

امکان سنجی اقتصادی سرمایه گذاری بخش خصوصی در خط لوله صادرات گاز طبیعی ایران به ترکیه جهت صادرات به اروپا

تاریخ دریافت: ۱۳۹۲/۱۰/۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۱۲/۶

دکتر یداله رجائی^۱

زهرا کامیاب تیموری^۲

عطیه حمیدی نژاد^۳

چکیده

این پژوهش بصورت کاربردی، توسط نرم افزار EXCEL به بررسی اقتصادی صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله به اروپا از طریق کشور ترکیه توسط سرمایه گذاری بخش خصوصی، براساس پیش بینی زمان و هزینه اتمام پروژه از زمان ساخت تا دوره بهره برداری در جهت راهبرد و طرح ریزی اقدامات اساسی مدیریت پروژه پرداخته است.

باتوجه به انجام تغییرات در متغیرهای موثر در سودآوری طرح که شامل: هزینه های سرمایه گذاری، هزینه های عملیات، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران و قیمت فروش گاز صادراتی به کشورهای اروپایی و همچنین نتایج عینی که در نسبت فایده - هزینه (B/C)، ارزش خالص فعلی (NPV)، نرخ بازگشت سرمایه پروژه (IRR) در سناریوهای مختلف مورد بررسی قرار گرفت، در تمامی تغییرات بعمل آمده در متغیرهای موثر بر طرح، پروژه همچنان سودآور مشاهده گردیده شد.

واژه های کلیدی: صادرات گاز، خط لوله، سرمایه گذاری بخش خصوصی، ارزیابی اقتصادی

طبقه بندی JEL: Q43, L95, G30, G11

۲. عضو هیئت علمی و رئیس دانشگاه آزاد اسلامی واحد ابهر، دانشیار، دکتری اقتصاد،

dr.yadollah.rajaei@gmail.com

۲. دانشجوی کارشناسی ارشد مدیریت بازرگانی-بازرگانی بین المللی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ابهر،

zohrehkamyab@gmail.com

۲. کارشناس ارشد سیاستگذاری و فناوری شرکت ملی گاز ایران، کارشناس ارشد مهندسی سیستمهای انرژی،

hamidinejad@nigc.ir

۱- مقدمه

براساس آخرین گزارش سالانه شرکت BP^۱ در پایان سال ۲۰۱۲ میلادی، گاز طبیعی جهان حدود ۱۸۷,۳ تریلیون مترمکعب اعلام شده که از این مقدار کشورهای خاورمیانه حدود ۴۳ درصد و کشورهای ایران و روسیه در مجموع حدود ۳۶ درصد ذخایر اثبات شده گاز طبیعی را در اختیار دارند. با توجه به کاهش ذخایر گاز طبیعی روسیه در آخرین گزارش سالانه شرکت BP در پایان سال ۲۰۱۲، ایران با ذخیره گازی ۳۳,۶ تریلیون مترمکعب، برای نخستین بار در طی دهه گذشته، بالاتر از روسیه و در صدر کشورهای دارنده ذخایر گازی قرار گرفت. (طباطبایی مرادی، ۱۳۹۲) مقایسه از نظر میزان ذخایر و منابع و پایداری میادین گازی (زمان تخلیه شدن)، بجز روسیه و قطر، هیچ یک از کشورهای دنیا و یا کشورهای حاشیه خلیج فارس توان رقابت با ایران را ندارند. از طرفی مناطق اکتشاف نشده وسیعی در کشور موجود است که با شناسایی و اکتشاف آنها انتظار می‌رود ذخایر گازی کشور افزایش یابد.

جمهوری اسلامی ایران به عنوان اولین کشور دارای ذخایر اثبات شده گاز طبیعی در جهان براساس آخرین گزارش سالانه شرکت BP در پایان سال ۲۰۱۲، همواره به عنوان یکی از قطب‌های اصلی تامین نیازهای آتی گاز طبیعی مصرفی در بازارهای اروپائی مطرح بوده است. همچنین موقعیت جغرافیائی ایران و دسترسی به بازار اروپا که یکی از مهم‌ترین و جذاب‌ترین بازارهای گاز طبیعی در سطح بین‌المللی محسوب می‌شود، ظرفیت‌های فراوانی را برای توسعه صادرات گاز ایران به این منطقه فراهم کرده است. در بازارهای صادرات گاز طبیعی (خط لوله، LNG^۲) بازارهای ترکیه و اروپا در روش صادرات گاز طبیعی با خط لوله براساس اولویت صادرات به بازارهای دوردست مورد توجه قرار گرفته است.

در عین حال اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی و ایجاد زمینه برای توسعه سهم بخش خصوصی در مجموعه فعالیت‌های اقتصادی، بخصوص در حوزه انرژی فضای مناسبی را برای ورود و حضور شرکت‌ها و سرمایه‌گذاران غیردولتی در طرح‌های تجاری صادرات گاز طبیعی فراهم کرده است. میزان و نحوه مشارکت بخش خصوصی در سرمایه‌گذاری در طرح‌های صادراتی گاز طبیعی و بررسی سودآوری یا عدم سودآوری آن به سبب فقدان سوابق اجرائی در اقتصاد ایران گام اول در جلب مشارکت بخش خصوصی در این حوزه است. این مطالعه به بررسی سودآوری اقتصادی طرح صادرات گاز طبیعی ایران به اروپا از طریق ترکیه می‌پردازد.

۲- روش امکان سنجی اقتصادی مورد استفاده در طرح

مهمترین عامل تعیین کننده در فرآیند تحلیل اقتصادی یک طرح سرمایه گذاری، مسئله تعیین سودآوری تجاری آن می باشد. به همین منظور اقدام به تصمیم گیری جهت سرمایه گذاری در یک پروژه اقتصادی در ابتدا، با توجه به مسئله سودآوری آن انجام می گیرد. در این فرآیند، با توجه به نرخ های بازگشت سرمایه فرضی و هزینه های سرمایه گذاری این مسئله صورت گرفته است. مدل بکار رفته در این طرح به گونه ای است که ارتباط دو جانبه بین ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی به وجود آمده است.

