مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG، با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی

دکتر فرهاد رهبر[1] ـ منصوره رام[2]

چکیده

گازطبیعی، علاوه براینکه یک کالای صادراتی است کاربرد وسیعی نیز در صنایع مختلف و بخش‌های تجاری و خانگی دارد. سوال‌این است که اختصاص گاز به کدام یک از بخش‌ها می‌تواند ارزش افزوده بالاتری را داشته باشد.

دراین مقاله با ارزیابی‌های اقتصادی که بر روی پروژه‌های صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG و همچنین صادرات متانول صورت گرفت، مشخص شد که اختصاص گاز به بخش پتروشیمی می‌تواند ارزش افزوده بالاتری ایجاد کند، ضمن اینکه صادرات گاز از دو طریق خط لوله و LNG نیز از توجیه اقتصادی برخوردار است.

واژه‌های کلیدی: صادرات گاز طبیعی، LNG، خط لوله، صادرات مواد پتروشیمی، متانول.

۱. مقدمه

طبق پیش‌بینی‌های آژانس بین‌المللی انرژی[3]، تقاضا برای گازطبیعی در همه مناطق طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۴ افزایش خواهد یافت به‌گونه‌ای که مصرف‌این حامل انرژی از ۲/۸

۱. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

۲. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی M_Raam@iies.net

3. International Energy Agency

تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۰۴ به ۳/۶ تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۱۵ و ۴/۷ تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید.[1] طبق پیش‌بینی‌ها بیشترین افزایش تقاضا از سوی کشورهای خاورمیانه بخصوص چین، هند و منطقه آفریقا خواهد بود. کشورهای عضو سازمان توسعه و همکاری‌های اقتصادی (OECD)[2] شمال آمریکا و اروپا همچنان بزرگترین متقاضیان گازطبیعی تا سال ۲۰۳۰ باقی خواهند ماند.

علاوه براین آژانس بین‌المللی انرژی افزایش تولید گاز را نیز پیش‌بینی کرده است که در این میان کشورهای خاورمیانه و آفریقا بیشترین افزایش تولیدات را خواهند داشت و بیشتر این افزایش تولیدات به کشورهای اروپایی و آمریکای شمالی صادر خواهد شد. براساس این پیش‌بینی‌ها، بیشترین تولیدات گاز مناطق خاورمیانه و آفریقا به صورت LNG صادر خواهد شد واین در حالی است که رشد صادرات LNG از ۹۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۴ به ۱۵۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۰ و ۴۷۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید.

ایران با در دست داشتن ۲۷/۵ تریلیون مترمکعب گازطبیعی، دومین کشور دارنده گاز در جهان به شمار می‌رود که با وجود ذخایر عظیم گازی پارس‌جنوبی و اجرای فازهای مختلف توسعه، می‌توان علاوه بر تامین مصرف داخلی گاز و نیاز به تزریق در جهت ازدیاد برداشت، مقادیر متناسبی از گاز را برای صادرات مد نظر قرار داد.

در این مقاله به سئوالات زیر پاسخ داده خواهد شد:

- آیا صادرات گاز از طریق خط لوله، LNG و صادرات فرآورده‌های پتروشیمی هر کدام به تنهایی دارای صرفه اقتصادی هستند؟
- صادرات گاز از طریق خط لوله به صرفه‌تر است یا از طریق LNG؟
- صادرات گاز ارزش‌افزوده بالاتری را ایجاد می‌نماید یا صادرات فرآورده‌های پتروشیمی؟

هدف مقاله حاضر اولویت‌بندی استفاده از گاز در پروژه‌های مختلف است که به وسیله ارزیابی اقتصادیو با استفاده از تکنیک‌هایی از قبیل NPV و IRR نشان داده می‌شود. از این رو در ابتدا با تحلیل قیمت گاز به ارزیابی اقتصادی صادرات گاز و LNG و در نهایت متانول پرداخته می‌شود که پس از این مرحله نتایج ارزیابی‌های صورت گرفته با یکدیگر مقایسه خواهد شد.

1. World Energy outlook 2006
2. Organisation For Economic Co-operation and Development

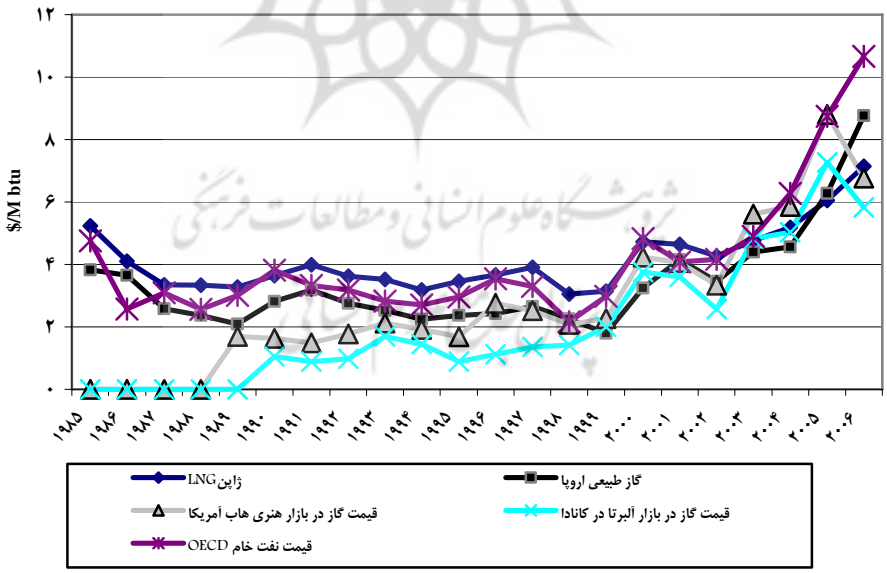
قیمت گازطبیعی در بازارهای عمده جهان

گازطبیعی در اروپا به استثنای انگلستان بر اساس نفت گاز و نفت‌کوره قیمت‌گذاری می‌شود زیرا در بخش صنعت و تجارت رقیب اصلی گاز، نفت گاز و نفت‌کوره است. در آسیا قیمت‌گذاری بر اساس نفت‌خام است ازاین رو روند تغییرات از روند بازار نفت پیروی می‌کند. در آمریکا در سال ۲۰۰۰، قیمت گاز به سرعت از ۵ دلار افزایش یافت و در سال ۲۰۰۶ میانگین قیمت‌ها حدود ۷ دلار به ازای یک میلیون بی‌تی‌یو و در بازار اروپا حدود ۸/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده است.

