

تحلیل هزینه - فایده صادرات گاز ایران به اروپا

با استفاده از خط لوله

داود منظور، حمید اسدی

دانشگاه امام صادق (ع)

چکیده

تقاضای جهانی انواع انرژی هرساله در حالی افزایش می‌یابد که گاز طبیعی نقش بسیار حیاتی و استراتژیکی در تامین این تقاضا بر عهده دارد. طبق پیش‌بینی‌های موسسات معتبر بین‌المللی، طی سه دهه آینده وابستگی اروپا به گاز طبیعی وارداتی، از ۴۷ درصد در سال ۲۰۰۴ به ۷۰ درصد در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید. بنابراین روی آوردن اروپا به منابع جدید گاز طبیعی اجتناب‌ناپذیر بوده و ایران به عنوان دومین دارنده ذخایر گازی جهان می‌تواند یکی از منابع اصلی تامین گاز طبیعی قاره اروپا باشد. هدف اصلی این تحقیق، تحلیل هزینه - فایده احداث یک خط لوله انتقال گاز طبیعی از مبدأ عسلویه در ایران به شهر براتیسلاوا در مرکز اروپا می‌باشد که این خط لوله در مسیر خود از کشورهای ترکیه، بلغارستان، رومانی، مجارستان و اسلواکی عبور خواهد کرد. به همین منظور از دو شیوه متدالو در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های زیربنایی یعنی ارزش حال خالص (NPV) و نرخ بازدهی داخلی (IRR) استفاده شده است. نوآوری مهم این تحقیق، توجه ویژه به هزینه‌های متعدد احداث خط لوله و نیز انجام محاسبات برای احداث یک خط لوله کامل از مبدأ در ایران تا مقصد در اروپاست. نتایج این تحقیق، بیانگر آن می‌باشد که احداث خط لوله گاز طبیعی از ایران به اروپا به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر می‌باشد ولی این توجیه‌پذیری با نوسان قیمت‌های گاز و نرخ بهره در اروپا در ارتباط مستقیم قرار دارد و در صورت افزایش نرخ بهره به بالاتر از ۸ درصد در اروپا، چنانچه سایر شرایط ثابت بماند، پروژه، توجیه‌پذیری خود را از دست خواهد داد. در پایان تحقیق نیز پیشنهادهای مطالعاتی و تحقیقاتی در زمینه صادرات گاز ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: گاز طبیعی، ذخایر، تولید، مصرف، اروپای بزرگ، تحلیل هزینه - فایده، خط لوله

مقدمه

تقاضای جهانی انواع انرژی هرساله در حالی افزایش می‌یابد که گاز طبیعی نقش بسیار حیاتی و استراتژیکی در تأمین این تقاضا بر عهده دارد. پیش‌بینی می‌شود طی دو دهه آینده، مصرف گاز شاهد یک رشد چشمگیر و بی‌سابقه در سراسر جهان باشد و در بین سال‌های ۲۰۲۰ و ۲۰۳۰ می‌تواند جایگاه نفت را به عنوان سوخت اصلی مورد استفاده مردم در سراسر جهان به خود اختصاص دهد. تقاضای فزاینده گاز بیشتر، از مزایای زیست محیطی آن که کمترین آلودگی را در بین سوخت‌های فسیلی ایجاد می‌کند، نشأت می‌گیرد.

بازار گاز اروپا یکی از بازارهای در حال گسترش بوده و قراردادهای بلندمدت فروش گاز در آن رواج زیادی دارد. اما ایران به عنوان دومین دارنده منابع گاز طبیعی در جهان هنوز هیچ جایگاهی را در تأمین تقاضای گاز اروپا به خود اختصاص نداده است لذا بازار اروپا به دلیل رشد چشمگیر مصرف گاز طبیعی آن طی ۳ دهه آینده و نیز وابستگی شدید این قاره به گاز طبیعی وارداتی باید به عنوان یکی از بازارهای هدف ایران مورد بررسی قرار بگیرد.

در حال حاضر کشورهای روسیه، نروژ و الجزایر مهم‌ترین عرضه‌کنندگان گاز اروپا، هستند. اما اروپایی‌ها برای پاسخ به تقاضای فزاینده گاز طبیعی خود در ۲ تا ۳ دهه آینده نیازمند دستیابی به منابع بیشتر و جدیدتری هستند. ضمن اینکه تنوع بیشتر در منابع عرضه گاز یکی از راههای اطمینان از امنیت عرضه بلند انرژی به شمار می‌رود. با این حال پیش از هرگونه اقدام نسبت به صادرات گاز به اروپا باید نسبت به اقتصادی بودن ورود ایران به بازار گاز اروپا بویژه از طریق خط لوله، طی سال‌های آینده، اطمینان حاصل کرد که این تحقیق نیز در حد پیاعت خود بر آن اهتمام ورزیده است.

با وجود برخورداری ایران از دومین ذخایر گاز دنیا، اطلاع از آخرین وضعیت ذخایر، تولید و مصرف در کشور می‌تواند درک اولیه‌ای از امکان صادرات گاز به بازارهای جهانی را به دست دهد. لذا در این بخش نگاه مختصری به آخرین آمار مربوط به ذخایر و میادین گاز طبیعی ایران خواهیم داشت.

مطابق آمار ترازنامه انرژی سال ۱۲۸۳ وزارت نیرو^۱، کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی ایران در پایان سال ۱۲۸۳ بالغ بر ۲۶/۷۴ تریلیون متر مکعب بود. همچنین، تا پایان سال ۸۳ سهم مناطق خشکی از کل ذخایر قابل استحصال ۳۲/۶۲ درصد و سهم مناطق دریایی ۶۶/۲۸ درصد بوده است. همچنین بر اساس گزارش آماری سال ۲۰۰۶ شرکت بی پی^۲ از وضعیت تولید و مصرف انرژی در جهان ذخایر گاز طبیعی ایران در پایان سال ۲۰۰۵ میلادی ۲۶ تریلیون متر مکعب معادل ۱۴/۹ کل ذخایر گاز طبیعی جهان بوده است.

بررسی روند ذخایر گاز طبیعی ایران در چند سال گذشته حاکی از آن است که با وجود رشد متوسط ۱۰ درصدی سالانه در مصرف گاز طبیعی، به دلیل اکتشافات جدید، ذخایر این انرژی در ایران نه تنها کاهش نیافته بلکه رشد قابل ملاحظه‌ای را نیز تجربه کرده است. مطابق آمار بی پی در حالیکه ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی ایران در سال ۱۹۸۵ معادل ۱۲/۹۹ میلیون متر مکعب بود، این رقم در سال‌های ۱۹۹۵ و ۲۰۰۴ به ترتیب ۱۹/۳۵ میلیون متر مکعب و ۲۶/۷۴ میلیون متر مکعب بوده است.

۱ - کتاب انرژی سال ۱۲۸۳، وزارت نیرو، پاییز ۱۳۸۳، صفحه ۱۷۷

2 - British Petroleum Statistical Review of World Energy, ۲۰۰۶, p 45

مهم ترین میادین گازی مستقل ایران عبارتند از :

- میادین گازی پارس جنوبی با ذخیره ۲۸۰ تا ۵۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز
- میادین گازی پارس شمالی با ذخیره ۵۳ تریلیون فوت مکعب
- میادین گازی کنگان با ذخیره ۲۹ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی
- میدان نار با ذخیره ۱۲ تریلیون فوت مکعب

اطلاعات فوق حاکی از آن است که ایران از ذخایر کافی برای انجام برنامه های صادراتی بروخوردار است ولی این اطلاعات به تنها ی کافی نیست و باید نسبت به وجود ظرفیت های مناسب صادراتی نیز اطمینان حاصل کرد.

بر این اساس پیش‌بینی و برآورد توان بالقوه صادرات گاز طبیعی ایران در میان مدت (تا سال ۲۰۲۰) را در یک جدول خلاصه نموده‌ایم. تردیدی نیست که بروخورداری از ظرفیت بالقوه و توان قابل قبول صادراتی شرط لازم حضور در بازارهای جهانی صادرات گاز طبیعی است که این امر نیز خود مستلزم انجام سرمایه‌گذاری‌های کلان و برنامه‌ریزی دقیق جهت ظرفیت‌سازی لازم در راستای رسیدن به اهداف صادراتی است.

همانطور که در جدول زیر نشان داده شده است، توان بالقوه صادرات گاز طبیعی ایران تا سال ۲۰۲۰ با طی یک روند صعودی به ۹۶/۶۸ میلیارد متر مکعب خواهد رسید.^۱

سال	الصادرات بالقوه						
۲۰۰۸	۱۹/۹۶۰	۲۰۰۷	۱۲/۷۷	۲۰۰۶	۱۰/۵۳	۲۰۰۵	۶/۳
							۴/۵
							۳/۱۵
۲۰۱۴	۵۸/۱۳	۲۰۱۳	۵۴/۷۸	۲۰۱۲	۴۷/۲۵	۲۰۱۱	۳۹/۰۲
							۳۵/۰۶
							۲۶/۲
۲۰۲۰	۹۶/۸۸	۲۰۱۹	۹۲/۰۷	۲۰۱۸	۸۶/۴۵	۲۰۱۷	۷۸/۸۱
							۷۸/۰۹
							۶۴/۰۱

کشور ایران به لحاظ جغرافیایی در موقعیت بسیار حساسی قرار دارد. همسایگی با کشورهای آسیای میانه و ایستاندن در مرزهای شرقی اروپا موجب شده تا کشورمان در موقعیتی مناسب برای صادرات حجم عظیمی از گاز به کشورهای اروپایی و آسیایی قرار بگیرد. در واقع ایران با داشتن موقعیتی استراتژیک و ذخایر بسیار بالای گاز طبیعی تاکنون باید به یکی از مهمترین و کلیدی‌ترین صادرکنندگان گاز جهان تبدیل شده بود.