۳- ارزش خالص فعلی NPV*

در این روش ابتدا تمامی درآمدهای آینده به یک نرخ تنزیل مناسب به معادل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل می شوند و سپس سرمایه اولیه مورد نیاز پروژه آن کسر می شود. عدد به دست آمده به عنوان شاخص NPV شناخته می شود. رابطه زیر برای این منظور ارائه شده است.

$$NPV = \sum_{i=1}^N Pi - I$$

NPV = شاخص ارزش خالص فعلی

Pi = معادل فعلی درآمد خالص در دوره (ماه i م یا سال i م)

I = میزان سرمایه گذاری در زمان حال

N = تعداد دوره (ماه یا سال) عمر مفید پروژه

در رابطه بالا مقدار Pi به صورت روبه رو محاسبه می شود:

$$Pi = \frac{Fi}{(1 + K)^{ni}}$$

که در آن :

Fi = درآمد خالص کسب شده در دوره i م

K = نرخ اجرا پول (که در بسیاری از موارد نرخ بهره بازار است) در هر دوره

N = زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد i م

هستند. به این ترتیب رابطه های بالا را می توان به صورت زیر نوشت :

$$NPV = \left(\sum_{i=1}^N \frac{Fi}{(1+K)^{ni}} \right) - I$$

در این روش ارزیابی، اگر مقدار NPV برای یک طرح عدد مثبتی بدست آید، آن طرح قابل قبول و سودآور شناخته می‌شود و اگر مقدار NPV عدد منفی باشد، آن طرح غیرقابل قبول و زیان آور ارزیابی می‌شود.

۴- روش نرخ بازده داخلی IRR

در این روش به دنبال نرخ بهره‌ای هستیم که اگر درآمدهای آینده را با نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه گذاری) تنزیل کنیم، آنگاه درآمد تنزیل شده با میزان سرمایه گذاری برابر شود. این میزان بهره را نرخ بازده داخلی می‌نامیم.

براساس ارزیابی این روش، اگر نرخ بازده داخلی یک طرح از نرخ بهره سرمایه بیشتر باشد، آنگاه طرح سودآور شناخته می‌شود و اگر کمتر باشد، آنگاه طرح زیان آور ارزیابی خواهد شد.

در این روش برای مقایسه دو طرح به شیوه زیر عمل می‌شود:

ابتدا نرخ بازده داخلی برای دو طرح محاسبه می‌شود. سپس نرخ‌های بدست آمده با یکدیگر مقایسه می‌شوند. پروژه‌ای که دارای نرخ بازده داخلی بیشتر نسبت به پروژه‌ای که دارای نرخ بازده داخلی کمتری است، در اولویت انتخاب قرار می‌گیرد یا به عبارت دیگر سود آورتر شناخته می‌شود.

برای تعیین نرخ بازده داخلی طرحی با سرمایه اولیه I و N بازگشت سرمایه به میزان FI تا FN به صورت زیر عمل می‌کنیم:

ارزش معادل تعداد N درآمد به میزان Fn (که $n=1,2,3,\dots,N$) با نرخ بهره r در زمان شروع طرح برابر است با:

$$P = \sum_{i=1}^N FN(1+r)^{-n}$$

و اگر سرمایه گذاری این طرح که در شروع پروژه صرف شده است را با نشان دهیم، میزان نرخ بازده داخلی طرح (r) از حل معادله زیر بدست می‌آید:

$$F(r) = \left(\sum_{i=1}^N FN(1+r)^{-n} \right) - I, f(r) = 0$$

معادله بالا یک معادله غیر خطی است که به راحتی توسط روش‌های محاسبات عددی قابل حل بوده و نرخ بازده داخلی طرح محاسبه می‌شود.

چند نکته مهم در ارزیابی پروژه‌های گاز

برای امکان‌سنجی اقتصادی پروژه محاسبه IRR و NPV ملاک مقایسه بسیار مهمی است. اگر IRR پروژه عدد کمتری نسبت به نرخ تنزیل نشان باشد، دلیل بر غیراقتصادی و غیرقابل قبول بودن پروژه می‌باشد. در صورتیکه IRR پروژه عدد بیشتری نسبت به نرخ تنزیل باشد، پروژه اقتصادی و قابل قبول است. اگر NPV عددی مثبت باشد طرح اقتصادی و قابل قبول و اگر NPV عددی منفی باشد طرح غیراقتصادی می‌باشد. اگر نسبت B/C (فایده-هزینه) بالاتر از عدد یک باشد منافع بیشتر از هزینه و اگر نسبت B/C (فایده - هزینه) کمتر از عدد یک باشد منافع کمتر از هزینه است.

۵- ادبیات موضوع و سابقه انجام تحقیق

الف) واردات گاز از الجزایر از دهه ۱۹۷۰ برای کشورهای اروپایی مطرح بوده است. به گونه‌ای که کشورها و شرکتهای انرژی مطالعات متعددی در این خصوص انجام داده‌اند. در اوایل دهه ۱۹۷۰ شرکت ایتالیایی انی^۵ احداث یک خط لوله از بستر دریای مدیترانه را مورد بررسی قرار داده است. اما در نهایت تصمیم گرفته شد تا خط لوله ی ترانسمد^۶ احداث شود که عملیات ساخت آن از سال ۱۹۸۳ آغاز شده است.^۷ صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله همواره به دلیل عبور از مرزهای بین المللی و هم چنین اقیانوس‌ها و دریاهاى عمیق از نظر سیاسى، حقوقى، اقتصادى و تکنولوژیکى پیچیده بوده است. هر چقدر که تکنولوژی به سرعت رشد می‌کند، مذاکرات سخت تری در خصوص عوارض عبور بین کشورها انجام می‌گیرد؛ از جمله با افزایش قیمت‌های نفت، تعهدات انی در پروژه ی ترانسمد افزایش یافته و دولت تونس به دنبال استفاده از موقعیت جغرافیایی استراتژیک خود بوده و شرکت ایتالیایی انی را ملزم به انعقاد قرارداد جدیدی کرده است. (رشیدی، ویدا و همکاران، زمستان ۱۳۹۱)

