سال) در سال ۲۰۲۱ و ۲۰۲۳

۷-۲- قیمت ال ان جی در هاب‌های مهم دنیا

قیمت LNG نیز در نقاط مختلف دنیا باتوجه به هزینه تولید، نگهداری و حمل و نقل آن متفاوت است. همچنین قیمت این محصول در بازارهای مرجع مختلف در طول زمان

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

دائما در حال تغییر بوده است. بازار LNG اروپا بیش‌تر تحت تاثیر قیمت هاب TTF[1] می‌باشد. اما قیمت معاملات LNG در منطقه‌ای که به محدوده JKM[2] معروف شده است و شامل کشورهای ژاپن، کره، چین و سایر کشورهای همسایه می‌باشد، نقش مهمی در تعیین قیمت LNG ایفا می‌کند. نشانگر ژاپن/کره یک معیار قیمت گذاری LNG است که به طور گسترده برای معاملات تک محموله و کوتاه مدت LNG در منطقه آسیا و اقیانوسیه استفاده می‌شود. شاخص JKM نشان دهنده قیمت LNG در کشورهای واردکننده اصلی ژاپن و کره جنوبی است که از بزرگترین واردکنندگان LNG در جهان هستند. زیرا بزرگ‌ترین کشورهای وارد کننده و خریدار LNG دنیا در این محدوده می‌باشند. در نمودار زیر می‌توان قیمت LNG در هاب JKM را طی سال‌های اخیر مشاهده نمود.

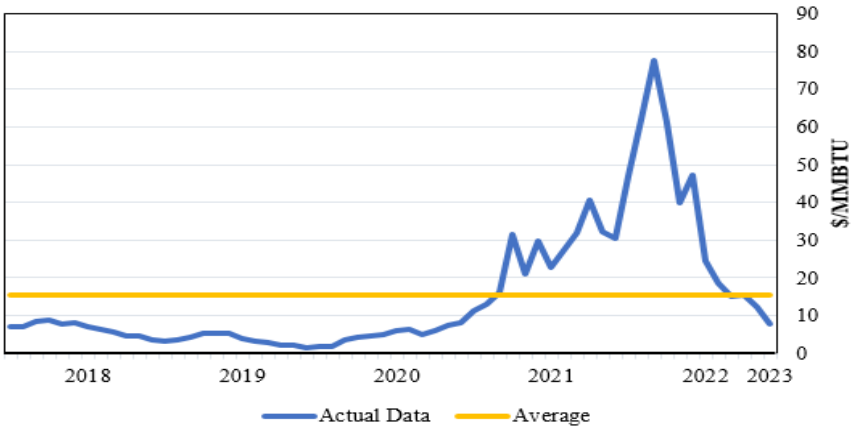


نمودار ۳- قیمت LNG در محدوده JKM (investigation.com)

میانگین قیمت ۵ سال اخیر ال ان جی در منطقه JKM طبق آمار ارائه شده از موسسه PLATTS، ۱۴,۷ دلار بر هر میلیون BTU می‌باشد. در شکل بعد نیز قیمت ال ان جی در هاب TTF طی سالیان اخیر آورده شده است.(S&P Global Commodity Insights ۲۰۲۳)

۱. Title Transfer Facility
۲. Japan Korea Marker

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]



نمودار ۴. قیمت LNG در هاب TTF (investigation.com)

میانگین قیمت ۵ سال اخیر ال ان جی در هاب TTF نیز طبق آمار ارائه شده از موسسه PLATTS، ۱۵,۵ دلار بر هر میلیون BTU می‌باشد. (S&P Global Commodity Insights ۲۰۲۳)

۷-۳- روش‌های ذخیره‌سازی LNG

برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی مایع چندین روش وجود دارد که هر یک بسته به شرایط مزایا و معایبی دارند. در زیر به عمده ترین روش‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی مایع شده اشاره می‌کنیم.