البته عدم تحقق این امر ناشی از دلائل متعددی است که از جمله آنها می‌توان به کمبود منابع سرمایه‌گذاری، تقاضای بسیار بالای بازار داخلی، لزوم افزایش سطح برداشت از میادین نفتی کشور با استفاده از عملیات تزریق گاز، سیاست‌های زیست محیطی کشور مبنی بر جایگزینی سوخت نفت با گاز

1 - National Iranian Gas Export Company, Iran-Europe Gas Pipeline, 2003, p37

طبیعی و ناتوانی برخی از خریداران در تلفیق مسائل سیاسی و اقتصادی و تبدیل گاز طبیعی به محصولات پتروشیمی و GTL اشاره کرد.

تردیدی نیست که موقعیت منحصر به فرد منطقه‌ای - اقتصادی ایران، آن را از سایر کشورهای دارنده گاز طبیعی در منطقه تمایز می‌کند. کشور ما به لحاظ جغرافیایی درست در میان بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان نفت و گاز جهان قرار گرفته ضمن اینکه با ۱۵ کشور جهان نیز دارای مرز خشکی و دریایی می‌باشد. از سوی دیگر ایران با داشتن جمعیتی ۷۰ میلیونی، پرجمعیت‌ترین کشور منطقه خاور میانه به شمار می‌رود. لذا با در نظر گرفتن نیروی انسانی آماده، ثروت طبیعی و خداداری و موقعیت جغرافیایی، ایران می‌تواند به سرعت به یکی از صادر کننده‌های بزرگ گاز به بازارهای بین‌المللی تبدیل شود.

ایران با در اختیار داشتن ۲۶/۷۴ تریلیون متر مکعب گاز طبیعی در نظر دارد طی دهه‌های آینده به یکی از بزرگ‌ترین تولید کنندگان و صادر کنندگان گاز طبیعی تبدیل شود. ایران همچنین در نظر دارد ظرفیت تولید گاز طبیعی خود را از حدود ۲۶۰ میلیارد متر مکعب در سال به ۴۰۰ میلیارد متر مکعب تا ده سال آینده و حداقل ۶۰۰ میلیارد متر مکعب تا ۲۰ سال آینده افزایش دهد. طبق این برنامه‌ریزی، موقعیت ایران به دو میان یا سومین تولید کنندگان گاز طبیعی جهان ارتقاء خواهد یافت. در چنین موقعیتی، ایران در نظر دارد ۱۰ درصد تجارت جهانی گاز را به شکل صادرات از طریق خط لوله و LNG در اختیار بگیرد.^۱ بطور کلی صادرات گاز برای کشور از چهار طریق امکان‌پذیر می‌باشد:

۴۹

- ۱ - انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله
- ۲ - انتقال گاز از طریق تبدیل گاز به LNG (گاز طبیعی مایع شده) و حمل آن توسط کشتی به بازارهای مصرف
- ۳ - تبدیل گاز به فراورده‌های مایع نفتی^۲ و سپس انتقال آن به بازارهای هدف
- ۴ - تبدیل گاز طبیعی به برق و صادرات آن^۳

جایگاه ایران در تأمین گاز اروپا از نگاه سازمان‌های بین‌المللی سازمان‌های منطقه‌ای (اروپایی) و بین‌المللی، تا کنون بررسی‌های متعددی را در خصوص منابع تأمین گاز طبیعی اروپا طی دهه‌های آینده انجام داده‌اند و در این مطالعات، مباحثی همچون مسیرهای انتقال گاز به اروپا، هزینه تمام شده هر یک از مسیرها، سهم هریک از صادر کنندگان در تأمین تقاضای آتی گاز اروپا و ... مورد بررسی قرار گرفته است. در این بخش به بررسی این مطالعات و جایگاه جمهوری اسلامی ایران در آنها می‌پردازیم.

1- "Iran's Strategy for Export of Natural Gas" ,Director of Regional Economic Cooperation MFA , Working Party on Gas UN/ECE , January2005, Geneva

2- Gas to Liquid

3- Gas to Wire

موسسه OME¹ وابسته به اتحادیه اروپایی یکی از سازمان‌هایی است که مطالعات گستردۀ‌ای را در خصوص منابع تأمین گاز اروپا به انجام رسانیده است. در تحقیقات گروه OME دو عامل مسیرهای عرضه گاز طبیعی به اروپا و هزینه عرضه گاز از مسیرهای مختلف به این قاره مورد بررسی قرار گرفته است. مانفرد هافنر رئیس گروه مطالعاتی OME مهمترین مناطقی را که قابلیت عرضه گاز به اروپا را تا سال ۲۰۲۰ دارند، به شرح زیر برمی‌شمارد² : ۱- دریای شمال - ۲- آفریقای شمالی - ۳- روسیه - ۴- منطقه خزر و آسیای میانه - ۵- خلیج فارس - ۶- آفریقای غربی - ۷- آمریکای جنوبی. براساس تحقیقات هافنر، ذخایر گاز طبیعی منطقه خلیج فارس به بیش از ۵۰ تریلیون متر مکعب می‌رسد که این مقدار بیشتر از ذخایر کشور روسیه می‌باشد. در این منطقه بدليل وفور منابع نفتی، صادرات گاز طبیعی تا سال ۲۰۰۰ کمتر مورد توجه بوده است. بر اساس نتایج مطالعات گروه OME ایران مستعدترین کشور در منطقه خلیج فارس برای صادرات گاز به اروپاست که ذخایر عظیم و نیز موقعیت استراتژیک آن فرصت مناسبی را برای این امر فراهم می‌آورد. در این تحقیق حجم صادرات بالفعل و بالقوه منابع عرضه به اروپا در سه مقطع زمانی یعنی سال‌های ۲۰۰۰، ۲۰۱۰، و ۲۰۲۰ مورد مطالعه قرار گرفته که بر اساس آن صادرات گاز ایران به اروپایی بزرگ (۳۰ عضوی) که در سال ۲۰۰۰، صفر بود در سال ۲۰۱۰ به ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال بالغ خواهد شد. همچنین پیش‌بینی شده که در سال ۲۰۲۰ حدود ۳۰ میلیارد متر مکعب از تقاضای گاز طبیعی اتحادیه اروپا از طریق ایران تأمین شود. اما صادرات گاز طبیعی به اتحادیه اروپایی ۱۵ عضوی یا اروپایی غربی در سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۱۰ صفر بود و تنها در سال ۲۰۲۰ پیش‌بینی شده که ۱۶ میلیارد متر مکعب از گاز طبیعی ایران به اروپایی غربی صادر شود.

کمیته انرژی اتحادیه اروپایی به عنوان یکی دیگر از مؤسسات فعل اروپایی، ایران را یکی از عرضه‌کنندگان گاز طبیعی به شمار آورده است. در صفحه ۲۸ این گزارش آمده است: «رشد قابل توجه تقاضای گاز در اروپا، توجه اتحادیه اروپایی به عرضه‌کنندگان جدید را اجتناب ناپذیر می‌نماید».^۳ این بدان معنی است که کشورهای ایران، عراق، قطر و ترکمنستان که هزینه واردات گاز از آنها به دلیل هزینه‌های انتقال و ترانزیت، گاه به دو برابر هزینه واردات از کشورهای الجزایر و لیبی می‌شود، به عنوان منابع جدید تأمین گاز اروپا مطرح هستند. پیش‌بینی‌هایی که در این گزارش برای احداث مسیرهای خط لوله از ایران به اتحادیه اروپا مطرح شده، حاکی از برنامه‌ریزی‌هایی است که برای واردات گاز اروپا از ایران انجام پذیرفته است. بر اساس این گزارش، گرچه در حال حاضر هیچ طرح عملیاتی و هیچ قرارداد قطعی صادرات گاز بین ایران و کشورهای اروپایی به تصویب نرسیده، این کشور می‌تواند با احداث یک خط لوله بزرگ که از چند کشور عبور می‌کند، گاز طبیعی خود را به اروپا برساند. مسیرهای پیشنهادی عبارتند از احداث یک ترمینال LNG با ظرفیت ۲۵ میلیارد متر مکعب در سال و انتقال گاز طبیعی به شیوه LNG به کشورهای اروپایی. مسیر دیگر عبارت است از انتقال گاز ایران به آذربایجان و ارمنستان و اتصال به شبکه گاز کشورهای آسیای میانه تا براتیسلاوا در جمهوری اسلواکی و سپس ورود به اروپای غربی. مسیر دیگر انتقال گاز به ترکیه و سپس یونان، دریای آدریاتیک و ایتالیا یا ترکیه