قرارداد سال ۱۹۷۷ مابین تونس و شرکت ایتالیایی انی، به جهت موقعیت استراتژیک کشور تونس در حاشیه ی کانال سسیلی^۸، فواید زیادی برای این کشور در بر دارد. سهم ۶ درصدی از کل گازی که از طریق این کشور انتقال داده می‌شود به عنوان عوارض عبور دریافت می‌شود، هر چند که این کشور هیچ گونه مشارکتی در احداث و یا سرمایه گذاری پروژه ی خط لوله نداشته است. میزان عوارض عبور واقعی که شرکت انحصاری گازپروم روسیه برای

انتقال گاز به اروپا، به کشورهای تازه استقلال یافته^۹ پرداخت می‌کند، مشخص نیست. اما از دهه ی ۱۹۹۰، شرکت گازپروم برای حفظ موقعیت انحصاری خود بر منطقه، و هزینه‌های عبور را افزایش داده است.^{۱۰}

قرارداد جدید انتقال بین شرکت ایتالیایی انی و تونس در سال ۱۹۹۷ به امضا رسیده، اما تونس تمایلی برای قرارداد سوناتراک^{۱۱} در این پروژه نداشته است و سوناتراک باید گاز خود را در مرز تونس از طریق یک شرکت تازه تاسیس شده به انی بفروشد. ترانسمد اولین خط لوله سوناتراک است. خط لوله ترانسمد پس از ۵۵۰ کیلومتر عبور در خاک کشور الجزایر و ۳۷۰ کیلومتر در خاک کشور تونس و کانال سیسیلی (۱۵۵ کیلومتر)، گاز این منطقه را به ایتالیا منتقل می‌کند.

ب) طبق مطالعه دیگری؛ جرویس، آندراج، "سیاستهای دولت برای بخش خصوصی در رقابت در بخش صنعت گاز طبیعی و نکات اقتصادی و ظرفیت بازار خط لوله". (مقاله بانک جهانی، ۱۹۹۸)، به بررسی جذابیت سرمایه گذاری بخش خصوصی در صنعت گاز طبیعی پرداخته است، همچنین در مورد رقابت و توسعه در بازارهای جدید تهیه و توزیع و ظرفیت خط لوله اشاره نموده است. در این مورد به موفقیت‌های بدست آمده توسط کشورهای آمریکا و انگلستان در زمینه سرمایه گذاری بخش خصوصی و دولتی در بخش انتقال گاز از طریق خط لوله توسط بخش خصوصی پرداخته و همچنین از بازارهای خط لوله‌ای که این دو کشور در آن موفق بوده‌اند صحبت بعمل آمده است.

ج) در سال ۱۹۵۷ میلادی شرکت ملی نفت ایران در قالب قراردادی^{۱۲} به همکاری با شرکت آجیپ^{۱۳} پرداخت. به موجب این قرارداد طرفین نسبت به تاسیس شرکتی اقدام می‌کردند که هر کدام از طرفین نسبت به تامین پنجاه درصد از سرمایه آن اقدام نموده و سپس نوعی قرارداد مشارکت در تولید بین این شرکت و شرکت ملی نفت منعقد می‌شد و در نتیجه دولت میزبان هم پنجاه درصد از عوائد نفت تولیدی را دریافت می‌کرد و هم به موجب سهامداری در شرکت متصدی تولید، پنجاه درصد از سود شرکت را تصاحب می‌نمود و در نتیجه سهم پنجاه درصدی رایج در قراردادهای مشارکت در تولید آن زمان برای دولت میزبان به هفتاد و پنج درصد ارتقا می‌یافت.

۶- مشارکت عمومی - خصوصی^{۱۴} :

عبارت مشارکت عمومی - خصوصی در سراسر دنیا دارای تعریف یکسانی نیست، زیرا از عرصه عمل وارد تئوری شده و هر مرجعی متناسب با مورد مد نظر خود نمونه‌ای را ارائه می‌دهد. ولی این مفهوم دارای کاربردهای مختلفی است که برخی از آن عبارت‌اند از:

PFI (private finance initiative)

GPPP (Global Public-Private Partnership)

PPCP (Public Private Community Partnership)

PPIP (Public - Private Investment Program For Legacy Assets)

عموماً روش‌های " مشارکت عمومی - خصوصی " با پیچیدگی و صرف زمان همراهند، ضمن این که نرخ سودی که نصیب بخش خصوصی می‌کند از نرخ سود اوراق قرضه ی دولتی بالاتر است. لذا به ارزیابی نیازمند است تا معیارهایی را تعیین کند که از آن بتوان فهمید بخش دولتی به تنهایی نتیجه بهتری دارد یا مشارکت خصوصی - عمومی ؟

برای این سوال معمولاً از روش " ارزش پول " ^{۱۵} که بیان می‌کند لزوماً ارائه خدمات در بخش PPP از بخش دولتی ارزان تر نیست ولی پولی که صرف می‌شود باید ارزش هزینه کردن را داشته باشد. (مجله اقتصاد، ۱۳۹۱)

۷- اصول حاکم بر قراردادهای بیع متقابل، ارائه شده توسط وزارت نفت :

در تنظیم قراردادهای بیع متقابل باید اصول زیر رعایت گردند:

- حفظ حاکمیت ملی بر منافع نفت و گاز کشور.
- هماهنگی کامل با قوانین و مقررات کشور به خصوص قانون نفت.
- سرمایه‌گذاری و فن‌آوری مدرن در توسعه میادین.
- آموزش و انتقال تکنولوژی.
- مدیریت مشترک ایرانی - خارجی.
- عملیات بهره‌برداری صد درصد توسط ایرانی.
- بهره‌گیری حداکثر از توان داخلی.
- حقوق نظارتی کامل برای شرکت ملی نفت ایران.
- مزایای اقتصادی در مقایسه با دیگر انواع قراردادهای نفتی.
- شفافیت ترتیبات مالی قرارداد.