۷-۳-۱- واحدهای ذخیره‌سازی شناور تبدیل مجدد به گاز (FSRU)

واحدهای ذخیره‌سازی شناور تبدیل مجدد به گاز (FSRU) در واقع یک روش مهم برای ذخیره‌سازی LNG هستند.FSRUها شناورهای چند منظوره‌ای هستند که ذخیره‌سازی LNGو سیستم‌های گازی سازی مجدد داخلی را در یک کشتی یا بارج ترکیب می‌کنند. آنها می‌توانند LNG را مستقیماً از کشتی‌های معمولی و بزرگ LNG دریافت کنند، آن را در مخازن عایق بندی شده ذخیره کنند و در صورت نیاز می‌توانند LNG را دوباره به گاز طبیعی تبدیل کنند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۷-۳-۲- پایانه های(ترمینال) ذخیر سازی گاز طبیعی بر روی زمین

برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی مایع شده، به مخزن مناسب LNG نیاز است که با استفاده از فناوری برودتی، ذخیره‌سازی بهینه و ایمن آن را تا زمانی که نیاز به LNG نیست، تضمین کند. این سیستم‌ها معمولاً شامل مخازن سطحی و کم فشار (کمتر از ۱۰ کیلو پاسکال) با دو جداره برای حفاظت بیشتر و خلاء هستند که عایق حرارتی را فراهم می‌کند و در نتیجه دمای سرد مورد نیاز را حفظ می‌کند. در مجموع، مقدار کمی گرما وارد سیستم می‌شود. به طور معمول، یک مخزنLNG می‌تواند ظرفیتی بین ۱۰۰۰ تا ۳۰هزار متر مکعب داشته باشد. مخازن بزرگتر شکل استوانه‌ای با سقف گنبدی شکل دارند، در حالی که نسخه‌های کوچکتر ممکن است در مخازن تحت فشار افقی یا عمودی ذخیره شوند، جایی که فشار ممکن است از کمتر از ۵۰ تا بیش از ۱۷۰۰ کیلو پاسکال باشد. امروزه، یک دیوار فولادی با نیکل بالا یا یک مخزن بیرونی ساخته شده از بتن اغلب برای ایجاد مهار اضافی، اضافه می‌شود.

۸- ارزیابی اقتصادی

برای انجام ارزیابی اقتصادی نیاز به تعیین دقیق هزینه‌های سرمایه گذاری، هزینه‌های عملیاتی و درآمد حاصله از طرح می‌باشد. این هزینه‌ها به همراه مفروضات و نتایج در زیر آورده شده است.

۸-۱- هزینه‌های سرمایه گذاری

محاسبه دقیق هزینه‌های سرمایه گذاری تاسیسات LNG بسیار دشوار است. زیرا این هزینه‌ها به پارامترهای مختلفی از جمله مکان و اندازه زیرساخت مجاور، شرایط اداری، مقدار واقعی LNG بهره برداری، حجم ذخیره‌سازی (که بر اساس ظرفیت و تعداد مخازن و شرایط بارگذاری)، و در نهایت، فرآیند مایع سازی، کیفیت و فشار گاز تحویلی بستگی دارد. (Mansour Khalili Araghi et al. ۲۰۱۳)

هزینه‌های سرمایه‌ای که شامل هزینه‌های ساخت، تجهیزات و ماشین‌آلات، و به طور کلی هزینه‌های قبل از بهره‌برداری مربوط می‌شود، بسته به انتخاب شیوه ذخیره‌سازی گاز به روش واحدهای ذخیره‌سازی شناور تبدیل مجدد به گاز و یا پایانه‌های (ترمینال) ذخیره‌سازی گاز طبیعی بر روی زمین متفاوت خواهد بود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۸-۱-۱- هزینه ساخت یک واحد ذخیره‌سازی شناور و تبدیل مجدد گاز(FSRU)

هزینه ساخت یک واحد ذخیره‌سازی شناور و تبدیل مجدد گاز (FSRU) برای ذخیره‌سازیLNG می‌تواند بسته به عواملی مانند اندازه، ظرفیت، مشخصات، ویژگی‌های طراحی، فناوری، مکان و هزینه‌های نیروی کار به طور قابل توجهی متفاوت باشد. به طور کلی، هزینه ساخت یکFSRU می‌تواند از صدها میلیون تا بیش از یک میلیارد دلار متغیر باشد.