هزینه تمام شده گاز طبیعی

بهای تمام‌شده استحصال هر واحد گازطبیعی‌غنی (قیمت سرچاه) و گازطبیعی سبک شیرین و سایر فرآورده‌های گازی نظیر اتان، گاز مایع[1] و میعانات گازی در خروجی پالایشگاه، ورودی خط لوله سراسری و ورودی پتروشیمی از شرکت‌ملی نفت‌ایران دریافت شده است.

نمودار ۱. رابطه بین میانگین قیمت نفت OECD و قیمت قراردادهای بلندمدت گاز در بازارهای اصلی جهان



Source: BP Statistical Review of World Energy June 2007

1. Liquefied Petroleum gas

لازم به ذکر است که در مرحله اول محاسبات شرکت نفت، محاسبه بهای‌تمام شده استحصال هر واحد گازطبیعی غنی و گازطبیعی سبک شیرین و سایر فرآورده‌های گازی، صرفاً براساس هزینه‌های سرمایه‌ای[1]، هزینه‌های بهره و هزینه‌های عملیاتی[2] (بهره‌برداری) در کل دوره بهره‌برداری انجام گرفته است و سپس تعدیلات لازم در رابطه با افزایش ۳۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های بهره به‌دلیل افزایش قیمت نفت‌خام از ۲۰ دلار به ۶۵ دلار در طی پنج سال گذشته انجام گرفته و بعد از آن محاسبات مذکور براساس سناریوهای مختلف هزینه‌های عملیاتی (بهره‌برداری)، مورد تعدیل قرار گرفته‌اند.

نتایج حاصل از محاسبات در مرحله اول، نشان می‌دهد که بهای تمام‌شده استحصال هر واحد از گازطبیعی و سایر فرآورده‌های گازی در رابطه با فازهای ۴ و ۵ میدان نفتی پارس‌جنوبی به شرح زیر می‌باشد:

با توجه به محاسبات انجام شده قیمت فروش گازطبیعی سبک شیرین به ارزش حجمی در ورودی خط لوله سراسری براساس هزینه تمام‌شده در سناریوی محاسبه ۱۰ درصد هزینه‌های عملیاتی، هر مترمکعب ۳۱۳/۳۲ ریال یا حدود ۳/۴۵ سنت و در سناریوی محاسبه ۱۲درصد هزینه‌های عملیاتی هر مترمکعب ۳۳۵/۱۲ ریال و یا حدود ۳/۷ سنت خواهد بود (بهره مالکانه ۱ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است). به همین ترتیب قیمت فروش هر مترمکعب استاندارد اتان به ارزش حجمی در ورودی پتروشیمی، در سناریوی محاسبه ۱۰ درصد هزینه‌های عملیاتی، هر مترمکعب ۸۱۴/۱۱ ریال، یا حدود ۹ سنت و در سناریوی محاسبه ۱۲ درصد هزینه‌های عملیاتی هر مترمکعب ۸۷۲/۶ ریال یا حدود ۹/۶ سنت محاسبه شده است.

ارزیابی اقتصادی گزینه‌های پیش‌رو

برای مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز و صادرات فرآورده‌های پتروشیمی نیاز به استفاده از دو روش نرخ بازده داخلی و ارزش حال پروژه است. روشهای محاسبه در ضمیمه مقاله ارائه شده است.

در این مقاله سعی شده است با پرداختن به دو بخش صادرات گازطبیعی به کشورهای دیگر و یا اختصاص گازطبیعی به بخش صنعت پتروشیمی و بعد صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، پروژه‌های مدنظر برای کشور در این دو بخش بررسی گردد و در

1. Capital Expenditure
2. Operating Costs

قالب سناریوهای مختلف اولویت‌بندی شود.

در پروژه‌های صادرات گازطبیعی که به دو صورت صادرات از طریق خط لوله و صادرات به‌صورت گازطبیعی مایع شده یا LNG صورت می‌گیرد، گازطبیعی از میدان پارس‌جنوبی استخراج می‌شود و پس از انجام عملیات آماده‌سازی مانند نم‌زدایی[1] و شیرین‌سازی[2]، یا از طریق خط لوله به کشور مقصد حمل می‌گردد و یا پس از انجام عملیات مایع‌سازی[3]، از طریق کشتی‌های حمل LNG به کشور مقصد منتقل می‌شود. البته باید در کشور مقصد به کمک تسهیلات تبدیل مجدد به گاز، مجددا به‌صورت گازطبیعی درآید.

در این پروژه‌ها، جریان هزینه‌ای شامل هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه بخش بالادستی[4] میدان گازی، هزینه‌های عملیاتی بخش بالادستی، هزینه‌های سرمایه‌ای واحدهای نم‌زدائی و شیرین‌سازی برای پروژه‌های خط‌لوله و نم‌زدائی و شیرین‌سازی و مایع‌سازی برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوطه، هزینه‌های انتقال (شامل هزینه‌های مربوط به احداث خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار) و هزینه‌های مربوط به کشتی‌های مخصوص حمل LNG برای صادرات LNG) و هزینه‌های عملیاتی مربوطه برای پروژه‌های LNG است.

علاوه براین فرض می‌شود که هزینه‌های سرمایه‌ای مربوط به تمام بخش‌های فوق در ابتدای پروژه انجام گیرد.