- ریسک کمبود و یا کاهش تولید با شرکت خارجی
ایران هم اکنون از قراردادهای بیع متقابل استفاده می‌نماید و البته درصدد بهتر نمودن اینگونه
قراردادها جهت ایجاد انگیزه برای جلب شرکت‌های صاحب سرمایه و حداکثر نمودن منابع
دولت می‌باشد.^{۱۶}

۸- قراردادهای خرید خدمت^{۱۷} :

در این شیوه شرکت سرمایه‌گذار کلیه هزینه‌های مورد نیاز برای انجام پروژه را تقبل می‌نماید و
با آوردن تکنولوژی و تجهیزات لازم عملیات را به عهده می‌گیرد. پس از پایان یافتن پروژه،
بازپرداخت هزینه‌ها آغاز می‌گردد. در این قراردادها حاکمیت و مالکیت با کارفرماست و شرکت
تنها به عنوان پیمانکار وارد عمل می‌شود. این قراردادها به لحاظ پذیرش ریسک انواع مختلفی
دارند. در ایران روش بیع متقابل رایج است که زیر مجموعه همین دسته از قراردادها می‌باشد. جهت
آشنایی کلی با این نوع قراردادها به توضیحات مختصری در این زمینه می‌پردازیم.

۹- قراردادهای ساخت و انتقال^{۱۸}

قراردادهای ساخت و انتقال مجموعه‌ای از قراردادها می‌باشند که طرف قرارداد که عموماً یک
شرکت خارجی در کشورهای توسعه یافته می‌باشد، عملیات ساخت تشکیلات مورد نظر را
به عهده می‌گیرد و سپس با توجه به نوع قرارداد ممکن است آنرا به مالکیت خود درآورده،
بهره‌برداری کند اما در نهایت مالکیت آنرا به دولت میزبان منتقل می‌کند. دستیابی به توسعه و
رشد اقتصادی تنها در پرتو سرمایه‌گذاری در طرحهای زیربنایی اقتصادی امکانپذیر است. طرحها
و پروژه‌های زیربنایی به صورت سنتی در قلمرو بخش عمومی قرار داشته و توسط دولت تأمین
مالی، ساخته و نهایتاً اجرا و مورد بهره‌برداری قرار می‌گرفته است. بسیاری از کشورهای در حال
توسعه دیگر قادر نیستند به تقاضاهای روزافزون در بخش زیربنایی اقتصادی پاسخ دهند، چراکه
آنها جهت ساخت پروژه‌های زیربنایی احتیاج به سرمایه کلان، ارز خارجی، تکنولوژی پیشرفته و
مدیریت کارآمد دارند. بنابراین بدون حضور فعال طرفهای تجاری از کشورهای صنعتی و بدون
مشارکت بخش خصوصی این دولتها قادر نیستند به تقاضای روبه‌تزايد در بخش زیربنایی
اقتصادی پاسخ دهند. یکی از مکانیزمهایی که در جهت حل و فصل معضل سرمایه‌گذاری در

پروژه‌های زیربنایی مورد توجه کشورهای در حال توسعه قرار گرفته است استفاده از قراردادهای ساخت می‌باشد که ذیلاً به بررسی انواع این قراردادها و خصوصیات آنها پرداخته می‌شود:

۱- ۹- قراردادهای ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T)^{۱۹}

در یک قرارداد متعارف (B.O.T) پروژه‌ای با مجوز دولت توسط یک شرکت خصوصی ساخته می‌شود و پس از انقضای مدت قرارداد پروژه به دولت طرف قرارداد منتقل می‌شود. به بیان دیگر دولت به یک کنسرسیوم خصوصی متشکل از شرکتهای خصوصی امتیاز می‌دهد تا کنسرسیوم مطابق قرارداد، تأمین مالی یک طرح زیر بنایی را عهده دار شده آن را بسازد و در ازای مخارجی که تقبل کرده برای مدتی از پروژه ساخته شده بهره برداری کند و پس از سپری شدن مدت قرارداد، پروژه و حق استفاده از آن را مجاناً به دولت منتقل نماید (شیروی، ۱۳۸۰).

۲- ۹- قراردادهای ساخت، تملک، بهره برداری و انتقال (B.O.O.T)^{۲۰}

این روش را باید نوعی از قرارداد (B.O.O) (در شماره بعد می‌آید) با شرط انتقال به دولت میزبان دانست. همچنین شاید تفاوت عمده آن با (B.O.T) در حدود مالکیت آن باشد، حدودی از مالکیت که میزان سرمایه خارجی و حقوق قراردادی آن را تعیین می‌نماید. به نحوی که مالکیت کامل پروژه را در طول بهره برداری از آن را فراهم می‌نماید. نتیجه این تلقی را می‌توان در امکان واگذاری مالکیت به ثالث، امکان جانشینی، ایجاد و تنظیم تعرفه افزایش قیمت یا کاهش سرمایه و غیره دانست، لیکن تعهد به انتقال پروژه در پایان زمان امتیاز به دولت، جزئی لاینفک از قرارداد است. (احمدیان مقدم، ۱۳۸۰)

۳- ۹- قراردادهای ساخت، تملک و بهره برداری (B.O.O)^{۲۱}

در این قرارداد کنسرسیوم مسئول ساخت و بهره برداری از پروژه است. بدون اینکه مجبور باشد پروژه ساخته شده را به دولت و یا بخش دولتی واگذار نماید مالکیت پروژه در اختیار کنسرسیوم خواهد بود و کنسرسیوم تعهدی ندارد که پس از طی مدتی پروژه را به دولت منتقل نماید، به عبارت دیگر بهره برداری کنسرسیوم از پروژه محدود به مدت معینی نیست. (شیروی، ۱۳۸۰) در اینگونه قراردادها، تعهد انتقال پروژه به دولت میزبان، پس از پایان امتیاز موجود نمی‌باشد. چنین قراردادی که با عنصر "مال خود دانستن"^{۲۲} همراه است. مالکیت حقوقی پروژه (یعنی

عملاً تا پایان عمر مفید پروژه) در اختیار شرکت دارنده امتیاز باقی می ماند (مرحله مالکیت). دولت در اینگونه پروژهها صرفاً نقش خریدار محصولات یا خدمات حاصل از پروژه را خواهد داشت. در مواردی دولت حتی تا این حد نیز خود را در تقبل تعهدات ملزم نمی نمایند و شرکت پروژه را آزاد می گذارد تا محصول و خدمات حاصل از پروژه را به دولت یا هر شخص ثالثی فروخته و درآمد حاصله را صرف بازپرداخت دیون و سرمایه گذاریهای انجام شده در پروژه نماید. (احمدیان مقدم، ۱۳۸۰) اینگونه پروژهها در کشورهایی بوجود می آیند که:

الف) دارای حساسیت کمتری در ارتباط با واگذاری امتیاز احداث و بهره برداری از پروژه به سرمایه گذاران خارجی میباشند.