براساس گزارشات موجود و در نمونه‌های متداول و قدیمی تر، هزینه ساخت یک نمونه متداول با ظرفیت ذخیره‌سازی ۱۷۰ هزار مترمکعب، حدود ۳۰۰ میلیون دلار هزینه داشت. این میزان در یکی از آخرین پروژه‌های ساخت FSRU توسط کارخانه کشتی سازی اولسان صنایع سنگین هیوندای که به سفارش شرکت خط لوله نفت و گاز طبیعی ترکیه[۱] انجام شد، به ۲۲۵ میلیون دلار تقلیل یافت.

از سوی دیگر، هزینه و زمان ساخت برای اسکله و تأسیسات خشکی مورد نیاز برای تخلیه گاز طبیعی، بسته به الزامات مجوز و زیرساخت‌های بندری موجود، وابسته به شرایط سایت است. به طور کلی تأسیسات خشکی FSRU به سرمایه کمتری نسبت به پایانه‌های LNGمعمولی نیاز دارند و در کمتر از شش ماه به بهره برداری می‌رسند.

با توجه به توضیحات فوق و نظر به هزینه‌های عملیاتی کمتر و همچنین راه اندازی سریعتر؛ در این مطالعه، امکان سنجی ساخت واحد ذخیره‌سازی شناور و تبدیل مجدد گاز(FSRU)، طی یک سال در نظر گرفته شده است.

به طور تقریبی واحد ذخیره‌سازی شناور و تبدیل مجدد گاز(FSRU) دارای ظرفیت ذخیره‌سازی ۱۷۰ هزار مترمکعب LNG است که معادل ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی و ظرفیت گازی سازی مجدد ۲۸ میلیون مترمکعب در روز است.

۸-۱-۲- تاسیسات پایانه گازی سازی مجدد خشکی:

علاوه بر هزینه ساخت خودFSRU ، چندین هزینه دیگر مرتبط با راه اندازی یک پروژه شناور ذخیره‌سازی و واحد مجدد گازی سازی (FSRU) از جمله تاسیسات خشکی وجود دارد. برخی از هزینه‌های اضافی برای در نظر گرفتن ممکن است شامل موارد زیر باشد:

۱. BOTAŞ

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

تاسیسات پایانه گازی سازی مجدد خشکی: این شامل ساخت زیرساخت‌های خشکی مورد نیاز برای دریافت، گازی سازی مجدد و انتقال گاز طبیعی از FSRU به کاربران نهایی است .این ممکن است شامل خطوط لوله، ایستگاه‌های اندازه گیری، ایستگاه‌های کمپرسور و سایر امکانات مرتبط باشد.

هزینه تاسیسات خشکی بسته به پیچیدگی، اندازه ترمینال و تکنولوژی مورد استفاده می‌تواند از ۱۵۰ تا ۳۰۰ میلیون دلار یا بیشتر متغیر باشد.

ساخت و ساز و زیرساخت اسکله: ساخت اسکله یا اسکله برای قرار دادن FSRU و همچنین هرگونه زیرساخت لازم مانند سیستم‌های پهلوگیری، بازوهای بارگیری و تجهیزات ایمنی.

ساخت اسکله بسته به عواملی مانند موقعیت، عمق، طول و زیرساخت‌های لازم بین ۵۰ تا ۱۵۰ میلیون دلار هزینه دارد.

در جدول شماره ۸ میزان هزینه سرمایه گذاری ثابت طرح آورده شده است.

جدول ۸. میزان وسهم هزینه‌های سرمایه گذاری ثابت طرح

ردیف	هزینه سرمایه گذاری	جمع هزینه(دلار)	سهم هزینه
۱	ساخت کشتی FSRU	۴۵۰,۰۰۰,۰۰۰	%۶۳,۴
۲	تاسیسات	۱۵۰،۰۰۰،۰۰۰	%۲۱,۱
۳	راه اندازی	۱۰،۰۰۰،۰۰۰	٪۱.۴
۴	اسکله	۱۰۰،۰۰۰،۰۰۰	%۱۴,۱
جمع		۷۱۰،۰۰۰،۰۰۰	٪۱۰۰

*لازم به ذکر است که ردیف ۱ مربوط به هزینه ساخت ۲ کشتی FSRU می‌باشد. این میزان با توجه به زمان بارگیری وهمچنین ظرفیت فرایند گازسازی مجدد و با توجه به میانگین ناترازی متوسط سالانه در نظر گرفته شده است.