ارزیابی پروژه خط لوله‌ایران به هند

جهت‌ایجاد امکان تحلیل اقتصادی در خصوص سرمایه‌گذاری در یک پروژه گازطبیعی معمولا هزینه‌ها به دو بخش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی تقسیم‌بندی می‌شوند. هزینه‌های سرمایه‌گذاری شامل مجموع هزینه‌های لازم جهت ایجاد ساختمان‌های مورد نیاز، نصب تجهیزات و هزینه‌های عملیات مهندسی، توپوگرافی، هزینه زمین و آماده‌سازی محیط برای لوله‌گذاری و هزینه تکنولوژی و تجهیزات از قبیل پمپ‌ها یاایستگاه‌های تقویت فشار، هزینه روش‌ها و تکنولوژی‌های به‌کارگرفته شده، مسئله حفاظت کاتدیک لوله‌ها و نیز پوشش لوله‌ها می‌شود. هزینه‌های عملیاتی شامل مجموع هزینه‌های لازم جهت تداوم عملیات تولید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های توزیع و فروش، هزینه‌های اداری، هزینه‌های مالی و استهلاک است.

1. Dehydration
2. Sweetening
3. Liquefaction
4. Upstream

در این قسمت با توجه به محرمانه بودن بیشتر اطلاعات، از نظرات کارشناسان شرکت ملی صادرات گاز استفاده شده است. برای احداث‌این خط لوله یک دوره ۵ ساله در نظر گرفته شده و عمر مفید پروژه ۲۵ سال است. بنا به‌نظر کارشناسان ظرفیت خط لوله ۶۰ میلیون مترمکعب در روز است. در صورتی که تعداد روزهای فعالیت در طول سال را ۳۵۰ روز در نظر بگیریم، سالانه ۲۱ میلیارد مترمکعب گاز از طریق این خط لوله قابل انتقال است. با توجه به‌این نکته که یک خط لوله انتقال گاز در تمام طول عمر خود با حداکثر ظرفیت فعالیت نمی‌کند، در اینجا فرض بر این است که در سال اول با ۲۰ درصد ظرفیت، در سال دوم با ۴۰ درصد، سال سوم با ۶۰ درصد، سال چهارم با ۸۰ درصد و در سال پنجم با ۹۰ درصد و از سال ششم به بعد نیز با تمام ظرفیت مشغول به فعالیت خواهد بود.

یکی دیگر از اطلاعات مورد نیاز دراین قسمت، هزینه‌های پروژه است. اولین هزینه، هزینه‌های سرمایه‌ای است. این هزینه شامل طراحی، احداث و نصب تجهیزات خط لوله است. دومین هزینه، هزینه‌های عملیاتی است. با توجه به برآوردهای صورت گرفته توسط شرکت ملی صادرات گاز، هزینه‌های سرمایه‌گذاری پروژه ۳ میلیارد دلار در نظر گرفته شده است و هزینه‌های عملیاتی نیز پس از احداث، سالانه ۵ درصد است. این هزینه‌ها برای احداث خط لوله‌ای از بندر عسلویه تا مرز پاکستان است. هزینه احداث خط لوله از عسلویه تا هند نیز در حدود ۸ میلیارد دلار برآورد شده است که با توافقات صورت گرفته، هر کشور مسئول ساخت خط لوله در خاک خود می‌باشد. از این رو ساخت خط لوله ۱۱۷۰ متری عسلویه تا مرز پاکستان در حدود ۳ میلیارد دلار هزینه در بر دارد.

جدول۱. اطلاعات مربوط به احداث خط لوله صادرات گازایران به هند

هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۳ میلیارد دلار
هزینه‌های عملیاتی	پس از احداث سالانه ۵ ٪
دوره ساخت	۵ سال
دوره بهره‌برداری	۲۵ سال(سال اول ۲۰٪، سال دوم ۴۰٪، سال سوم ۶۰٪، سال چهارم ۸۰٪، سال پنجم ۹۰٪ و از سال ششم به بعد با تمام ظرفیت)
میزان گاز صادراتی	۶۰ میلیون مترمکعب در روز یا ۲۱ میلیارد مترمکعب در روز
نرخ تنزیل	سناریوهای مختلف و براساس نرخ ۱۵ و ۱۷ درصد
قیمت	سناریوهای مختلف ۳/۵، ۴، ۴/۵ و ۵ دلار
قیمت گاز خوراک	بر اساس هزینه عملیاتی ۱۰ درصد ۳/۴۵، و بر اساس هزینه عملیاتی ۱۲ درصد ۳/۷ سنت برای هر مترمکعب

با توجه به مفروضات، قیمت گاز خریداری شده توسط هند در مرز پاکستان و ایران

۴/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود که برای انتقال آن، کشور هند ملزم به پرداخت حق ترانزیت به پاکستان است. در این حالت نرخ IRR به‌دست آمده ۲۸ درصد بوده و ارزش حال پروژه نیز ۵,۰۶۴,۴۵۲,۹۷۱ دلار خواهد بود. قیمت گاز خوراک بر اساس هزینه تمام‌شده گاز در حدود ۳/۴۵ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است که این رقم با توجه به هزینه‌های عملیاتی ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای برای اکتشاف، استخراج و برداشت گاز و همچنین شیرین‌سازی آن در فاز ۴ و ۵ پارس‌جنوبی در نظر گرفته شده است. نوع قراردادهای بای بک و بیع متقابل در صنعت نفت و گاز سبب شده است تا متوسط نرخ تنزیل در این قراردادها ۱۵ و ۱۷ درصد در نظر گرفته شود؛ هر چند که نرخ LIBOR کمتر از این میزان است.

با توجه به محاسبات صورت گرفته توسط نرم‌افزار EXCEL نتایج به‌صورت جدول ۲ ارائه شده است.