1- Obeseratoire Mediterraneen de l'Energie

2- Hafner Manfred , „Assessment of Internal and External Gas Supply Options for The EU” , p45

3- Green Paper, Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply, Technical Document, P28

- بلغارستان - رومانی - مجارستان - اتریش می باشد. یک راه حل ترکیبی هم وجود دارد و آن انتقال گاز ایران به بندر مدیترانه ای ترکیه و تبدیل به LNG سپس صدور به بازارهای اروپایی است.^۱

اداره اطلاعات انرژی آمریکا یکی از مهمترین نهادهای بینالمللی است که هر ساله آمار تولید، مصرف و تجارت انواع انرژی را در سراسر جهان منتشر نموده و چشم انداز آینده وضعیت انرژی را مورد بررسی قرار می دهد. این اداره در گزارش سال ۲۰۰۳ خود از چشم انداز جهانی انرژی تا سال ۲۰۲۵ ایران را یکی از صادرکنندگان بالقوه گاز طبیعی به اروپا برمی شمارد. بر اساس این گزارش تکمیل خط لوله گاز ایران به ترکیه نخستین گام ایران برای صادرات گاز طبیعی به اروپا به شمار می رود. ایران با در اختیار داشتن حجم عظیم ذخایر زیرزمینی خود می تواند در آینده یکی از صادرکنندگان مهم گاز طبیعی به اروپا باشد. گزینه دیگر ایران برای ورود به بازار گاز اروپا احداث یک خط لوله به ارمنستان، گرجستان و اوکراین و سپس به اروپای غربی است.

ایران همچنین می تواند از LNG هم برای صادرات گاز خود به اروپا استفاده کند، اما به نظر می رسد بهترین گزینه تکمیل و توسعه پروژه خط لوله ای است که در حال حاضر گاز ایران را به ترکیه می رساند.^۲

انستیتو اقتصاد انرژی^۳ یکی دیگر از موسساتی است که مطالعات گستردگی را در خصوص آینده وضعیت گاز در اروپا به انجام رسانیده است. این مؤسسه با طراحی یک مدل عرضه گاز برای اروپا^۴ سعی در تحلیل جانب عرضه بازار گاز طبیعی دارد. در این مدل نام ایران در کنار کشورهای روسیه، الجزایر، لیبی، هلند، مصر، نیجریه، و ترکمنستان به عنوان مهمترین منابع تأمین تقاضای گاز اروپا ذکر گردیده است. بر اساس این مدل خالص صادرات گاز طبیعی ایران در سال ۲۰۲۰ به ۵۸ میلیارد متر مکعب و در سال ۲۰۲۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب بالغ خواهد شد تا پس از کشورهای روسیه الجزایر و نروژ، چهارمین صادرکننده گاز طبیعی جهان خواهد باشد.^۵

بر اساس نتایج این مدل اگر چه ایران در حال حاضر حضور چنانی در بازارهای جهانی گاز ندارد، ولی تا سال ۲۰۲۵ یکی از بزرگترین صادرکنندگان گاز به اروپا تبدیل خواهد شد. این گزارش تصریح می کند، از آنجا که تولید گاز طبیعی الجزایر و نروژ در بلند مدت به دلیل کاهش ذخایر شناس روندی نزولی خواهد گرفت، ایران می تواند جایگاه دومین صادرکننده گاز طبیعی به اروپا را از آن خود کند. همچنین به دلیل حجم عظیم ذخایر ایران و نیز امکان استفاده از خطوط لوله فعلی، هزینه عرضه گاز ایران ارزانتر از هزینه عرضه گاز از روسیه و نروژ نه تنها برای اروپای شرقی که برای اروپای غربی تمام می شود. همچنین خطوط لوله تکمیل شده ایران می تواند در اختیار عرضه کنندگان دیگر از جمله ترکمنستان، آذربایجان و عراق قرار بگیرد.

1 - The previous reference

2 - Energy Information Administration, International Energy Outlook 2003,p79

3 - Institute of Energy Economics

4 - EUGAS

5- Andreas See Lige, European Gas Supply Model, Institute of Energy Economics, University of Cologne , P2

وضعیت عرضه و تقاضای گاز طبیعی در اروپا

بر اساس جدیدترین گزارش شرکت بی‌پی که در ماه جولای سال ۲۰۰۶ منتشر شد کل ذخایر منطقه اروپا منهای روسیه و جمهوری شوروی سابق در سال ۲۰۰۵ معادل ۸/۹۲ تریلیون متر مکعب بود که این رقم کمتر از یک سوم ذخایر اثبات شده گاز طبیعی ایران است. در این سال ذخایر اثبات شده تمام دنیا ۱۷۹/۸۳ تریلیون متر مکعب بود. مقایسه میزان ذخایر اروپا با ذخایر کل جهان بیانگر آن است که تنها ۵/۴ درصد ذخایر اثبات شده گاز طبیعی جهان در قاره اروپا قرار دارد.

در سال ۲۰۰۵ در منطقه اتحادیه اروپا در مجموع ۱۹۹/۷ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی تولید شد. کل تولید جهان در این سال، ۲۷۶۳ میلیارد متر مکعب بود. این آمار حاکی از آن است که در سال ۲۰۰۵ میلادی تنها ۷/۲۲ درصد تولید جهان در کشورهای اتحادیه اروپایی انجام گرفت. آمار تولید گاز طبیعی در اروپا طی سالهای گذشته نیز حاکی از آن است که تولید این منطقه نسبت به سال ۲۰۰۴ در حدود ۰/۷ درصد کاهش پیدا کرده است. کل تولید جهان نیز در سال جاری، ۲/۵ درصد نسبت سال قبل از رشد داشته است.

در عین حال کل تولید منطقه خاورمیانه در سال ۲۰۰۵ برابر با ۲۹۲/۵ میلیارد متر مکعب و تولید آفریقا ۱۶۲ میلیارد متر مکعب بوده است. نسبت ذخایر به تولید جهان (R/P) در سال ۶۵/۱۴ معادل ۶۵ ساله ذخایر گاز جهان است. با این حال به نظر می‌رسد که در آینده نزدیک، نسبت ذخایر به تولید از محدوده فعلی پایین‌تر خواهد رفت. زیرا با توجه به اکتشافاتی که هر سال انجام می‌گیرد ذخایر گاز هم اکنون ۲۰ درصد بیشتر از ذخایر سال ۱۹۹۵ و حجم تولید ۲۳ درصد بیشتر از آن سال است.

در بخش مصرف، آمارهای گاز طبیعی تقاضاً قابل ملاحظه‌ای با بخش تولید و ذخایر پیدا می‌کند. اروپا طی سال ۲۰۰۵، بیش از ۴۷۱/۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی مصرف کرده که ۱۷/۱ درصد از کل مصرف جهان را شامل می‌شد، این رقم حاکی از رشد ۲ درصدی مصرف گاز طبیعی اتحادیه اروپا نسبت به سال قبل از آن است. کل مصرف گاز طبیعی جهان در این سال نیز، ۲۷۴۹ میلیارد متر مکعب بود که رشدی ۳/۲ درصدی را نسبت به سال قبل از آن نشان می‌دهد.

آژانس بین‌المللی انرژی با ارائه یک گزارش نسبتاً مفصل برآورد خود را از میزان تقاضای گاز در اروپا تا سال ۲۰۳۰ و نیز وابستگی واردات این قاره به گازطبیعی و همچنین سرمایه‌گذاری‌های لازم برای رسیدن به این تقاضاً اعلام کرده است که بر اساس این گزارش سهم گاز در سبد انرژی‌های اولیه در اروپای بزرگ بطور پیوسته در حال افزایش است و گازطبیعی تنها انرژی اولیه‌ای است که وجود چنین مشخصه‌ای است. بر این اساس، در حالیکه سهم گاز طبیعی در تقاضای انرژی‌های اولیه در سال ۱۹۷۱ تنها ۷ درصد بود و در سال ۲۰۰۳ به ۲۲ درصد رسید و پیش‌بینی می‌شود که تا سال ۲۰۳۰ به حدود ۲۲ درصد کل تقاضای انرژی‌های اولیه در اروپای بزرگ بالغ شود.