به علاوه در این پژوهش، استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی ملاک عمل قرار گرفته است. بر اساس نظامنامه تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی، نرخ سود بـرای تسـهیلات اعطایی ۶ درصد تعیین گردیده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۸-۲- مفروضات پروژه

در جدول زیر بعضی فروضات نظیر دوره ساخت، دوره بهره برداری، نرخ تنزیل، نرخ دلار، جهت محاسبه و ارزیابی اقتصادی طرح آمده است.

جدول ۹. میزان وسهم هزینه‌های سرمایه گذاری ثابت طرح

ردیف	عنوان	توضیحات
۱	دوره ساخت	۱ سال
۲	دوره بهره‌برداری	۲۰ سال
۳	نرخ تنزیل ارزی کل سرمایه‌گذاری	۱۰ درصد
۴	نرخ دلار	۶۰۰ هزار ریال
۵	دوره استهلاک	۲۰
۶	نرخ اسقاطی	۱۰ درصد
۷	تعداد روزهای عملیاتی در سال	۳۶۵
۸	ظرفیت ذخیره‌سازی	۱۷۰ هزار متر مکعب LNG معادل ۱۱۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی
۹	نرخ گاز سازی مجدد	۲۸۰۰۰۰۰۰ متر مکعب در روز

هزینه ی استهلاک قانون مالیات‌های مستقیم، مدت بهره برداری را ملاک محاسبه استهلاک برای ماشین آلات و تجهیزات صنعت نفت، در نظر گرفته است. لذا در این تحقیق با توجه به طول دوران بهره برداری به مدت ۲۰ سال، نرخ استهلاک به روش خط مستقیم و معادل ۵ درصد با ارزش اسقاط صفر در نظر گرفته شده است.

۸-۳- هزینه‌های عملیاتی

به طور کلی هزینه‌های عملیاتی[۱] (OPEX) برای یک واحد FSRU شامل موارد زیر می‌باشد:

۱. Operating Expense

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

هزینه‌های نیروی کار

- حقوق و دستمزد: پرداخت حقوق و دستمزد کارکنان.
- مزایا و بیمه‌های اجتماعی: شامل بیمه‌های درمانی، بازنشستگی و سایر مزایا

هزینه‌های سوخت

- سوخت مورد نیاز: هزینه‌های مربوط به سوخت مورد نیاز برای عملیات روزانه FSRU

هزینه‌های نگهداری و تعمیرات

- نگهداری دوره‌ای: هزینه‌های مربوط به نگهداری و تعمیرات دوره‌ای تجهیزات و سیستم‌ها.
-تعمیرات اضطراری: هزینه‌های مربوط به تعمیرات اضطراری و غیرمنتظره.

هزینه‌های بیمه

- بیمه‌های عملیاتی: شامل بیمه‌های مختلف برای پوشش ریسک‌های مرتبط با عملیاتFSRU

هزینه‌های لجستیک

- حمل‌ونقل: هزینه‌های مربوط به حمل‌ونقل مواد و تجهیزات.
- مدیریت لجستیک :هزینه‌های مدیریت لجستیک و حمل‌ونقل روزانه

هزینه‌های مدیریتی و اداری

- مدیریت پروژه :هزینه‌های مربوط به مدیریت و نظارت بر عملیات
- هزینه‌های اداری :شامل هزینه‌های اداری و دفتری

هزینه‌های مالی

- بهره‌های وام‌ها: هزینه‌های مربوط به بهره‌های وام‌ها و تأمین مالی پروژه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

سایر هزینه‌های عملیاتی

- هزینه‌های غیرمنتظره: هزینه‌های احتمالی که ممکن است در طول عملیات به وجود آیند.