جدول ۲. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله

قیمت گاز		هزینه گاز خوراک			
		۳/۴۵ (سنت برای هر مترمکعب)		۳/۷ (سنت برای هر مترمکعب)	
		نرخ تنزیل ۱۵	نرخ تنزیل ۱۷	نرخ تنزیل ۱۵	نرخ تنزیل ۱۷
۳/۵ (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)	IRR	٪۲۳	٪۲۳	٪۲۲	٪۲۲
	NPV	$ ۲۹۹۲۸۳۱۶۶۱	$ ۲۱۵۷۰۳۵۴۵۸	$ ۲۸۴۶۱۱۶۲۷۱	$ ۲۰۳۸۱۸۶۸۱۰
۴ (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)	IRR	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵
	NPV	$ ۴۰۲۵۷۰۸۰۰۹	$ ۲۹۹۳۷۲۹۹۳۸	$ ۳۸۷۸۹۹۲۶۱۸	$ ۲۸۷۴۸۸۱۲۹۰
۴/۵ (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)	IRR	٪۲۸	٪۲۸	٪۲۸	٪۲۸
	NPV	$ ۵۰۶۴۴۵۲۹۷۱	$ ۳۸۳۵۱۷۸۳۶۴	$ ۴۹۱۷۷۳۷۵۸۱	$ ۳۷۱۶۳۲۹۷۱۶
۵ (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)	IRR	٪۳۰	٪۳۰	٪۳۰	٪۳۰
	NPV	$ ۶۱۰۳۱۹۷۹۳۴	$ ۴۶۷۶۶۲۶۷۹۰	$ ۵۹۵۶۴۸۲۵۴۴	$ ۴۵۵۷۷۷۸۱۴۲

در جدول بالا بدبینانه‌ترین حالت در صادرات گاز با قیمت ۳/۵ دلار در هرمیلیون

بی‌تی‌یو و نرخ تنزیل ۱۷درصد و هزینه گاز خوراک ۳/۷ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است که در این صورت IRR طرح ۲۲ درصد و ارزش حال پروژه ۲,۰۳۸,۱۸۶,۸۱۰ دلار خواهد بود.

خوشبینانه‌ترین حالت نیز زمانی است که قیمت گاز صادراتی ۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو و نرخ تنزیل ۱۵ درصد و هزینه گاز خوراک ۳/۴۵ دلار باشد که در این حالت نیز IRR طرح ۳۰ درصد و ارزش حال پروژه ۶,۱۰۳,۱۹۷,۹۳۴ دلار خواهد بود.

ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق LNG

ارائه هزینه‌های سرمایه‌ای تاسیسات گازطبیعی مایع بسیار دشوار است. زیرا این هزینه‌ها به عوامل مختلفی بستگی دارند: از جمله محل تاسیسات و میزان تاسیسات زیربنایی مورد نیاز مجاور آن، شرایط محل کار، برآورد سرمایه‌گذاری به پول رایج محلی نسبت به سرمایه‌گذاری به پول خارجی، میزان تحقق واحدهای استحصال گاز مایع، حجم ذخیره‌سازی که تابع ظرفیت و تعداد تانکرها و مقررات و شرایط بارگیری است و بالاخره پروسه مایع‌سازی و کیفیت و فشار گاز تحویلی به تاسیسات را باید مدنظر داشت. هر اندازه تاسیسات گاز مایع بزرگ‌تر باشد، صرفه اقتصادی آن بیشتر است. یعنی در این صنعت خاص بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس وجود دارد، و دلیل آن نیز ثابت بودن نسبی حجم سرمایه‌گذاری برای ذخیره‌سازی و بارگیری است. مهم‌ترین ملاک‌های تصمیم‌گیری برای اجرای یک پروژه LNG نرخ بازده داخلی و ارزش حال درآمد خالص است که به‌صورت زیر محاسبه می‌شود.

با فرض اینکه

R= کل درآمد سالیانه طرح LNG

C= کل هزینه‌های سالیانه تولید

t= سال‌های مختلف ۰ تا n

و n مساوی ۲۵ یا ۳۰ است (عمر اقتصادی طرح‌های LNG، ۲۵ یا ۳۰ سال فرض می‌گردد)

درآمدها $PV = R_0 + \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \frac{R_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{R_n}{(1+r)^n}$

هزینه‌ها $PV = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{C_n}{(1+r)^n}$

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^n} - \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n}$$

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^n}$$

نرخ بازده‌ای که ارزش حال درآمدها را با ارزش حال هزینه‌ها برابر می‌کند و NPV طرح را برابر صفر می‌سازد که به عبارت دیگر همان IRR است.

از همین طریق نیز، با فرض یک نرخ بازده داخلی فرضی برای پروژه می‌توان هزینه تولید هر واحد LNG را محاسبه نمود. درآمد هر پروژه LNG برابر با حاصلضرب ظرفیت تولید در قیمت هر واحد LNG است. از این رو به راحتی می‌توان با فرض نرخ‌های بازده داخلی قیمت هر واحد LNG را برای کشور به دست آورد.

با فرض اینکه:

P= قیمت هر واحد LNG

Q= ظرفیت سالیانه تولید

C= هزینه‌های سالیانه طرح

می‌توانیم بگوییم:

با فرض ثابت بودن p، آن را می‌توان از علامت Σ خارج ساخت یعنی:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^{n} \frac{P_t \cdot Q_t}{(1+r)^n}$$

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} = P. \sum_{t=0}^{n} \frac{Q_t}{(1+r)^n}$$

حال به فرض مقادیر مختلف برای r (همان IRR) می‌توان به مقدار P دست یافت.

با توجه به محرمانه بودن بیشتر گزارش‌های شرکت نفت و در دسترس نبودن اطلاعات آنها، آمار و ارقام مورد استفاده برای ارزیابی صادرات LNG متعلق به یکی از پروژه‌های LNG است که از سازمان مدیریت دریافت شده است. از طرف دیگر بحث تحریم و پرونده هسته‌ای ایران نیز بر میزان سرمایه‌گذاری این پروژه‌ها بی‌تأثیر نبوده است و هزینه‌های سرمایه‌گذاری را تا حد زیادی افزایش داده است به‌گونه‌ای که برخی گزارش‌ها نشان از افزایش ۳۰۰ تا ۴۰۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌گذاری دارد. از آنجایی که مذاکرات در مورد پروژه LNG در زمان نگارش این مقاله در حال انجام بود و رقم دقیقی از میزان افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری در دست نبود، ارزیابی‌این پروژه با هزینه‌های سرمایه‌گذاری متفاوت صورت گرفت تا تصویر دقیق تری از افزایش هزینه‌ها در پروژه و میزان تاثیرگذاری آن برای خواننده شکل گیرد.