مطالعه وضعیت تولید و عرضه گاز طبیعی نشان می‌دهد که با گذشت زمان و شدت گرفتن تقاضای گاز طبیعی در اروپا، وابستگی اروپا به منابع گاز وارداتی به شدت افزایش خواهد یافت. بر اساس نتایج مطالعات آژانس بین‌المللی انرژی در حالیکه اروپای بزرگ تا سال ۱۹۷۲ تقریباً از واردات گاز طبیعی بی‌نیاز بوده در سال ۲۰۰۰ بخش مهمی از عرضه ۵۲۰ میلیارد متر مکعبی به اروپای ۳۰ عضوی (اروپای بزرگ)، از طریق واردات از کشورهای خارج اتحادیه اروپا تأمین شده است. اما وابستگی اروپا به گاز

طبيعي وارداتي تا سال ۲۰۳۰ بسيار بيشتر خواهد شد. در اين سال توليد گاز طبيعى در اروپاي بزرگ كمتر از ۳۰۰ ميليارد متر مكعب خواهد بود. حال آنکه در حدود ۶۰ ميليارد متر مكعب گاز طبيعى نيز از خارج از اتحاديه اروپا به اين مجموعه وارد مى شود. به اين ترتيب سهم واردات در عرضه گاز طبيعى به اتحاديه اروپا که در آغاز دهه ۱۹۷۰ چيزی حدود صفر درصد بود، در سال ۲۰۰۵ به حدود ۳۶ درصد رسيده و پيش‌بینی مى شود تا سال ۲۰۳۰ يعني سال پايان بررسی آژانس بين‌المللی انرژي به رقمی بالغ بر ۷۰ درصد افزایش يابد.^۱

مسيرهای صادرات گاز ايران به اروپا

در حال حاضر، دو مسیر بالقوه برای صادرات گاز ايران به اروپا مى توان در نظر گرفت که هرکدام ويزگى‌های خاص خود را دارا مى باشد. مسیر نخست که از کشورهای تركيه، بلغارستان، رومانی، مجارستان و اسلواکي عبور مى کند، نهايتأً به کشور اتریش ختم مى شود. البته از مسیر تركيه - يونان - ايتاليا نيز به عنوان جايگزيني برای اين مسیر نام برده مى شود. در مسیر دوم، خط لوله انتقال گاز طبيعى ايران باید برای رسیدن به اروپا باید از کشورهای آذربایجان يا ارمنستان، گرجستان و اوکراین عبور نماید.

در هر دو مسیر، خط لوله انتقال گاز باید حداقل از ۴ کشور عبور کند که اين کشورها علاوه بر هزينه‌اي که بابت ترانزيت گاز دریافت مى کنند، مى توانند در احداث خط لوله سهيم شده و بخشی از گاز طبيعى مصرفی خود را از اين طريق تأمین نمایند. با اين حال به جهت اهميت خط لوله‌اي که از مسیر تركيه عبور مى کند در مقاله حاضر اين خط لوله را مورد بررسی قرار مى دهيم.

انتقال گاز از طريق خط لوله مستلزم طی مراحل چندی است که سرمایه‌گذاري‌های کلانی را مطالبه مى کند. در مرحله نخست، گاز طبيعى مورد نياز باید از چاه يا چاههای مورد نظر استخراج شود. در مرحله بعدی، گاز تولیدي باید جهت شرایط ايده‌آل و قابل استفاده شدن در مصارف صنعتی و خانگی مورد فراورش قرار گرفته و با تفکيك هيدروکربن‌های سنگين تر و آب زدائي وارد شبکه خط لوله شود.

چنانچه فشار گاز مورد نظر برای انتقال کافي نباشد، باید گاز استحصال شده بصورت كمپرس شده وارد شبکه خط لوله شود. به دليل طولاني بودن خطوط لوله گاز طبيعى و پابين آمدن فشار گاز در طول مسیر، ضروري است که در خلال مسیر كمپرسورهای متعددی تعبيه شده و افت فشار به اين طريق جبران شود. معمولاً در سالهای اولیه بهره‌برداری از خط لوله، از حدакثر ظرفيت انتقال آن استفاده نمی‌شود.

طول خط لوله‌اي که گاز ايران را از طريق کشورهای تركيه، بلغارستان، رومانی و مجارستان و اسلواکي به اروپا مى رساند، ۴۷۱۰ کيلومتر خواهد بود که منطقه عسلويه در بوشهر را به شهر برatislava پايتخت اسلواکي متصل مى کند. نقاط اصلی اين خط لوله عبارتند از شهرهای ماکو در مرز ايران و تركيه، بندر كركلارلى^۲ در بلغارستان و برatislava در كشور اسلواکي.

1- Birol Fatih , "Outlook for European Gas Demand Supply and Investment to 2030" , International Energy Agency , 2003, p 87

2 - Cirklareli

همچنین بر اساس محاسبات فنی انجام شده، در طول این خط لوله ۲۷۰ ایستگاه تقویت فشار^۱ باید ساخته شود؛ ضمناً اینکه ۱۰ ایستگاه مرزی نیز در طول مسیر خط لوله احداث خواهد شد. ۳ مرکز دیسپچینگ^۲ نیز از دیگر نیازمندی‌های این خط لوله است. از دیگر امکانات مورد نیاز این خط لوله می‌توان به ۴ مرکز نگهداری و ۲۱ ایستگاه نگهداری می‌توان اشاره کرد.

طول خط لوله ۴۷۱۰ کیلومتر و قطر آن در قسمت‌های خشکی ۵۶ اینچ یا ۱۴۲۲ میلیمتر و در مناطقی که خط لوله از زیر دریا عبور می‌کند ۳۴ اینچ می‌باشد.

پیش‌بینی می‌شود که عمر خط لوله ۳۰ سال بوده و مسئله قابل توجه در این میان، برنامه زمان‌بندی و حجم گازی است طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده باید در کشورهای واقع در مسیر خط لوله عرضه و توزیع گردد. بر این اساس، خط لوله انتقال گاز ایران به اروپا از مسیر ترکیه با مشخصات فنی ذکر شده در سطور بالا توانایی انتقال ۳۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در سال را دارد. اما طبیعی است که به دلیل شرایط فنی و اقتصادی و نیز تقاضای نهایی برای گاز، معمولاً در نخستین سال‌های راه اندازی خط لوله از تمام ظرفیت آن بطور کامل استفاده نمی‌شود. بلکه طی یک فرایند چند ساله بسته به طول عمر خط لوله حجم انتقال گاز در خط لوله به ظرفیت کامل خود می‌رسد.

جدول ۱- جدول زمانی صادرات گاز ایران به اروپا

سال	ماکو	آنکارا	کرکلارلی	براتیسلاوا	کل
اول	۱	۲	۳	۳	۹
دوم	۱	۲	۴	۵	۱۲
سوم	۱	۲	۴/۵	۷	۱۵/۵
چهارم	۱	۲	۵	۸	۱۷
پنجم	۱	۲	۵/۵	۱۰	۱۹/۵
ششم	۲	۴	۶	۱۱	۲۲
هفتم	۲	۴	۵	۱۳	۲۵
هشتم	۲	۴	۵	۱۴	۲۶
نهم	۲	۴/۵	۶/۵	۱۵	۲۸
دهم	۲	۴/۵	۶/۵	۱۶	۲۹
یازدهم تا آخر	۳	۵	۶/۵	۱۷/۵	۳۲

لذا بر اساس برنامه‌ریزی‌های انجام شده، در نخستین سال راه‌اندازی خط لوله تنها ۹ میلیارد متر مکعب گاز در این خط لوله جریان خواهد یافت که یک میلیارد متر مکعب آن در داخل کشور و پیش از ورود به مرز ترکیه به مصرف خواهد رسید. در فاصله مسیر ماکو تا آنکارا نیز ۲ میلیارد متر مکعب از

1- Compressor Station
2 - Dispatching Center

ظرفیت خط لوله مورد استفاده قرار خواهد گرفت. در ادامه مسیر از آنکارا تا کرکلاری و نیز از کرکلاری تا براتیسلاوا نیز هرکدام ۳ میلیارد متر مکعب از گاز جریان یافته را تغذیه خواهند کرد. به همین ترتیب در دومین سال احداث خط لوله حجم گاز انتقالی در خط لوله به ۱۲ میلیارد متر مکعب خواهد رسید. این رقم در سال‌های سوم، چهارم، پنجم، ششم، هفتم، هشتم، نهم و دهم به ترتیب به ۱۵/۵، ۱۷، ۱۹/۵، ۲۲، ۲۴، ۲۶، ۲۸ و ۲۹ خواهد رسید. از سال یازدهم به بعد خط لوله انتقال گاز ایران به اروپا به ظرفیت کامل خود رسیده و تا پایان عمر خط لوله یعنی سال ۳۰ ام سالانه ۳۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در این خط لوله جریان خواهد یافت.

ارزیابی اقتصادی

تحلیل هزینه- فایده عبارتست از اجرای راهکاری عملی برای ارزیابی مطلوبیت پروژه‌های زیربنایی که این امر مستلزم داشتن نگاهی عمیق و گسترشده است به گونه‌ای که تحولات و جریانات هزینه‌ای و درآمدی کنونی و نیز اتفاقات آینده به طور کامل در محاسبات مربوط به هزینه‌ها و درآمدها لحاظ گردد.

تکنیک تحلیل هزینه فایده نخستین بار توسط جولز دوپوا^۱ مهندس فرانسوی در سال ۱۹۴۸ بکار برده شد و آلفرد مارشال اقتصاددان انگلیسی مفاهیم اصلی آن را تعریف کرد.

برای آنکه محاسبات مربوط به تحلیل هزینه فایده به نتایج صحیح و قابل اتقایی متنه شود، الزاماً می‌بایست تمام جوانب پروژه با یک واحد مشترک محاسبه شود. لازم به توضیح است که اندازه‌گیری دقیق و قابل اطمینان درآمدها و هزینه‌های یک پروژه خاص اغلب کاری بس دشوار و مملو از مشکلات به نظر می‌رسد و تحلیلگران در عمل هزینه‌ها و درآمدها را با استفاده از شیوه‌های آماری و یا تحلیل رفتار بازار محاسبه می‌کنند. در تحلیل هزینه فایده تمام هزینه‌ها و درآمدها بر اساس یک مقیاس مشترک محاسبه می‌شوند.