ب) چهارچوب سیاستگذاری روشنی جهت بهره گیری از سرمایه گذاری خصوصی تدوین نموده اند.

ج) قبلاً تجربه اجرای یک یا چند پروژه زیربنایی به روش (B.O.T) را کسب نموده باشند. عبارت دیگر شاید بتوان بطور ساده چنین اظهار کرد که اجرای پروژههای زیربنایی براساس الگوی (B.O.O) مرحله تکامل یافته و پیشرفته روند خصوصی سازی نسبت به روش (B.O.T) است.

۴-۹- قراردادهای ساخت، تملک، بهره برداری و فروش (B.O.O.S)^{۲۳}

چنانچه در پروژههای ساخت، تملک و بهره برداری (B.O.O) کنسرسیوم متعهد شود پس از انقضای مدت معینی پروژه را در قبال دریافت مبلغی به دولت مزبور بفروشد از عنوان ساخت تملک، بهره برداری و فروش استفاده میشود. (شیروی، ۱۳۸۰)

۴-۹- قراردادهای ساخت، اجاره، انتقال (B.L.T) یا (B.R.T)^{۲۴}

چنانچه کنسرسیوم پروژه را بعد از ساخت تملک کند و آن را برای مدت معینی در مقابل مبلغی به دولت یا بخش خصوصی اجاره دهد و پس از سپری شدن مدت آن را بطور رایگان تملک کند از عنوان ساخت، اجاره و انتقال استفاده می شود. (همان منبع) در این شیوه، جریان درآمد مالی پروژه، مال الاجاره پرداختی از سوی مستأجرین است که حسب مورد می تواند دولت، شخص حقوقی داخلی یا خارجی باشد. واضح است در این طریق نیز قواعد و مقررات دولت میزبان و قرارداد پروژه باید ملحوظ نظر قرار گیرد. ضمن این که به نظرمی رسد ماهیت حقوقی اینگونه قراردادها شبیه به اجاره به شرط تملیک باشد. (احمدیان مقدم، ۱۳۸۰)

۹-۶- قراردادهای ساخت، انتقال و بهره برداری (B.T.O)^{۲۵}

اگر در یک قرارداد (B.O.T) طرفین بخواهند، تأکید کنند که مالکیت پروژه و همچنین مالکیت تأسیسات آن به محض اتمام به دولت منتقل خواهد شد و سپس دولت امتیاز استفاده انحصاری از پروژه را برای مدت مشخصی به کنسرسیوم اعطا کند از اصطلاح ساخت، انتقال و بهره برداری استفاده می‌شود. (شیروی، ۱۳۸۰).

۹-۷- قراردادهای بازسازی، بهره برداری و انتقال (R.O.T)^{۲۶}

چنانچه پروژه‌ای و تأسیساتی که هم اکنون موجود است به بخش خصوصی واگذار تا توسط بخش خصوصی بازسازی شده و متقابلاً برای مدتی مورد بهره برداری بخش خصوصی قرار گیرد و سپس به دولت منتقل شود از اصطلاح بازسازی، بهره برداری و انتقال استفاده می‌شود. (شیروی، ۱۳۸۰)

۹-۸- قراردادهای مدرنیزه کردن، بهره برداری و انتقال (M.O.T)^{۲۷}

چنانچه پروژه، زیربنایی موجود به بخش خصوصی واگذار شود تا آن را به یک پروژه مدرن تبدیل کرده و در عوض برای مدتی مورد بهره برداری قرار دهد و سپس آن را به طور رایگان به دولت انتقال دهد از اصطلاح مدرنیزه کردن، بهره برداری و انتقال استفاده می‌شود. (همان منبع)

نتیجه بدست آمده از این طرح براساس قراردادهای صدرالاشاره بدین صورت است، از آنجائیکه ابتدا تمامی هزینه‌های سرمایه گذاری طرح براساس اطلاعات اولیه ارائه شده توسط کارشناسان شرکت ملی گاز ایران برآورد گردیده شده است و همچنین هزینه سرمایه گذاری اولیه نیز سرمایه اندکی نمی باشد بدلیل سرمایه گذاری هنگفت، بخش خصوصی بطور کامل انجام این پروژه را متقبل خواهد شد، جهت سرمایه گذاری بخش خصوصی در این پروژه دولتی از قراردادهایی مانند؛ قرارداد ساخت، تملک و بهره برداری (B.O.O)-ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T) می‌توان استفاده نمود.

۱۰- مشخصات و تحلیل کلی طرح انتقال گاز طبیعی ایران توسط خط لوله به اروپا از طریق ترکیه

۱- جهت انتقال گاز طبیعی از ایران به مرز بازرگان همجوار با کشور ترکیه، جهت صادرات به اروپا یک خط لوله خشکی (زمینی) به قطر ۵۶ اینچ در نظر گرفته شده است. مبدا خط لوله