با توجه به گزارش شرکت نفت به سازمان مدیریت، پروژه LNG مورد بررسی (که به دلیل محرمانه بودن از نام آن خودداری می‌شود) دو واحد تولیدی در بر دارد که در هر واحد آن سالانه ۴/۶ میلیون تن LNG تولید می‌شود. علاوه بر آن، سالانه ۳/۸ هزار تن LPG و ۱/۶ هزار تن میعانات گازی از هر واحد حاصل می‌شود. قیمت در نظر گرفته شده در این پروژه برای فروش LNG با توجه به آنچه که در مبحث تحلیل قیمت گفته شد و همچنین رابطه بین قیمت گازطبیعی و LNG که قیمت فروش آن نیز مشابه قیمت فروش گازطبیعی است؛ چنانکه روند افزایش قیمت بین گازطبیعی و LNG نشان می‌دهد، افزایش تقریبا برابر داشته است. از آنجا که دسترسی به قیمت‌های فروش LNGایران در قراردادها وجود نداشت و از طرف دیگر قیمت‌های فروش LNG ایران نیز ممکن است در چند سال اول متفاوت با قیمت‌های فروش آن باشد، از این رو قیمت‌های فروش آن به صورت تخمینی به‌کار برده شده است.

این قیمت‌ها به منظور نشان دادن تصویر روشن‌تر، در دامنه قیمتی ۳/۵ تا ۵ دلار برای هر میلیون بی تی یو در نظر گرفته شده است. باید توجه کرد که‌این قیمت به صورت FOB و تحویل در خلیج فارس است. ازاین رو برای ارزیابی دقیق‌تر، قیمت‌های مختلف در هزینه‌های سرمایه‌گذاری مختلف در نظر گرفته می‌شود. دوره ساخت و یا احداث دراین پروژه سه سال در نظر گرفته شده و دوره بهره‌برداری نیز ۲۵ ساله است.

لازم به ذکر است که گاز خوراک برای واحدهای LNG، گاز غنی و سرچاهی است که نیازی به شیرین‌سازی ندارد؛ لذا هزینه گاز خوراک برای تاسیسات LNG کمتر از هزینه گاز خط لوله است.

جدول ۳. اطلاعات مورد نیاز برای ارزیابی صادرات LNG

هزینه‌های سرمایه‌ای	۳ میلیارد دلار
ظرفیت تولید	۹/۲ میلیون تن در سال (سال اول ۵۰ درصد تولید)
هزینه‌های عملیاتی	سالیانه ۳ /۳ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای
دوره احداث	۳ سال
طول عمر طرح	۲۵
نرخ تورم	۲ درصد در سال
سایر محصولات	۷۲۰ هزار تن LPG و ۳۰۰ هزار تن LNG
قیمت LNG	سناریوهای مختلف ۳/۵، ۴، ۴/۵، ۵
قیمت گاز خوراک	۱/۵ و ۱/۳ سنت برای هرمترمکعب

نتیجه محاسبات مختلف و متعدد برای ارزیابی اقتصادی LNG به صورت جدول ۴ به‌دست آمده است.

در بهترین حالت می‌توان LNG را با هزینه سرمایه‌ای ۳ میلیارد دلار و با قیمت ۵ دلار و نرخ تنزیل ۱۵ درصد به فروش رساند که در این صورت IRR طرح ۵۶ درصد و ارزش حال پروژه ۱۵,۴۲۲,۳۶۴,۵۸۰ دلار خواهد بود؛ اما از آنجایی که هزینه‌های احداث واحد LNG به طور چشمگیری افزایش یافته است که بنا به‌گفته‌های کارشناسان شرکت ملی صادرات گاز ایران این هزینه‌ها حتی به‌بیش از ۱۰ میلیارد دلار هم رسیده است؛ بنابراین این سناریو چندان قابل اطمینان نیست و نتایج محاسبات نیز در جدول بالا ذکر نشده است. به نظر می‌رسد که هزینه‌های احداث یک واحد LNG بین ۹ تا ۱۱ میلیارد دلار باشد که می‌توان نتیجه گرفت از نظر اقتصادی تاسیس واحد LNG به صرفه است زیرا IRR