علاوه بر این، باید حتماً عامل زمان را نیز در محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای پروژه در نظر گرفت. طبیعی است ارزش یک دلار امروز با ارزش همین پول در ۵ سال آینده یکسان نیست. دخالت عامل زمان نیز با استفاده از نرخ تنزیل محاسبه می‌شود. به این ترتیب چنانچه نرخ بهره را r در نظر بگیریم یک واحد دلاری که t سال قبل سرمایه‌گذاری شده باشد امروز ارزشی معادل $(1+r)^t$ خواهد داشت به عبارت دیگر مقدار پولی که امروز باید سرمایه‌گذاری نمود تا در t سال آینده معادل یک دلار ارزش داشته باشد رقم $(1+r)^t$ خواهد بود.

اصولاً روش‌های ارزیابی اقتصادی یک طرح به دو دسته ساده و روش‌های مبتنی بر تنزیل جریان نقدینگی تقسیم می‌شوند: «نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری» و «دوره برگشت سرمایه» مهم‌ترین تکنیک‌های موجود جهت ارزیابی اقتصادی یک طرح بر مبنای روش‌های ایستا و «ارزش حال خالص» و «نرخ بازدهی داخلی» عمدت‌ترین تکنیک‌های موجود بر مبنای روش‌های تنزیل جریان نقدینگی می‌باشند. در اینجا با توجه به لزوم استفاده از یک مدل پویا از هر دو رویکرد «ارزش حال خالص» و «نرخ بازدهی داخلی» برای تحلیل هزینه فایده خط لوله گاز ایران به اروپا استفاده می‌کنیم.

ارزش حال خالص^۱ یک پرورژه عبارتست از: اختلاف میان ارزش حال جریان‌های نقدی و رودی و خروجی آینده. این بدان معنی است که جریان‌های نقدی آتی می‌باشد بر اساس یک نرخ تنزیل از پیش تعیین شده نسبت به زمان آغاز پرورژه تنزیل شود.

نرخ تنزیل نرخی است که بر مبنای آن جریان‌های نقدی به نرخ حال تبدیل می‌شود و عموماً معادل هزینه فرست سرمایه می‌باشد. افزایش دریافت‌های نقدی و سال‌های فعالیت طرح موجب افزایش ارزش حال خالص شده و از سوی دیگر نرخ تنزیل بالاتر و پرداخت‌های نقدی بیشتر، کاهش ارزش حال خالص را بدینای خواهد داشت.

در صورت تأمین اعتبار مالی مورد نیاز طرح از طریق وام بلندمدت، باید نرخ تنزیل مورد استفاده جهت محاسبه ارزش حال خالص برابر یا بیشتر از نرخ بهره وام تعیین گردد و چنانچه برای تأمین مالی از هیچ وامی استفاده نشود نرخ تنزیل باید معادل نرخ بهره وام‌های اعطایی بلندمدت تعیین گردد.

پس از محاسبه کلیه جریانات هزینه‌ای و درآمدی، چنانچه درآمد طرح در طول مدت عمر آن از هزینه‌های طرح بیشتر یا برایر باشد، می‌توان گفت که این پروژه به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است. نخستین قدم محاسبه درآدتها و هزینه‌های است. درآمد یک پروژه صادرات گاز معمولاً از طریق حاصل ضرب مقدار گاز صادراتی در قیمت آن محاسبه می‌شود.

هزینه‌های احداث یک خط لوله از دو هزینه سرمایه‌ای^۲ و عملیاتی^۳ و مجموعه دیگری از هزینه‌ها تشکیل می‌شود که تقسیم‌بندی آنها به صورت زیر خواهد بود:

- هزینه سرمایه‌گذاری خط لوله و هزینه سرمایه‌گذاری کمپرسورها

- هزینه عملیاتی خط لوله و هزینه عملیاتی کمپرسورها

هزینه ترانزیت: بسیاری از خط لوله انتقال گاز بین‌المللی در مسیر انتقال به مقصد معمولاً از یک چند کشور عبور می‌کنند که این کشورها برای این که اجازه عبور این خط لوله از خاک خود را صادر کنند هزینه‌ای به نام هزینه ترانزیت را از طرفین ذی‌نفع خط لوله دریافت می‌کنند و نرخ این هزینه نیز در کشورهای مختلف، پیکان نیست.

هزینه بازپرداخت وام: شیوه تأمین پروژه های احداث خط لوله یکی از عوامل تأثیرگذار بر هزینه های این گونه پروژه ها می باشد. عموماً در پروژه های عظیم زیرساختی بین المللی بخش مهمی از هزینه های طرح از طریق اخذ وام از مؤسسات مالی بین المللی انجام می گیرد. بدین صورت که بخشی از هزینه طرح (۵۰ تا ۲۰ درصد) از طریق منابع داخلی و مابقی (۵۰ تا ۷۰ درصد) از طریق فاینانس تأمین اعتبار می شود. نکته قابل توجه در این میان بازپرداخت وام های دریافتی است که معمولاً در طی مدت ۱۰ سال انجام می گیرد، لذا در طول ۱۰ سال نخست اجرای خواهاب با هزینه های ابتدا از هزینه های این دوره از این وام برابر باشد.

- هزینه خوراک: یکی دیگر از هزینه‌هایی که در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های انتقال گاز باید مد نظر قرار بگیرد هزینه خوراک تحويلی به خط لوله می‌باشد چرا که گازی که به خط لوله تحويل می‌شود طی یک فرایند پیچیده تولید شده و این فرایند مستلزم صرف هزینه‌های قابل ملاحظه‌ای

1 - Net Present Value

2 - CAPEX

3 - OPEX

است. از سوی دیگر باید در نظر داشت که این هزینه در واقع هزینه فرصت استفاده از گاز برای صادرات می‌باشد.

خط لوله گاز ایران به اروپا با عبور از ۴ کشور ترکیه، بلغارستان، رومانی و مجارستان در نهایت به کشور اسلواکی در اروپای غربی خواهد رسید. بر اساس برنامه ریزی های انجام شده، کشورهایی که در طول مسیر قرار دارند بخشی از گاز ارسالی در خط لوله را مورد استفاده قرار خواهند داد. در این مقاله دوره احداث خط لوله را ۴ سال (۲۰۰۶-۲۰۱۰) و عمر مفید آن را ۳۰ سال در نظر گرفته‌ایم. ظرفیت نهایی این خط لوله ۳۲ میلیارد متر مکعب است که طی مدت ۱۰ سال به تدریج به ظرفیت نهایی خواهد رسید.

در این بخش از مقاله، به منظور تحلیل هزینه-فایده احداث خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا با شرایطی که ذکر شد، نسبت به محاسبه هزینه‌ها و درآمد پژوهه اقدام نموده و با قرار دادن آن در مدل می‌توان نسبت به اقتصادی بودن یا نبودن پژوهه اظهار نظر کرد. به همین منظور یک سناریوی مرتع را برای انجام محاسبات در نظر گرفته و سپس جهت برآورد میزان حساسیت مدل نسبت به تغییر در هزینه‌های طرح از چهار سناریوی دیگر نیز استفاده خواهیم کرد. متغیرهایی که بر اساس آنها از مدل، تحلیل حساسیت به عمل خواهیم آورد عبارتند از: قیمت گاز، نرخ ترانزیت، درصد فاینانس به کل منابع پژوهه و نرخ تنزیل.

سناریوی مرجع

در طرف هزینه‌ها دست کم ۵ نوع هزینه بر پروژه مترتب خواهد بود که عبارتند از: هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه عملیاتی، هزینه خوراک، هزینه ترانزیت و هزینه بازپرداخت وام. در طرف درآمدی نیز درآمد برداشت عبارت است از: حاصل ضرب قیمت گاز صادراتی در مقدار آن.

هزینه سرمایه‌ای خط لوله^۱: با وجود آنکه هزینه‌های متنوع و متعددی بر احداث و نگهداری خطوط لوله مترتب می‌باشد، ولی با اندکی تسامح می‌توان این هزینه‌ها را شامل هزینه‌های تهیه فولاد مورد نیاز خط لوله و نصب آن و نیز هزینه احداث ایستگاه‌های تقویت فشار دانست چرا که با توجه به درصد بسیار بالای هزینه احداث خط لوله فولادی و نیز ایستگاه‌های تقویت فشار در هزینه کل، سایر هزینه‌ها قابل چشمپوشی می‌باشند.

بر اساس آخرین برآوردهای فنی و با درنظر گرفتن افزایش بهای فولاد در سال ۲۰۰۶ هزینه احداث هر اینچ کیلومتر خط لوله فولادی با ضخامت X70 معادل ۳۰ هزار دلار می‌باشد. در صورتی که این رقم را در کل طول خط لوله یعنی ۷۱۰ کیلومتر و نیز قطر آن یعنی ۵۶ ضرب کنیم، هزینه سرمایه‌ای احداث خط لوله فولادی ۷/۹ میلیارد دلار به دست می‌آید.