- مذکور عسلویه می‌باشد و خط لوله پس از گذشتن از شهرهای اهواز، کرمانشاه، میاندوآب در مرز بازرگان به خط لوله سراسری ناباکو که از کشور ترکیه می‌گذرد تا گاز طبیعی را به کشورهای اروپایی برساند متصل خواهد شد. مجموع طول مسیر از عسلویه تا مرز بازرگان ۱۸۶۳ کیلومتر محاسبه شده است. که تعداد ۱۷ ایستگاه تقویت فشار (تقریباً به فاصله هر ۱۱۰ کیلومتر) که بطور معمول هر ایستگاه ۱۰۰ مگاوات که مجموعاً ۱۷۰۰ مگاوات می‌گردد.
- ۲- دوره احداث خط لوله مذکور ۵ سال و عمر آن (دوره فعالیت پروژه) معادل ۲۵ سال در نظر گرفته شده است.
- ۳- ظرفیت خط لوله مذکور ۱۱۰ (میلیون مترمکعب در روز) در نظر گرفته شده است که با در نظر گرفتن ۳۲۰ روز کاری در سال، میزان گاز انتقالی از طریق خط مذکور معادل ۳۵ (میلیارد مترمکعب در سال) خواهد بود.
- ۴- با توجه به فرض اینکه تمامی دستگاه‌های تقویت فشار و تمامی عوامل موجود در ساخت پروژه خط لوله جهت صادرات گاز طبیعی به مرز بازرگان (ترکیه) جهت صادرات به اروپا در طول ۵ سال احداث و راه اندازی می‌گردند بر اساس مشاهدات بعمل آمده و تحلیل نرم افزاری EXCEL ظرفیت انتقال گاز از طریق خط لوله جهت صادرات گاز بصورت کامل (۱۰۰ درصد ظرفیت انتقال گاز) از سال شروع به بهره برداری می‌باشد.
- ۵- هزینه‌های پروژه در هر دوره از سه بخش عمده تشکیل شده است.
- الف- هزینه‌های سرمایه‌ای^{۲۸} که جهت طراحی، احداث خط لوله، نصب تجهیزات و احداث تاسیسات و ساختمانهای مورد نیاز بدین منظور صرف می‌گردد.
- ب- هزینه‌های عملیاتی^{۲۹}، این هزینه‌ها شامل هزینه تعمیرات و نگهداری خط لوله و کمپرسورها، هزینه سوخت مصرفی کمپرسورها، نگهداری تاسیسات و نهایتاً مجموع هزینه‌هایی که جهت تداوم عملیات بهره برداری و فعالیت خط لوله صرف می‌شود می‌باشد.
- ج- هزینه گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران جهت تزریق به خط لوله.
- در این بررسی، هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز بصورت فرضی می‌باشد که، برای احداث خط لوله مذکور با توجه به نظر کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، رقمی بالغ بر ۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال در نظر گرفته شده است که باید در طول ۵ سال دوره اجرای پروژه صرف شود. نحوه تقسیم بندی هزینه سرمایه‌ای در طول دوره اجرایی بصورت ۱۰٪ در سال اول، ۲۰٪ در سال دوم، ۲۵٪ در سالهای سوم و چهارم و ۲۰٪ در سال پنجم اجرای پروژه در نظر گرفته شده است. همچنین

هزینه عملیاتی پروژه مذکور باتوجه به نظرات کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، معادل ۴٪ هزینه سرمایه‌ای در نظر گرفته شده است و در نهایت قیمت فروش جهت صادرات گاز طبیعی از طریق ترکیه جهت انتقال به اروپا در سناریوی اصلی رقمی معادل (۴۵ Cent) از دلار جهت هر مترمکعب گاز) در نظر شده است. با توجه به اینکه بررسی حاضر تنها سودآوری تجاری طرح را بررسی می‌کند و نیز این واقعیت که در هنگام انجام مطالعه امکان سنجی اقتصادی معمولاً فرض می‌شود که منابع مالی جهت اجرای پروژه در اختیار است فرض می‌شود که تامین مالی پروژه مذکور توسط سرمایه گذار یا شرکاء سرمایه گذار انجام می‌پذیرد.

۶- نرخ تنزیل در محاسبات این تحقیق براساس نظریه کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، میانگین نرخ تنزیل بازار و نرخ تنزیل بانکی در نظر گرفته شده که ۲۸٪ می‌باشد.

۷- قیمت فروش گاز به اروپا با توجه به قیمت واردات گاز طریق LNG به اروپا بطور متوسط ۱۴,۴۲ دلار در هر میلیون بی تی یو می‌باشد. اما با توجه به داده‌های تحقیق قیمت گاز جهت صادرات توسط خط لوله به اروپا ۴۵ سنت در هر مترمکعب در نظر گرفته شده است.

۸- نحوه محاسبات جدول جریان نقدینگی به شرح زیر است:

از آنجا که هزینه سرمایه گذاری پروژه ۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال و هزینه عملیات پروژه جهت صادرات گاز ۴ درصد از هزینه سرمایه گذاری پروژه می‌باشد و همچنین حجم گاز طبیعی صادراتی از طریق خط لوله بصورت سالانه ۳۵ میلیارد مترمکعب در هر سال با قیمت فروش ۴۵ سنت در هر مترمکعب گاز می‌باشد، درآمد بر اساس حجم گاز صادراتی و قیمت گاز صادراتی مورد محاسبه قرار گرفته و در نهایت NPV^{30} و IRR^{31} بر اساس فرمولهای EXCEL محاسبه گردیده است. برای امکان سنجی اقتصادی دقیق پروژه مذکور، با توجه به محرمانه بودن بیشتر اطلاعات از نظرات کارشناسان شرکت ملی گاز ایران که در این زمینه تخصص دارند استفاده گردیده است که اطلاعات اصلی بدست آمده بصورت جدول ۱ در ذیل می‌باشد.

جدول ۱: اطلاعات مربوط به احداث خط لوله صادرات گاز ایران از طریق ترکیه جهت صادرات به اروپا

هزینه سرمایه گذاری اولیه	۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال
هزینه‌های عملیاتی	پس از احداث سالانه ۴٪
دوره ساخت	۵ سال
دوره بهره برداری	۲۵ سال
میزان گاز صادراتی	۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز یا ۳۵ میلیارد مترمکعب در سال
قیمت فروش گاز صادراتی	۴۵ سنت در هر مترمکعب

منبع: یافته‌های پژوهش

جهت امکانسنجی این پروژه براساس هزینه عملیات، هزینه سرمایه، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران، قیمت فروش گاز صادراتی سناریوهای براساس جدول ۲ تنظیم گردیده است.