جدول ۴. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات LNG

هزینه‌های سرمایه‌ای (میلیون دلار)	قیمت LNG (دلار)		قیمت گاز خوراک			
			۱/۱۵ (سنت برای هر مترمکعب)		۱/۳ (سنت برای هر مترمکعب)	
			نرخ تنزیل ٪۱۵	نرخ تنزیل ٪۱۷	نرخ تنزیل ٪۱۵	نرخ تنزیل ٪۱۷
۹۰۰۰	۳/۵	IRR	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵
		NPV	۱۰۹۵۰۶۹۵۱۳۹	۸۶۳۹۹۵۴۴۹۳	۱۰۷۹۶۲۴۳۱۷۴	۸۵۰۹۲۰۴۹۲۰
	۴	IRR	٪۲۷	٪۲۷	٪۲۷	٪۲۷
		NPV	۱۲۲۷۴۵۳۵۳۸۵	۹۷۶۰۶۳۶۵۳۵	۱۲۱۲۰۰۸۳۴۲۰	۹۶۲۹۸۸۶۹۶۲
	۴/۵	IRR	٪۲۸	٪۲۸	٪۲۸	٪۲۸
		NPV	۱۳۵۹۵۳۷۵۶۳۲	۱۰۸۸۱۳۱۸۵۷۶	۱۳۴۴۳۹۲۳۶۶۷	۱۰۷۵۰۵۶۹۰۰۳
	۵	IRR	٪۳۰	٪۳۰	٪۳۰	٪۳۰
		NPV	۱۴۹۲۲۲۱۵۸۷۸	۱۲۰۰۲۰۰۰۶۱۸	۱۴۷۶۷۷۶۳۹۱۳	۱۱۸۷۱۲۵۱۰۴۵
۱۱۰۰۰	۳/۵	IRR	٪۲۱	٪۲۱	٪۲۱	٪۲۱
		NPV	۹۵۹۵۷۹۷۳۹۳	۷۳۲۴۶۳۷۳۵۴	۹۴۴۱۳۴۵۴۲۸	۷۱۹۳۸۸۷۷۸۱
	۴	IRR	٪۲۳	٪۲۳	٪۲۲	٪۲۲
		NPV	۱۰۹۱۹۶۳۷۶۳۹	۸۴۴۵۳۱۹۳۹۶	۱۰۷۶۵۱۸۵۶۷۴	۸۳۱۴۵۶۹۸۲۲
	۴/۵	IRR	٪۲۴	٪۲۴	٪۲۴	٪۲۴
		NPV	۱۲۲۴۳۴۷۷۸۸۵	۹۵۶۶۰۰۱۴۳۷	۱۲۰۸۹۰۲۵۹۲۱	۹۴۳۵۲۵۱۸۶۴
	۵	IRR	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵	٪۲۵
		NPV	۱۳۵۶۷۳۱۸۱۳۲	۱۰۶۸۶۶۸۳۴۷۹	۱۳۴۱۲۸۶۶۱۶۷	۱۰۵۵۵۹۳۳۹۰۵

طرح در بدبینانه‌ترین حالت یعنی سرمایه‌گذاری در تاسیسات LNG مورد نیاز ۱۱ میلیارد دلار و قیمت فروش LNG ۳/۵ دلار است که نرخ بازده داخلی طرح ۲۱٪ درصد و ارزش حال پروژه نیز حدود ۷۸۱ر۸۸۷ر۱۹۳ر۷ دلار می‌شود.

بررسی بخش پتروشیمی

پتروشیمی یکی از بخش‌های اصلی وزارت نفت، و جزء صنایع بزرگ و مادر کشور است. این صنعت به عنوان یکی از گزینه های صادرات غیر نفتی، در زمینه شکوفایی و توسعه اقتصاد کشور، بومی نمودن فناوری و گسترش صنایع جانبی، بویژه پرهیز از خام‌فروشی، نقش مهمی بر عهده دارد. با افزایش قیمت نفت، صنعت پتروشیمی‌در کشورهای غیر نفت خیز مقرون به صرفه نخواهد بود و بنابراین کشورهایی نظیر کشور ما می‌توانند این صنعت را به صنعت اول خود تبدیل کنند.

به منظور مقایسهٔ اقتصادی صادرات گاز با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، از بین فرآورده‌های پتروشیمی سه محصول اوره، آمونیاک و متانول که رابطه مستقیم در کاربرد گازطبیعی دارند، انتخاب شدند که با توجه به اختصاص یارانه مصرفی به دو محصول اوره و آمونیاک در داخل کشور، نتایج مورد بررسی برای این دو محصول چندان قابل اتکا نبود. از این‌رو به‌بررسی واحد متانول فن‌آوران باظرفیت یک‌میلیون تن در روز پرداخته شد.

از متانول یا متیل الکل به عنوان ماده اولیه برای تولید بسیاری از مواد دیگر و حتی به عنوان سوخت استفاده می‌شود. کارخانجاتی که اخیراً برای تولید متانول تأسیس می‌شوند، از گازطبیعی به‌عنوان خوراک اولیه استفاده می‌کنند. هر چند که متانول از مواد اولیه غیر از گازطبیعی نیز قابل استخراج است، ولی عمدتاً برای تولید آن از گازطبیعی استفاده می‌شود. آمریکای‌جنوبی، آمریکای‌شمالی و عربستان عمده‌ترین تولیدکنندگان متانول در جهان هستند. از ۷/۲ میلیون‌تن افزایش ظرفیت متانول تا سال۲۰۰۶، ایران با ۳۷درصد بیشترین‌سهم را داراست و پس از آن آمریکای‌جنوبی، چین (با خوراک گاز سنتز حاصل از زغال‌سنگ) و عربستان به ترتیب با ۲۵ درصد، ۱۵ درصد و ۱۴ درصد در مقام‌های بعدی قرار می‌گیرند.

ظرفیت متانول ایران از ۷۵۰ هزار تن در سال گذشته به ۳/۵ میلیون تن در سال جاری خواهد رسید که این مقدار، کمتر از ظرفیت فعلی عربستان است، ظرفیت این کشور در این دوره به ۵ میلیون تن خواهد رسید.[۱]

۱. گزارش برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت پتروشیمی، آذرماه ۱۳۸۵

تحلیل قیمت متانول در داخل و خارج از کشور

محصولات پتروشیمی بجزء کودشیمیایی از جمله محصولاتی هستند که یارانه مستقیم به آنها تعلق نمی‌گیرد و دولت هیچ‌گونه بودجه و اعتباری بابت یارانه به مصرف‌کنندگان یا تولیدکنندگان این بخش پرداخت نمی‌کند. اما تفاوت عرضه محصولات پتروشیمی با سایر محصولات در ایران در قیمت واقعی محصولات با قیمت فروش آن است.

قیمت محصولات پتروشیمی در ایران تثبیتی است و توسط شورای اقتصاد تعیین می‌شود که در همه موارد پایین‌تر از قیمت‌های روز جهانی بوده و سبب شده است تا شرکت‌های تولیدکننده با ضررهای فراوانی از بابت فروش این محصولات در داخل کشور مواجه شوند. نظام تثبیت قیمتها برای محصولات پتروشیمی در حالی که قیمت جهانی این محصولات ظرف چند سال اخیر تغییرات زیادی داشته است و واردات و صادرات نیز آزاد بوده، هیچ‌گونه توجیه اقتصادی و بازرگانی در شرایط کنونی ندارد که این امر نیز مورد توجه مسئولان قرار گرفته و مدتی است شناورسازی قیمت‌های پتروشیمی آغاز شده است.