- هزینه‌های آموزش: هزینه‌های آموزش و توسعه مهارت‌های کارکنان

هزینه‌های عملیاتی جاری بسته به عوامل فوق الذکر می‌تواند بسیار متفاوت باشد. این هزینه‌ها می‌تواند از ۱۰ تا ۲۰ میلیون دلار در سال متغیر باشد. همچنین هزینه ی غیر عملیاتی ثابت طرح ۵ درصد هزینه‌های بهره برداری، به عنوان هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت یعنی هزینه هایی که به عملیات و حجم تولیدات طرح بستگی ندارد، شامل هزینه ی بیمه طرح، هزینه مصارف تأسیساتی مستقل از تولید، هزینه ی نیروی انسانی مستقل از تولید و ... در نظر گرفته می‌شود.

با توجه به موارد مذکور، در این پژوهش هزینه‌های OPEX و سایر هزینه‌های غیر منتظره برای هر واحد FSRU، معادل ۳۵ میلیون دلار در نظر گرفته شده است.

۸-۴- درآمدهای حاصل از فروش گازوئیل و نفت کوره

در جدول زیر درآمد حاصل از فروش نفت کوره و گازوئیل مصرفی نیروگاه‌ها بر اساس نرخ میانگین سالانه تک محموله در بازار خاورمیانه (جدول ۵) محاسبه شده است. حجم مازوت و گازوئیل نیز بر مبنای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در سال ۱۴۰۱ (جدول ۲ و جدول ۴) در نظر گرفته شده است.

جدول ۱۰. درآمد سالیانه حاصل از فروش گازوئیل و نفت کوره در طی یک سال

درآمد سالیانه				
ردیف	سوخت	ظرفیت(بشکه)	هزینه/قیمت	جمع درآمد(دلار)
۱	مازوت	۵۵،۱۲۰،۰۰۰	۶۷,۴	۳،۷۱۵،۰۸۸،۰۰۰
۲	گازوئیل	۶۴،۰۰۰،۰۰۰	۹۸,۶	۶،۳۱۰،۴۰۰،۰۰۰
جمع		۱۱۹،۱۲۰،۰۰۰	-	۱۰،۰۲۵،۴۸۸،۰۰۰

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

۸-۵- نتایج امکان سنجی طرح

همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌گردد، نتایج ارزیابی مالی پروژه ارائه شده است. برای محاسبه ارزش فعلی خالص از نرخ ۱۰ درصد برای سرمایه‌گذاری استفاده شده است. مطابق جدول زیر، نرخ بازدهی داخلی این پروژه برابر با ۸۷ درصد است. همچنین ارزش خالص فعلی این پروژه برابر با ۴،۵۶۳۴ میلیون دلار می‌باشد.

جدول ۱۱. میزان هزینه بهره برداری طرح

عنوان	واحد اندازه‌گیری	مقدار
ارزش فعلی خالص (NPV)	میلیون دلار	۴،۵۶۳۴
نرخ بازدهی داخلی (IRR)	درصد	٪۸۷
دوره بازگشت سرمایه (PBP)	سال (بدون احتساب دوران ساخت)	۳

۹- تحلیل حساسیت تغییرات IRR به تغییر قیمت فروش

در سال‌های گذشته به علت نارآرامی‌های که جهان بوجود آمده است قیمت حامل‌های انرژی خصوصا گازوئیل و مازوت نوسانات گسترده‌ای داشته است. همچنین به دلیل وجود مشکلاتی همچون تحریم ممکن است میزان فروش فراورده با تخفیفات و قیمت‌های کمتری تحقق یابد. برای این منظور تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات قیمت ضروری است. در صورتی که قیمت فروش محصول تا ۴ درصد کاهش پیدا کند نرخ بازگشت سرمایه به عدد ۳۰ درصد رسیده و دوره بازگشا سرمایه در مقایسه با تحقق درآمد کامل از ۳ سال به ۸ سال افزایش می‌یابد.. ضمنا همانطور که درجدول زیر آورده شده است، در صورت کاهش قیمت سوخت مصرفی تا ۶درصد، نرخ بازدهی داخلی تا ۸درصد کاهش پیدا می‌کند.