جدول ۲: سناریوهای امکانسنجی صادرات گاز از طریق خط لوله جهت صادرات به اروپا از طریق ترکیه

هزینه سرمایه (میلیارد ریال)	۸۲۶۰۰	۱۰۳۲۵۰	۱۲۳۹۰۰
هزینه عملیات	% ۳	% ۴	% ۵
قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران (به ریال)	۷۰۰	۸۰۰	۹۰۰
حجم گاز (میلیارد مترمکعب در سال)	۳۵		
نرخ تورم (سالانه)	% ۲۵		
نرخ افزایش قیمت گاز خریداری شده	% ۱۰		
نرخ تنزیل	% ۲۸		
هر مترمکعب Cent قیمت گاز صادراتی	۴۰	۴۵	۵۰
نرخ ارز جهت صادرات گاز (ریال هر دلار)	۳۰۰۰۰		
نرخ افزایش سالانه قیمت گاز جهت صادرات	% ۴,۰		

منبع: یافته‌های پژوهش

۱۱- جمع بندی نتایج سناریوها

براساس ده سناریو بدست آمده که شامل؛ یک سناریوی اصلی که براساس هزینه سرمایه ۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال، هزینه عملیات ۴٪، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران به مبلغ ۷۰۰ ریال در هر مترمکعب گاز جهت صادرات از طریق خط لوله و قیمت فروش گاز صادراتی ۴۵ سنت در هر متر مکعب در مرز بازرگان، دو سناریوی کاهش و افزایش ۱٪ (۳٪) و ۵٪) در هزینه عملیات، دو سناریوی کاهش و افزایش ۲۰٪ در هزینه سرمایه گذاری، دو سناریوی افزایش و کاهش ۵ سنت (۴۰ و ۵۰ سنت) قیمت فروش گاز به کشورهای اروپایی، دو سناریوی افزایش ۱۰۰ و ۲۰۰ ریالی (۸۰۰ و ۹۰۰ ریال) به قیمت گاز خریداری شده و همچنین سناریوی نهایی که نقطه سربه سر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران جهت صادرات می‌باشد که براساس محاسبات مبلغ ۶۳۱۰ ریال می‌باشد. این نتایج که طرح را از نظر اقتصادی با دارا بودن نرخ بازده داخلی ۸۹,۷۵٪ و ارزش فعلی ۶۳۹۶۰۰ میلیارد ریال طرحی مطلوب و قابل پذیرش ارزیابی می‌گردد. با افزایش ریسک پروژه و انجام محاسبات هزینه سرمایه گذاری پروژه با افزایش ۲۰٪ پروژه علی رغم کاهش سود نسبت به سناریوی اصلی کماکان در سطح مطلوبی از بازده قرار داشته و از نظر اقتصادی طرحی جذاب محسوب

می‌گردد. از سوی دیگر افزایش قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران در هر دو سناریوی مورد نظر طرح را از نظر سوددهی در سطح بسیار مطلوبی قرار می‌دهد، در حالیکه اثر کاهش قیمت فروش گاز صادراتی از ۴۵ سنت به ۴۰ سنت در هر مترمکعب موجبات گرایش بیشتر خریداران اروپایی را به پروژه مذکور فراهم می‌کند، همچنین اثر افزایش قیمت فروش گاز ایران بر نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پروژه را از ۶۳۹۶۰۰ میلیارد ریال در سناریوی مرجع به ۷۳۸۱۹۴ میلیارد ریال افزایش داده و جذابیت آنرا برای سرمایه گذاران و تامین کنندگان مالی پروژه افزایش می‌دهد از سوی دیگر افزایش قیمت گاز شرکت ملی گاز ایران به ۹۰۰ ریال در هر متر مکعب در دو حالت مورد بحث قابل بررسی است. حالت نخست وضعیتی است که اثر افزایش قیمت مزبور بر نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پروژه اعمال شود. در این صورت نرخ بازده داخلی پروژه نیز از ۸۹,۷۵٪ در سناریوی مرجع به ۸۸,۷۷٪ خواهد رسید و ارزش خالص فعلی پروژه نیز از ۶۳۹۶۰۰ میلیارد ریال به ۶۱۶۷۹۶ میلیارد ریال خواهد رسید. پروژه در این حالت نیز علیرغم کاهش سوددهی نسبت به سناریوی مرجع از نظر اقتصادی کماکان مطلوب و قابل پذیرش می‌باشد.

در نهایت جهت تعیین حداکثر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران جهت صادرات (نقطه سر به سر قیمت خرید گاز) به اروپا می‌توان این قیمت را قیمتی در نظر گرفت که در آن نسبت فایده-هزینه^{۳۲} پروژه برابر صفر گردد. قیمت مذکور ۶۳۱۰ ریال در هر مترمکعب گاز صادراتی می‌باشد که امکان خرید گاز به قیمتی بالاتر از این قیمت با در نظر گرفتن ملاحظات مربوط به سودآوری تجاری طرح وجود ندارد. جدول ۳ نشان دهنده تغییرات بعمل آمده در متغیرهای سناریوی مرجع می‌باشد.

جدول ۳: تغییرات سناریوها براساس سناریوی مرجع

سناریوی تغییر هزینه سرمایه گذاری				
دوره بازگشت سرمایه	B/C	IRR	NPV	
۵ سال	۲٫۹	%۹۹٫۲۵	۶۵۹۱۸۵	هزینه سرمایه گذاری کمتر از ۲۰٪
۵ سال	۲٫۶	%۸۹٫۷۵	۶۳۹۶۰۰	هزینه سرمایه گذاری اصلی
۵ سال	۲٫۳	%۸۲٫۳۹	۶۲۰۰۱۴	هزینه سرمایه گذاری بیشتر از ۲۰٪
سناریوی تغییر هزینه عملیات				
دوره بازگشت سرمایه	B/C	IRR	NPV	
۵ سال	۲٫۹	%۹۰٫۰۸	۶۵۷۱۰۱	هزینه عملیات ۳٪
۵ سال	۲٫۶	%۸۹٫۷۵	۶۳۹۶۰۰	هزینه عملیات اصلی ۴٪
۵ سال	۲٫۳	%۸۹٫۴۱	۶۲۲۰۹۹	هزینه عملیات ۵٪
سناریوی تغییر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران				
دوره بازگشت سرمایه	B/C	IRR	NPV	
۵ سال	۲٫۶	%۸۹٫۷۵	۶۳۹۶۰۰	قیمت خرید گاز ۷۰۰ ریال
۵ سال	۲٫۴	%۸۹٫۳۶	۶۲۸۱۹۸	قیمت خرید گاز ۸۰۰ ریال
۵ سال	۲٫۳	%۸۸٫۷۷	۶۱۶۷۹۶	قیمت خرید گاز ۹۰۰ ریال
۷ سال	۰٫۰	%۲۸	۰٫۰	قیمت خرید گاز ۶۳۱۰ ریال
سناریوی تغییر قیمت فروش گاز به کشورهای اتحادیه اروپا				
دوره بازگشت سرمایه	B/C	IRR	NPV	
۵ سال	۲٫۲	%۸۴٫۳۷	۵۴۱۰۰۶	قیمت فروش ۴۰ سنت هر مترمکعب
۵ سال	۲٫۶	%۸۹٫۷۵	۶۳۹۶۰۰	قیمت فروش ۴۵ سنت هر مترمکعب
۵ سال	۳٫۰	%۹۴٫۶۵	۷۲۸۱۹۴	قیمت فروش ۵۰ سنت هر مترمکعب