درحالی‌که قیمت متانول در بازارهای بین‌المللی بیش از ۲۰۰ دلار است و روند قیمت‌ها نیز در ماه‌های اخیر افزایشی بوده و به ۲۶۰ دلار در هر تن رسیده است، قیمت این محصول در بازار داخلی حدود ۱۱۰ دلار در هر تن است که تفاوت فاحشی با قیمت‌های بین‌المللی دارد، هر چند که قیمت خوراک متانول یا همان گازطبیعی نیز پایین‌تر از قیمت‌های بین‌المللی است. این محصول که به بازارهای شرق آسیا از جمله کشورهای هند، کره و کشورهای اروپایی صادر می‌شود در بازارهای داخلی نیز برای برخی از شرکت‌های پتروشیمی فعال به عنوان ماده اولیه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

از این رو اکثر کارشناسان معتقدند که برای رشد بیشتر صنعت پتروشیمی، شناورسازی قیمت‌ها می‌تواند توجیه مالی مناسب برای ایجاد زمینه مشارکت جدی‌تر بخش خصوصی در ساخت مجتمع‌های پتروشیمی فراهم سازد.

ارزیابی اقتصادی متانول

به‌منظور ارزیابی اقتصادی فرآورده‌های پتروشیمی، محصول متانول در نظر گرفته شد. از آنجایی که طرح‌های بزرگ احداث واحدهای پتروشیمی در خاورمیانه آغاز شده است، پیش‌بینی می‌شود که قیمت متانول در سال‌های آینده افزایش چشمگیری نداشته باشد و حتی ممکن است با روند نزولی روبه‌رو شود. قیمت متانول در بازارها در حال حاضر ۲۵۰دلار برای هر تن است. از آنجایی که واحدهای متانول زیادی در خاورمیانه در حال

بهره‌برداری است و پیش‌بینی‌ها نیز نشان دهنده کاهش قیمت این محصول است از این رو قیمت ۱۵۰ دلار برای هر تن در ارزیابی‌های اقتصادی در نظر گرفته شده است.

هزینه‌های سرمایه‌ای احداث واحد متانول فناوران ماهشهر در حدود ۲۰۰ میلیون دلار بوده است که این واحد در حدود ۶ سال پیش در فاز ساخت قرار گرفته و دو سال است که تولید خود را به بازارهای جهانی عرضه می‌نماید. اما از آنجایی که قیمت‌های ساخت و احداث خط لوله گاز و همچنین تاسیسات LNG قیمت‌های روز است، در نتیجه مقایسهٔ این قیمت‌ها در ارزیابی‌ها نتیجه واقعی را حاصل نمی‌کند. بدین منظور قیمت‌های روز احداث یک واحد متانول به ظرفیت ۱/۷ میلیون تن در سال در نظر گرفته شد که هزینه‌های سرمایه‌ای ۴۰۰ میلیون دلار را در برداشت. البته این هزینه مربوط به احداث یک واحد متانول در حد و اندازهٔ واحد متانول فناوران ماهشهر است که تاسیسات جانبی آن نیز موجود است. چنانچه بخواهیم یک واحد متانول در مکانی غیر از موقعیت‌های پتروشیمی کشور، احداث کنیم هزینه سرمایه‌ای آن در حدود ۷۰۰ میلیون دلار خواهد بود.

هزینه گاز خوراک در نظر گرفته شده برای واحد متانول فناوران ماهشهر ۹ و ۹/۶ سنت برای هر مترمکعب است. البته باید توجه کرد که در حال حاضر گاز خوراکی که در اختیار شرکت های پتروشیمی قرار می گیرد در حدود۱/۱ سنت برای هر مترمکعب است و توجیه آن یارانه‌هایی است که همه ساله در کشور پرداخت می‌شود و شاید یکی از

جدول ۶. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات متانول

هزینه سرمایه‌ای	میزان تولید متانول	قیمت گاز خوراک(سنت)	نرخ تنزیل	IRR	NPV
۲۰۰ میلیون دلار	۱ میلیون تن در سال	۹	۱۵	٪۳۸	۴۴۲۲۹۸۸۵۱
			۱۷	٪۳۸	۳۷۱۷۵۰۱۰۸
		۹/۶	۱۵	٪۳۸	۴۴۲۲۴۲۱۳۷
			۱۷	٪۳۸	۳۷۱۶۹۹۰۱۰
۴۰۰ میلیون دلار	۱/۷ میلیون تن در سال	۹	۱۵	٪۳۴	۷۱۲۴۳۵۰۷۵
			۱۷	٪۳۴	۵۹۴۶۷۴۷۲۹
		۹/۶	۱۵	٪۳۴	۷۱۲۳۷۸۳۶۱
			۱۷	٪۳۴	۵۹۴۶۲۳۶۳۱
۷۰۰ میلیون دلار	۱/۷ میلیون تن در سال	۹	۱۵	٪۲۳	۴۹۵۱۹۹۴۵۹
			۱۷	٪۲۳	۳۸۹۵۵۷۹۲۲
		۹/۶	۱۵	٪۲۳	۴۹۵۱۴۲۷۴۵
			۱۷	٪۲۳	۳۸۹۵۰۶۸۲۴

مهم‌ترین دلایل کنترل قیمت متانول در بازار داخل است.