هزینه سرمایه‌ای ایستگاه‌های تقویت فشار: مطابق آخرین استانداردهای بین‌المللی سال ۲۰۰۵ هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای احداث ایستگاه‌های تقویت فشار گاز در طول مسیر خط لوله به ازای هر اسپ بخار (HP) معادل ۱۵۰۰ دلار می‌باشد. از سوی دیگر با توجه به ضرورت احداث ۲۷ ایستگاه تقویت فشار در طول مسیر، ارسال گاز در این خط لوله مستلزم ایجاد ۲۶۰ مکاوات قدرت تقویت فشار می‌باشد.

به منظور محاسبه هزینه سرمایه‌ای، باید واحد اسب بخار را به مگاوات تبدیل نمود. لذا با توجه به اینکه در سیستم تبدیل واحدهای انرژی هر ۷۴۵ وات معادل یک اسب بخار می‌باشد، هزینه سرمایه‌ای ایستگاههای تقویت فشار به شرح ۵/۲ میلیارد دلار محاسبه می‌شود. از آنجایی که هزینه سرمایه‌ای کل پروژه معادل مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای خط لوله و ایستگاههای تقویت فشار می‌باشد، هزینه سرمایه‌ای پروژه ۱۳ میلیارد و ۱۵۰ میلیون دلار ۱۵ بدست می‌آید.

هزینه عملیاتی پروژه‌های خط لوله: در یک سال با توجه به استانداردهای بین‌المللی ۳ درصد کل هزینه‌های سرمایه‌ای در آن سال فرض می‌شود. بر این اساس هزینه عملیاتی این پروژه برای هر سال ۳۹۴/۵ میلیون دلار محاسبه می‌شود.

هزینه خوراک تحويلی به خط لوله: از دیگر هزینه‌هایی است که الزاماً در محاسبه هزینه‌ها باید مد نظر قرار گیرد. با توجه به اینکه هزینه هر میلیون^۱ Btu گاز تحويلی به خط لوله در مبدأ آن یعنی عسلویه معادل ۷۰ سنت تعیین شده است و با در نظر گرفتن اینکه هر یک میلیون Btu معادل ۳۵ متر مکعب گاز طبیعی است، هزینه هر متر مکعب گاز تحويلی به خط لوله دو سنت در نظر گرفته می‌شود. هزینه خوراک در سناریوی حاضر از حاصل ضرب بهای تمام شده گاز و تحويل آن به مبادی خط لوله در حجم گاز صادراتی بدست می‌آید. حجم گاز صادراتی نیز بر اساس جدولی که پیشتر معرفی گردید از ۹ میلیارد متر مکعب در سال نخست به ۳۲ میلیارد متر مکعب در سال یازدهم و بعد از آن خواهد رسید که از حاصل ضرب بهای تمام شده در حجم گاز طبیعی صادراتی در هر سال هزینه خوراک در آن سال بدست می‌آید. بر این اساس هزینه خوراک در سال نخست به صورت زیر ۱۸۰ میلیون دلار برآورد می‌شود.

معمولًاً هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه‌های زیرساختی، با توجه مدت زمان اجرای عملیات احداث طرح به اشکال متفاوتی بین سال‌های مختلف اجرای پروژه تخصیص می‌یابد. در اینجا کل هزینه سرمایه‌ای به نسبت مساوی در تعداد سال‌های احداث خط لوله تقسیم می‌شود. به این ترتیب با توجه به اینکه مدت احداث خط لوله ۴ سال در نظر گرفته شده است، در هر سال ۲۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای اختصاص خواهد یافت لذا رقم تخصیص هزینه سرمایه‌ای در طول دوره احداث خط لوله، برای هرسال ۲/۲۹ میلیون دلار محاسبه می‌شود.

با توجه به اینکه خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا باید در مسیر خود از ۵ کشور عبور کند، هزینه ترانزیت یکی از هزینه‌های اجتناب ناپذیر در این پروژه خواهد بود. در قراردادهای رایج امروز هزینه ترانزیت به عنوان تابعی از حجم گاز عبوری از خط لوله و طول آن محاسبه می‌شود و به این ترتیب هزینه کل ترانزیت عبارتست از: حاصل ضرب هزینه هر واحد ترانزیت در طول مسیر خط لوله ضرب در مقدار گازی که در خط لوله جریان می‌یابد. بر اساس قراردادهای نهایی سال ۲۰۰۵ در اروپا، نرخ ترانزیت گاز طبیعی در کشورهای اروپایی معادل ۲۵ تا ۵۰ سنت برای هر یک میلیون Btu در ۱۰۰۰ کیلومتر بوده است. به هر حال، از مسیر ۴۷۱۰ کیلومتری خط لوله عسلویه به براتیسلاوا حدود ۱۷۶۹ کیلومتر آن در ایران واقع شده و لذا فقط در مسیر ۲۶۵۰ کیلومتری خارج ایران هزینه ترانزیت باید پرداخت شود. این هزینه نیز به دلیل متغیر بودن حجم گاز صادراتی، در ۱۰ سال نخست طرح، متغیر بوده و به تدریج افزایش می‌یابد. در سناریوی مرجع حاضر، نرخ ترانزیت بالاترین نرخ ترانزیت در کشورهای اروپایی

یعنی ۵۰ سنت برای هر میلیون Btu در ۱۰۰۰ کیلومتر فرض می‌شود. از تبدیل واحد Btu به متر مکعب هزینه ترانزیت برای این پروژه ۱/۶۶ سنت بر متر مکعب می‌باشد. بدین ترتیب، کل هزینه ترانزیت در سال نخست ۳۹۶ میلیون دلار بدست می‌آید.

آخرین هزینه‌ای که در این بخش مورد محاسبه قرار می‌گیرد، هزینه بازپرداخت وام‌های دریافتی جهت تأمین مالی پروژه می‌باشد. معمولاً در پروژه‌های بزرگ بین‌المللی، مجریان پروژه ۷۰ درصد هزینه‌های طرح را با استفاده از وام‌های دریافتی از بانکها و مؤسسه‌های مالی بین‌المللی تأمین مالی می‌نمایند که این وام‌ها باید ظرف مدت ۱۰ سال مستهلك گردد. لذا در سناریوی مر架 پیش‌بینی کردہ‌ایم که ۷۰ درصد هزینه سرمایه‌ای پروژه یعنی ۹ میلیارد و ۲۰۵ میلیون دلار آن از طریق بانکها و مؤسسه‌های بین‌المللی تأمین مالی شود. با در نظر گرفتن نرخ بهره ثابت ۷ درصد برای وام‌های دریافتی در ۱۰ سال نخست اجرای طرح، باید سالانه ۱ میلیارد و ۲۸۵ میلیون دلار به منظور بازپرداخت وام‌های دریافتی به هزینه‌ها افزوده شود.

برای توجیه‌پذیری پروژه باید مجموع هزینه‌های طرح که همان مجموع اقلام هزینه‌های ذکر شده می‌باشد، در طول ۳۰ سال اجرای طرح از مجموع درآمدهای آن کمتر باشد.

برای محاسبه درآمد حاصل از صادرات گاز به اروپا کافیست حجم گاز صادراتی را در قیمت آن ضرب کنیم که در این میان حجم گاز صادراتی در سال‌های اولیه و نیز حجم نهایی صادرات مشخص می‌باشد. با توجه به اینکه حجم گاز صادراتی در ۱۰ سال نخست آغاز عملیات صادرات متغیر بوده و به تدریج افزایش می‌باید، درآمد طرح نیز در این مدت متغیر خواهد بود. در مورد بهای گاز صادراتی نیز سناریوهای متفاوتی قابل طرح می‌باشد. با توجه به پیچیدگی فرایند تعیین قیمت گاز در قراردادهای بلندمدت صادراتی و اینکه بهای گاز در خلال مذاکرات مربوط به قرارداد تعیین خواهد شد به ناجار از قیمت‌های منطقه‌ای اروپا و قیمت‌های صادراتی گاز از کشورهای مهم تولیدکننده به این قاره الگوبرداری خواهد شد. بر این اساس در سناریوی نخست از قیمت صادراتی گاز روسیه به اروپا که در سال ۲۰۰۵ در حدود ۵/۹ دلار برای هر میلیون Btu معادل ۱۷ سنت برای هر متر مکعب بود، استفاده شده است. از حاصل ضرب این قیمت در حجم صادراتی گاز طبیعی که در سال نخست ۹ میلیارد متر مکعب می‌باشد درآمد طرح در سال نخست بدست می‌آید که رقم اسمی آن ۱ میلیارد و ۵۳۰ میلیارد دلار می‌باشد و در نهایت به ۵ میلیارد و ۴۴۰ میلیون دلار در سال یازدهم و بعد از آن می‌رسد.

همچنین به منظور محاسبه ارزش حال جریان‌های نقدی و رویدی و خروجی طی ۳۰ سال مدت عمر خط لوله باید از یک نرخ تنزیل مناسب استفاده شود که معمولاً این نرخ را معادل نرخ بهره وام‌های بلندمدت بین‌المللی می‌گیرند. در سناریوی مر架 حاضر، نرخ تنزیل ۲ درصد بالاتر از نرخ بین‌المللی لایبور (که در حال حاضر ۵ درصد می‌باشد) در نظر گرفته شده است.