منبع: یافته‌های پژوهش

۱۲- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

از آنجا که این طرح جهت امکان‌سنجی اقتصادی سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در خط لوله صادرات گاز طبیعی ایران به ترکیه جهت صادرات به اروپا توسط بخش خصوصی داخلی پرداخته شده و همچنین تاکنون بخش خصوصی داخلی در این زمینه قراردادی منعقد ننموده است، به ترتیب تمامی هزینه‌ها جهت سرمایه‌گذاری را براساس زمان حال از نظر اقتصادی و سیاسی (تحریمها) با توجه به اطلاعات واصله از کارشناسان شرکت ملی گاز ایران برآورد نموده و همچنین هزینه‌های سرمایه‌گذاری را براساس شرایط برداشته شدن تحریمها و یا شدیدتر شدن تحریمها مورد سنجش قرار داده و همچنین بر همان اساس هزینه‌های عملیاتی را حداکثر و حداقل نموده و قیمت خرید گاز طبیعی از شرکت ملی گاز ایران را در نظر گرفته‌ایم و همچنین نقطه سربه سر خرید گاز از شرکت ملی گاز را در نظر گرفته و قیمت فروش گاز جهت صادرات را براساس اطلاعات با نوسانات متفاوت سنجیده تا بتوانیم پروژه را از نظر اقتصادی و سودآوری طرح توجیه نماییم، پروژه صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله را با مشخص بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی و قیمت گاز خریداری شده از

شرکت ملی گاز ایران مورد محک قرار داده با توجه به نتایج بدست آمده از نرخ بازده داخلی طرح نشان می‌دهد که صادرات گاز ایران از طریق خط لوله به اروپا از طریق ترکیه کاملاً توجیه اقتصادی دارد.

در نهایت مهمترین پیشنهادی که می‌توان به آن اشاره نمود:

- بررسی بازارهای هدف، طرق مختلف و انتخاب روشهای بهینه جهت انجام صادرات گاز طبیعی ایران در جهان.

منابع

۱. طباطبایی مرادی، سیدشهاب، مقایسه آماری صنعت گاز طبیعی در دو کشور ایران و روسیه در پایان سال ۲۰۱۲ میلادی، ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره ۱۰۴، ۱۳۹۲
۲. شیروی عبدالحسین، پروژه‌های ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T)، سفیدنامه، شماره ۲۶، ۱۳۸۰
۳. احمدیان مقدم، فرید، بررسی جنبه‌های حقوقی قراردادهای (B.O.T)، دانشگاه قم، پایان نامه، ۱۳۸۰
۴. رشیدی، ویدا و جوان، افشین و رام، منصوره. "برآورد منافع حاصل از ترانزیت گاز طبیعی از طریق خط لوله در مقایسه با واردات - صادرات گاز کشور ایران"، فصل نامه ی مطالعه اقتصادی انرژی، سال نهم، شماره ۳۵، صفحات ۹۹ - ۷۵، (زمستان ۱۳۹۱)
۵. مجله اقتصاد، شماره هفتم، اردیبهشت ۱۳۹۱
۶. سایت الکترونیکی شرکت ملی نفت ایران www.NIOC.IR
۷. سایت الکترونیکی کتابخانه شرکت ملی نفت ایران www.nioclibrary.ir
۸. سایت الکترونیکی موسسه مطالعات بین المللی انرژی وزارت نفت www.iiesj.ir
۹. سایت الکترونیکی ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز <http://ekteshaf.naft.ir>
۱۰. سایت الکترونیکی کانون تفکر جوانان صنعت نفت <http://javanan.mop.ir>
۱۱. سایت الکترونیکی توانیر www.wamp.tavanir.org.ir
۱۲. سایت الکترونیکی شرکت نفت بریتانیا(انگلستان) www.BP.com
۱۳. سایت الکترونیکی ww.ravanshadnia.com

۱. BP Statistical Review of World Energy June 2013

۲. Liquefied Natural Gas

۳. Net Present Value

۴. Internal Rate Of Return

۵. Eni

۶. Transmed

۷. Victor et al, 2006, 49

۸. Sicilian Channel

۹. CIS

۱۰. Victor et al, 2006, 140

۱۱. Sonatrach

۱۲. Joint Venture

۱۳. A.G.I.P

۱۴. Public – Private Partnership

۱۵. Value For Money

۱۶. www.ravanshadnia.com

۱۷. Service Contract

۱۸. Build & Transfer

۱۹. Build, Operate and, Transfer

۲۰. Build, own, Operate and Transfer

۲۱. Build, Own and Operate

۲۲. Own

۲۳. Build, own, Operate and Sell

۲۴. Build, Rent/Lease and Transfer

۲۵. Build, Transfer and Operate

۲۶. RefurbLsh, Operate and Transfer

۲۷. Modernlze, Operate and Transfer

۲۸. Capital Expenditures

۲۹. Operating Expenditures

۳۰. Net Present Value

۳۱. Internal Rate of Return

۳۲. Benefit / Cost (B/C)