لازم به ذکر است که موفقیت این طرح به شدت وابسته به درآمد حاصل از فروش گازوئیل و مازوت بوده و بدیهی است در صورت عدم تحقق فروش این دو فراورده با قیمت‌های جهانی طرح سود ده نخواهد بود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

جدول ۱۲. حساسیت IRR به تغییرات قیمت فروش

ردیف	درصد تغییر قیمت فروش	IRR (درصد)
۱	-۶	-۸٪
۲	-۴	۳۰٪
۳	-۲	۵۹٪
۴	۰	۸۷٪

۱۰- نتیجه گیری

مسئله ناترازی در فصول سرد مشکلات زیادی را برای تأمین سوخت صنایع کشور و به ویژه بخش نیروگاهی پدید آورده است. در سالیان اخیر، بخش نیروگاهی به جهت مقابله با این مشکل و تامین سوخت واحدهای عملیاتی، به استفاده از سوخت‌های مایع نظیر نفت کوره و گازوئیل روی آورده که این موضوع با توجه به عدم طراحی نیروگاه بر مبنای این سوخت‌ها و همچنین آلایندگی آن ها، موجب زیان برای خود نیروگاه نیز می‌شود. یکی از این راه‌های قابل بررسی برای حل این مشکل، استفاده از واردات گاز طبیعی مایع شده (LNG) و ذخیره‌سازی و جایگزینی آن به عنوان سوخت نیروگاه است. بر اساس نتایج این پژوهش، دوره بازگشت سرمایه جهت سرمایه گذاری واردات و ذخیره‌سازی LNG (خرید FSRU و ایجاد تاسیسات خشکی و سایر تجهیزات)، سه سال و میزان نرخ بازدهی داخلی طرح ۸۷٪ برآورد می‌شود؛ که این ضمن افزایش بهره وری، موجب افزایش سودآوری این طرح می‌شود. نکته‌ای که باید در نظر گرفت وابستگی شدید بازدهی این طرح به درآمد حاصل از فروش گازوئیل و مازوت بوده و بدیهی است در صورت عدم تحقق فروش این دو فراورده با قیمت‌های جهانی، طرح سود ده نخواهد بود.

۱۱- پیشنهادات

- **درج ارزش زیست‌محیطی در قیمت‌گذاری:** پیشنهاد می‌شود ارزش زیست‌محیطی تولید برق از LNG در تعیین قیمت برق شبکه مد نظر قرار گیرد تا مزایای زیست‌محیطی آن به طور مستقیم در اقتصاد نیروگاه‌ها منعکس شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

بدیهی است لحاظ نمودن ارزش زیست محیطی، موجب بازدهی بیشتر و سودآوری بیشتر طرح خواهد شد.

- **سرمایه گذاری سایر صنایع برای تامین سوخت پایدار در زمان ناترازی:** ناترازی گاز در زمستان می‌تواند تأثیرات جدی بر صنایع مختلف از جمله (فولاد، پتروشیمی، سیمان و ...) داشته باشد. این موضوع می‌تواند منجر به افزایش هزینه‌ها، کاهش رقابت‌پذیری و کاهش صادرات در این صنایع منجر شود. با توجه به عدم وجود زیرساخت‌های کافی برای انتقال و ذخیره‌سازی گاز، پیشنهاد می‌شود به منظور تامین سوخت و خوراک پایدار، سرمایه گذاری در این حوزه، از سوی این صنایع صورت گیرد.
- **توسعه سیاست‌های حمایتی:** ایجاد سیاست‌های حمایتی برای افزایش رقابت‌پذیری نیروگاه‌های LNG در برابر نیروگاه‌های سنتی با آلودگی بالا ضروری است. این سیاست‌ها می‌توانند شامل مشوق‌های مالی و حمایتی برای بهبود فناوری‌های تولید برق از LNG باشند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