در ستون ماقبل آخر جدول پیوست، جریان نقدینگی پروژه در طول سال‌های مختلف احداث خط لوله و اجرای آن به تفکیک نشان داده شده است. همانگونه که ملاحظه می‌شود این جریان نقدینگی در سال‌های نخستین منفی بوده و به تدریج مثبت می‌شود.

در نهایت ارزش حال خالص پروژه که ماحصل کل داده‌های جدول پیوست می‌باشد مشخص خواهد کرد که این پروژه با ویژگی‌هایی که در سناریوی نخست بیان شد به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است یا

تحلیل حساسیت

اکنون به منظور ارزیابی بیشتر طرح، ضمن حفظ کلیه فروضی که در سناریوی مرچع بیان شد بهای صادراتی گاز ایران را تغییر می دهیم و میزان حساسیت پروژه به تغییرات قیمت گاز را مورد بررسی قرار می دهیم. به همین منظور از قیمت صادراتی گاز روسیه به آلمان در سال ۲۰۰۵ ۶/۹ دلار در هر میلیون Btu یا ۲۰ سنت بر متر مکعب استفاده می کنیم. بدینهی است که در چنین حالی درآمد پروژه افزایش می یابد. اما باید دید که این افزایش درآمد تا چه حد در ارزش حال خالص و نرخ بازده داخلی پروژه تأثیرگذار خواهد بود؟ در این حالت ارزش حال خالص پروژه معادل ۱۰ میلیارد و ۸۰ میلیون دلار برآورده می شود و نرخ بازدهی داخلی پروژه نیز از ۸ درصد در سناریوی نخست به ۱۱ درصد افزایش می یابد. هر چه قیمت گاز طبیعی نسبت به سناریوی مرچع بیشتر افزایش می یابد نرخ بازده داخلی پروژه بیشتر شده و اطمینان نسبت به سوددهی آن افزایش می یابد و در عین حال مؤسسه مالی بین المللی و بانکها نیز با اطمینان بیشتری نسبت به تأمین مالی پروژه اقدام خواهند کرد.

همانطور که در بخش های پیشین ذکر شد، شیوه تأمین مالی پروژه های بزرگ یکی از عوامل مؤثر بر سوددهی و اقتصادی بودن پروژه هاست به طوری که امروزه پروژه های بزرگ بین المللی بدون تأمین مالی از مؤسسه مالی قابل اجرا نیست. لذا در سناریوی سوم حساسیت مدل را نسبت به تغییر در نسبت تأمین مالی پروژه از طریق مؤسسه مالی و بانک های بزرگ بین المللی می سنجیم. به همین منظور نسبت تأمین مالی پروژه از طریق وام را به ۵۰ درصد کاهش داده و در مقابل سهم منابع داخلی را در این بخش به ۵۰ درصد افزایش می دهیم. تأمین مالی ۵۰ درصدی هزینه های سرمایه ای پروژه بدان معناست که از ۱۳ میلیارد و ۱۵۰ میلیون دلار، ۶ میلیارد و ۵۷۵ میلیون دلار آن از طریق منابع بانکی تأمین خواهد شد. بدین ترتیب با در نظر گرفتن نرخ بهره ۷ درصد برای وام های دریافتی و با استفاده از عملکر PMT در نرم افزار Excel، مبلغ اقساطی که در در ۱۰ سال نخست باید پرداخت شود، ۹۳۶ میلیون دلار خواهد بود

که کمتر از میزان مشابه در سناریوی مرچ، ۱۲۸۵ دلار، می‌باشد که این امر به نوبه خود موجب بهبود جریان نقدینگی خواهد شد. ارزش حال خالص پروژه در این سناریو در حدود ۵ میلیارد دلار می‌باشد که بیشتر از رقم مشابه در سناریوی نخست می‌باشد و نرخ بازدهی داخلی آن نیز به ۹ درصد افزایش پیدا می‌کند. این بدان معنی است که هر چقدر سهم وامها و کمک‌های دریافتی از مؤسسه‌ساز مالی در تأمین مالی پروژه کمتر باشد، پروژه از ضریب توجیه‌پذیری بیشتری برخوردار خواهد بود.

حال به تحلیل حساسیت نرخ ترانزیت می‌پردازم. در حال حاضر هزینه ترانزیت گاز به ویژه در کشورهای اروپایی که عظیم‌ترین و گستردگترین و متنوع‌ترین شبکه عرضه و ترانزیت گاز را در اختیار دارد، رقمی بین ۳۵ تا ۵۰ سنت برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر مسیر می‌باشد. در سناریوی نخست، بهای ترانزیت گاز ۵۰ سنت در نظر گرفته شد که بالاترین رقم موجود به شمار می‌رود. در سناریوی چهارم رقم ۴۰ سنت را برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر مسیر در نظر می‌گیریم. از آنجا که هزینه ترانزیت یکی از هزینه‌های پنجمگانه پروژه به شمار می‌رود، افزایش یا کاهش آن نتایج بدست آمده را دستخوش تغییر خواهد کرد. دریافت ۴۰ سنت برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر، معادل ۱/۱۴ سنت برای یک متر مکعب می‌باشد. بدین ترتیب، هزینه ترانزیت در سال نخست معادل ۲۷۲ میلیون دلار بدست می‌آید که در سال یازدهم به ۹۶۶ میلیون دلار بالغ می‌شود و تا سال سی‌ام در همین حد باقی خواهد ماند. بدیهی است که این رقم کمتر از مقدار مشابه آن در سناریوی نخست می‌باشد. این کاهش در هزینه کل به نوبه خود موجب افزایش جریان نقدینگی در طول سال‌های اجرای طرح خواهد شد و در نهایت ارزش حال خالص پروژه نیز افزایش یافته و به رقم ۶ میلیارد و ۲۸۴ میلیون دلار می‌رسد. در عین حال نرخ بازدهی داخلی پروژه نیز افزایش یافته و به ۱۰ درصد می‌رسد. لذا ملاحظه می‌شود که هر گونه کاهش در نرخ ترانزیت موجب بهبود توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه صادرات گاز ایران به اروپا خواهد شد.

در سناریوی پنجم با فرض ثابت بودن سایر شرایط می‌خواهیم نرخ تنزیل یا در واقع نرخ بهره وام‌های دریافتی بلندمدت را کاهش داده و اثر آن را بر ارزش حال خالص پروژه محاسبه نماییم. لذا در سناریوی حاضر، نرخ تنزیل را افزایش داده و عدد ۸ درصد را برای آن منظور می‌کنیم. تردیدی نیست که نرخ بهره یکی از هزینه‌های عده‌ای پروژه‌های زیرساختی بلندمدت را تشکیل می‌دهد و هر گونه تغییر در آن سودآوری پروژه را مستقیماً تحت تأثیر قرار می‌دهد. تغییر نرخ تنزیل فقط در مرحله محاسبه جریان نقدینگی تنزیل یافته نمایان می‌شود. با افزایش این نرخ نسبت به سناریوی مرچ، جریان نقدینگی کاهش یافته و به تبع آن، ارزش حال خالص پروژه به ۷۷۰ میلیون دلار کاهش می‌یابد که در واقع باید آن را مرز اقتصادی بودن پروژه قلمداد کرد. در صورت تغییر نرخ بهره به رقمی بیش از ۸ درصد پروژه غیر اقتصادی خواهد شد.

نتیجہ گیری

پروژه صادرات گاز ایران به اروپا را باید یکی از مناقشه‌های انگیزترین طرح‌های اقتصادی کشورمان در طول چند سال اخیر دانست. این پروژه موافقان و مخالفان فراوانی را در این مدت متوجه خود ساخته است. مخالفان این طرح، اغلب با هرگونه صادرات گاز طبیعی کشورمان مخالفت می‌کنند. به عقیده این افراد با توجه به نیاز روزافزون کشورمان و رشد بالای ۱۱ درصدی سالانه تقاضای این حامل انرژی در کشور و نیز ضرورت تزریق مقادیر بسیار زیاد گاز به میادین نفتی کشور به منظور بهره برداری صیانتی از این میادین؛ و با عنایت به محدودیت ظرفیتهای تولید گاز طبیعی علیرغم بالا بودن ذخایر آن، صادرات گاز طبیعی به طور کلی قابل توجیه نیست.

به هر حال، کشوری که صاحب دومین ذخایر گاز طبیعی دنیاست، باید از بازارهای جهانی گاز دور بوده و از قافله رقابت در این عرصه باز ماند. هم اکنون کشورهایی همچون الجزایر، اندونزی و لیبی با ذخایری بسیار کمتر از ایران در حال تسلط یافتن بر بازارهای جهانی گاز طبیعی و LNG هستند و هرگونه تأخیر در این خصوص، فرصتی را برای جبران به جای نخواهد گذاشت. به علاوه، بیش از نیمی از ذخایر گاز طبیعی کشورمان در میادین مشترک قرار داشته و شرکای ایران در این میادین به سرعت در حال بهره برداری از این ذخایر هستند. نمونه عینی این واقعیت را می‌توان در میدان گازی پارس جنوبی که در محدوده آبی میان ایران و قطر قرار گرفته مشاهده کرد. بیش از نیمی از ذخایر گاز ایران در این میدان که بزرگترین مخزن گازی مستقل جهان می‌باشد قرار گرفته است. این در حالی است که قطрی‌ها یک دهه قبل از ما بهره‌برداری از این میدان را آغاز کردند و طرح‌های توسعه‌ای آنها در این میدان با شتاب بیشتری نسبت به گذشته در حال اجراست. لذا ایران هم هیچ راهی ندارد جز اینکه به سرعت نسبت به بهره‌برداری از سهم خود در این میدان اقدام نماید و در این میان، طبیعی است که بخشی از این حجم عظیم گاز استحصال شده - در صورت تحقق طرح‌های توسعه‌ای - می‌تواند به کشورهای هدف صادر شود.