منابع

- وزارت نیرو (۱۴۰۱): ترازنامه انرژی. دفتربرنامه‌ریزی کلان برق وانرژی
- رهبر، فرهاد؛ رام، منصوره(۱۳۸۶). مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG، با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، دوره۴، شماره ۱۴، سال ۱۳۸۶، صفحات :۱۳۶-۱۵۵ .
- رحیمی، غلامعلی(۱۳۸۷)، نگاهی به صنعت LNG در جهان، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی
- منصور خلیلی عراقی، علی وطنی، آمنه حاجی حیدری، و زینب کسرائی. ۱۳۸۷. بررسی اقتصادی تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) برای ایران، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۱۹، زمستان ۱۳۸۷.
- -خراسانی، نسرین؛ مهدوی عادلی، محمدحسین؛ سیفی، احمد(۱۳۹۴). مقایسه‌ی ارزیابی اقتصادی صادراتLNG وGTL برای ایران، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال دهم، شماره ۴۴، بهار۱۳۹۴، صفحات۲۳۲-۲۰۱
- ابراهیمی سالاری، تقی؛ مهدوی عادلی، محمدحسین؛ حسینی، سید حامد؛ حسینی، سید مهدی(۱۳۹۴). ارزیابی اقتصادی احداث واحد تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع در منطقه ویژه اقتصادی سرخس، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال‌یازدهم، شماره ۴۷، زمستان۱۳۹۴، صفحات۱۱۹-۹۵.
- رحیمی، غلامعلی؛ دهقانی، تورج(۱۳۹۷). ترمینال‌های دریایی واردات LNG؛ فرصت‌ها و چالش ها، ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۵۶، صفحات ۲۲-۱۴.
- بنا زاده، حجت؛ افشون، حمیدرضا؛ مرادی، محمدرضا (۱۴۰۱). امکان سنجی فنی و اقتصادی احداث واحد مینی LNG جهت تامین گاز مصرف کننده‌های عمده استان خراسان رضوی در زمان‌های پیک مصرف، مجله مهندسی گاز ایران، دوره ۹، شماره ۱، سال ۱۴۰۱، صفحات ۱۷ - ۸ .
- Amol Phadke (۲۰۰۱), Questionable Economics of LNG-Based Power Generation: Need for Rigorous Analysis., Economic and Political Weekly, January ۲۰۰۱.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]

- DOI:۱۰,۲۳۰۷/۴۴۱۰۶۳۵
- Michelle Michot Foss ,OFFSHORE LNG RECEIVING TERMINALS, A Briefing Paper from the GUIDE TO COMMERCIAL FRAMEWORKS FOR LNG IN NORTH AMERICA, A Research and Public Education Consortium, November ۷, ۲۰۰۶.
- The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), Oxford Institute for Energy Studies, July ۲۰۱۷.
- M J Giranza and A Bergmann ۲۰۱۸, An Economic Evaluation of Onshore and Floating Liquefied Natural Gas Receiving Terminals: the Case Study of Indonesia, IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. ۱۵۰ ۰۱۲۰۲۶.
- DOI: ۱۰,۱۰۸۸/۱۷۵۵-۱۳۱۵/۱۵۰/۱/۰۱۲۰۲۶.
- M Łaciak, K Sztekler, A Szurlej, T Włodek ۲۰۱۹, Possibilities of Liquefied Natural Gas (LNG) use for power generation., IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. ۲۱۴ ۰۱۲۱۳۸.
- Jiaojiao Li, Linfeng Zhao ۲۰۲۲, Technical and Economic Evaluation and Development Policy Suggestions of LNG Power Plants: Evaluation and Development Policy, International Journal of Information System Modeling and Design (IJISMD)
- DOI: ۱۰,۴۰۱۸/IJISMD.۳۰۳۱۳۰
- BP (۲۰۲۲): British Petroleum Statistical Review of World Energy. UK. Available online at http://www.bp.com,
- International Energy Outlook ۲۰۲۳-Natural gas - Energy Information Administration.
- S&P Global Commodity Insights. Platts (۲۰۲۳).
- Statista (۲۰۲۳): Global operational LNG export capacity by country. Available online at www.statista.com.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-27]