در صورت انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم، در سال‌های آینده ظرفیت تولید گاز طبیعی در ایران از تقاضا پیشی گرفته و امکان صادرات گاز در ابعاد وسیع را فراهم می‌نماید. از سوی دیگر سازمان‌ها و مؤسسه‌های معابر بین‌المللی نیز ایران را یکی از منابع اصلی تأمین گاز اروپا طی سال‌ها و دهه‌های آینده معرف کرده‌اند.

از سال ۲۰۰۴ به این سو و افزایش انفجاری قیمت نفت و گاز طبیعی، بسیاری از طرح‌های نفتی که تا پیش از آن توجیه‌پذیر نمود، مورد توجه سرمایه‌گذاران قرار گرفت. پروژه صادرات گاز ایران به اروپا را نیز می‌توان در زمرة این طرح‌ها بر شمرد. افزایش قیمت گاز طبیعی از $2/5$ دلار در هر میلیون Btu در سال ۲۰۰۰ به بیش از ۸ دلار در هر میلیون Btu در سال ۲۰۰۶ این فرصت را بوجود آورد تا طرح‌هایی همچون پروژه صادرات گاز ایران به اروپا بیشتر از گذشته مورد توجه قرار بگیرد.

به این ترتیب صادرات کاز ایران به مرزهای اروپای غربی با وجود تحمل هزینه سرمایه‌گذاری بیش از ۱۳ میلیارد دلار و نیز هزینه‌های عملیاتی فراوان، به لحاظ اقتصادی می‌تواند توجیه‌پذیر باشد. در سناریویی نخست که سناریوی اصلی نیز بود، سعی بر آن بود که حتی‌الامکان سخت‌ترین شرایط برای پیروزه در نظر گرفته شود و در نهایت ملاحظه گردید که با در نظر گرفتن هزینه ۲ سنت برای تولید هر متر مکعب کاز طبیعی و نیز هزینه ۵۰ سنت برای ترانزیت یک میلیون Btu کاز طبیعی در طول ۱۰۰۰

کیلومتر و نیز قیمت ۶ دلار برای هر یک میلیون Btu گاز طبیعی، ارزش حال خالص پروژه معادل ۳ میلیارد و ۵۸ میلیون دلار خواهد بود که نشان از توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه دارد. بر اساس سناریوی مرجع، همچنین نرخ بازدهی داخلی پروژه رقم ۸ درصد خواهد بود که رقمی نسبتاً پایین و نزدیک به نرخ تنزیل در نظر گرفته شده، می‌باشد. این رقم یبانگ آن است که با وجود توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه در شرایط مذکور در سناریوی نخست، این توجیه‌پذیری تا حدودی شکننده است ولی نقطه قوت این سناریو شرایط سختگیرانه آن می‌باشد؛ به بیان دیگر می‌توان گفت که با توجه به شرایط سخت سناریوی نخست، چنانچه نرخ بهره از ۸ درصد بیشتر نشده یا قیمت گاز نیز به کمتر از ۵/۵ دلار نرسد، پروژه به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است.

صرف نظر از مسأله توجیه‌پذیری اقتصادی، خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا از زوایای دیگری نیز می‌تواند حائز اهمیت باشد. به عنوان مثال احداث یک چنین خط لوله‌ای می‌تواند منافع ایران و کشورهای دریافت‌کننده گاز این خط لوله را در یک پروژه عظیم به یکدیگر گره بزند. این مسأله موجب خواهد شد تا کشورهای اروپایی در جهتگیری‌های سیاسی خود نسبت به ایران با احتیاط بیشتری برخورد کنند.

در عین حال، علاوه بر توجیه‌پذیری اقتصادی، احداث خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا، مزایای دیگری نیز برای دو طرف خواهد داشت که این مزایا برای ایران عبارتند از:

- افزایش سطح اشتغال ناشی از توسعه منابع گازی کشور

- جذب سرمایه‌گذاری خارجی در طرح‌های انرژی کشور

- امکان انتقال آخرین پیشرفت‌های حاصل شده در فناوری‌های نفتی به ویژه در زمینه اکتشاف، استخراج و انتقال نفت و گاز به داخل کشور با استفاده از همکاری‌های مشترک با شرکت‌های بزرگ نفتی

- ایجاد یک منبع درآمدی غیرنفتی

- حضور پررنگ‌تر در بازارهای جهانی گاز طبیعی و تسلط بیشتر بر شیوه‌های بازاریابی

اما مزایای این پروژه برای کشورهای اروپایی را نیز به شرح زیر می‌توان برشمود:

- متنوع نمودن هر چه بیشتر منابع عرضه گاز طبیعی و کاهش ضریب اخلال در امنیت عرضه

- دسترسی به دومین منبع گاز طبیعی جهان و امکان عقد قراردادهای جدید در این خصوص

- کمک به رشد اقتصادی این کشورها با استفاده از یک منبع ارزان قیمت انرژی

- جبران بخشی از هزینه واردات با استفاده از دریافت هزینه ترانزیت

منابع

- ۱- وزارت نفت، «کتاب نفت و توسعه ۴، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۸۲-۸۳»، ۱۳۷۶
- ۲- وزارت نیرو، معاونت انرژی، «ترازnamه انرژی»، زمستان ۸۳
- ۳- وزارت نفت، اداره کل روابط عمومی، «صنعت نفت ره صداساله، گزارش فعالیت‌های وزارت نفت ۸۲-۸۳»، ۱۳۷۶
- ۴- شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، «مروری بر توان صادراتی گاز طبیعی ایران».
- ۵- Bernardini Oliviero, "The regulation of the Gas Sector and Its Implications for Gas Trade", Seminar on Natural Gas in South east Europe Istanbul, May 2002.
- ۶- Birol, Fatih , "Outlook for European Gas Demand Supply and Investment to 2030" , International Energy Agency , 2003.
- ۷- BP Statistical Review of World Energy, London, May 2005.
- ۸- Capros Pantlis , "The European Energy Outlook to 2010 and 2030" International Journal of Global Energy Issues , Vol. 14 , No. 4 , 2000
- ۹- Cayrade, Patrick , "Investment in Gas pipelines and LNG Infrastructures" Workshop on Insuring Against Disruptions of Energy Supply, Amsterdam May 2003.
- ۱۰- Energy Information Administration, Internal Energy Outlook, 2003.
- ۱۱- Eni, World Oil and Gas Review 2003.
- ۱۲- European Commission, "Green Paper- Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply", Technical Document", 2003.
- ۱۳- European Commission, "Priority Axes and TEN-E Projects, Jul. 2003Hafner Manfred, "Assessment of Internal and External Gas Supply Options for The EU", Observatoire Mediteraneen de l'Energie (OME).
- ۱۴- European Union of Natural Gas Industry , Security of Gas Supplies, 2002Hayes Mark, "Factors that Explain Investment in Cross-Border Natural Gas Transport Infrastructures", A Paper presented to Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University , May 2003
- ۱۵- Hafner Manfred, "Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs For Europe", Observatoire Mediteraneen de l'Energie, 2002.
- ۱۶- IEA/OECD Russia Energy Survey, 2002.
- ۱۷- Mantos L., "European Energy and Transport Trend to 2030" , European Commission, January 2003.
- ۱۸- National Iranian Gas Export Company, "The Iran-Ukraine and Europe Gas Export Project", May 2005.
- ۱۹- National Iranian Gas Export Company, Iran Gas Export Projects, Tokyo, April 2004.
- ۲۰- National Iranian Gas Export Company, Iran-Europe Gas Pipeline, 2003.
- ۲۱- Olcott Marth Brill, "International Gas Trade in Central Asia: Turkmenstan, Iran, Russia and Afghanistan" , Paper Presented to Geopolitics of Natural Gas , May 2004.
- ۲۲- Pirovska Margarita, "East European Natural Gas Markets: Opening to Competition", University Paris, 2003.
- ۲۳- Ros Business Consulting Agency , Production and Transportation Projects The Russian Oil and Gas Company , December 2002
- ۲۴- Seeliger Andreas, "European Gas Supply Model", Institute of Energy Economics, University of Cologne 2003Waern Karl Peter, "European Energy Security and Cooperation", The Energy Charter Secretariat , 2003.
- ۲۵- "Supply Security: European Natural Gas", Power Economics, Vol. 6, No. 9, 2002.
- ۲۶- "Growing Gas Import Market", Petroleum Economist, Vol. 69, No.11, November, 2002.