در بهترین حالت صادرات متانول باقیمت ۱۵۰ دلار در هرتن صورت می‌گیرد و هزینه احداث ۲۰۰ میلیون دلار است (که این هزینه احداث واحد متانول فناوران ماهشهر در ۶ سال قبل است). IRR طرح ۳۸ درصد و ارزش حال پروژه در حدود ۴۴۲٫۲۹۸٫۸۵۱ دلار است که البته باید در نظر داشت احداث یک واحد متانول با هزینه ۴۰۰ میلیون دلار و ظرفیت تولید ۱/۷ میلیون تن در سال با قیمت گاز خوراک ۹ سنت در هر مترمکعب نرخ بازده داخلی ۳۴درصد، ارزش‌حال پروژه ۷۱۲٫۴۳۵٫۰۷۵ دلار را دارد که بیشتر از ارزش حال پروژه اول متانول است؛ زیرا ظرفیت تولید بالاتری دارد. بدبینانه‌ترین حالت مربوط به احداث یک واحد متانول درجایی غیر از مجتمع‌های فعلی و بدون هیچ تاسیسات جانبی است که با هزینه سرمایه‌ای ۷۰۰ میلیون دلار صورت می‌گیرد. در این صورت نیز طرح توجیه اقتصادی دارد و IRR طرح ۲۳ درصد و ارزش حال پروژه با نرخ تنزیل ۱۷ درصد، ۳۹۸٫۵۰۶٫۸۲۴ دلار خواهد بود. پس، می‌توان نتیجه گرفت که احداث واحدهای متانول و اختصاص گاز به این بخش از پتروشیمی می‌تواند ارزش‌افزوده بیشتری از سایر بخش‌ها ایجاد کند.

مقایسه اقتصادی گزینه‌ها

با ارزیابی‌های اقتصادی معلوم شد که صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG و همچنین صادرات متانول به عنوان بزرگترین بخش مصرف‌کننده گاز در صنعت پتروشیمی توجیه اقتصادی دارد. هرچند که در محاسبات اخیر مشخص شد بخش پتروشیمی بیشترین ارزش افزوده را از مصرف گاز ایجاد می‌نماید، اما باید توجه داشت که بسیاری از فاکتورهای مثبتی که احداث تاسیسات پتروشیمی می‌تواند ایجاد نماید، از جمله اشتغال‌زایی در نظر گرفته نشده است.

با این حال برای مقایسه سه پروژه با یکدیگر، ارزش فعلی پروژه‌ها در نرخ‌های بازده داخلی متفاوت در جداول صفحات قبل ارائه شده بود. از آنجایی که برای درک بهتر میزان تاثیرگذاری هزینه‌ها در یک پروژه و افزایش آن، موارد متفاوتی از پروژه در نظر گرفته شده بود، برای مقایسه ارزش فعلی سه پروژه با یکدیگر، معمول‌ترین و در حقیقت منطقی‌ترین هزینه‌ها در نظر گرفته می‌شود.

از این رو در پروژه صادرات گاز از طریق خط لوله، طبق آخرین گزارش‌ها از احداث این خط با هزینه سرمایه‌گذاری ۳ میلیارد دلار و با قیمت ۴/۵ دلار در هر میلیون

بی‌تی‌یو در نظر گرفته شده است زیرا نرخ بازده داخلی این پروژه ۲۸ درصد و ارزش حال آن ۵,۰۶۴,۴۵۲,۹۷۱ دلار می‌باشد. ضمن اینکه زمان بازگشت سرمایه در این پروژه ۷ سال است.

در پروژه صادرات گاز از طریق LNG، منطقی ترین سناریو احداث خط لوله با سرمایه ۱۱ میلیارد دلار است که هزینه سرمایه‌گذاری برای این پروژه به طور چشمگیری در چند ماهه اخیر از ۳ میلیارد دلار به ۹ تا ۱۱ میلیارد دلار افزایش یافته است. در هزینه‌های سرمایه‌گذاری ۱۱ میلیارد دلاری و قیمت فروش LNG ۴/۵ دلاری، نرخ بازده داخلی پروژه ۲۲ درصد و ارزش حال آن ۱۲,۰۸۹,۰۲۵,۹۲۱ دلار است که بازگشت سرمایه در این پروژه ۳/۵ سال می‌باشد.

در پروژه صادرات متانول و اختصاص گاز به بخش پتروشیمی، با توجه به اینکه پروژه مورد بررسی صادرات متانول واحد فناوران ماهشهر بود و این واحد طی چند سال اخیر احداث شده است و افزایش هزینه‌ها در این مدت در نظر گرفته نشده است، بررسی احداث یک واحد متانول جدید در همین منطقه صورت گرفت که با هزینه سرمایه‌گذاری آن ۴۰۰ میلیون دلار برآورد شد. نرخ بازده داخلی این پروژه با قیمت ۱۵۰ دلار، برابر ۳۲ درصد و ارزش حال پروژه ۶۸۰,۶۷۵,۳۳۸ دلار بود. مدت برگشت سرمایه در این پروژه ۱/۵ سال است.

از آنجایی که این آمار و ارقام تصویر روشنی از پروژه‌های مختلف به‌دست نمی‌دهد، برای مقایسه آنها باید نسبت ارزش حال پروژه‌ها به میزان سرمایه‌گذاری اولیه‌شان به‌دست آید.

همانطور که ملاحظه می‌شود این نسبت برای صادرات متانول و تولید آن بیشترین مقدار را دارد که طبق فرضیه به‌دلیل پایین‌بودن هزینه سرمایه‌گذاری این پروژه در قیاس با دو پروژه دیگر و قیمت مناسب صادرات متانول، ارزش‌افزوده این بخش بسیار بیشتر از سایر بخش‌ها بوده و در نتیجه علاوه بر اشتغال‌زایی و پیشرفت صنعت می‌تواند درآمد سرشاری را عاید کشور سازد.

جدول ۷. نسبت ارزش حال پروژه ها

پروژه	نسبت ارزش حال به سرمایه اولیه
خط لوله	۱/۶۸
LNG	۱/۰۹
متانول	۱/۷

پس از پروژه صادرات متانول، پروژه خط لوله دارای نرخ بازده داخلی بیشتری در قیاس با صادرات LNG است. افزایش هزینه‌های احداث LNG در چند ماه اخیر سبب شد که نرخ بازده داخلی این پروژه از ۵۸ درصد به ۲۱درصد برسد که نشان می‌دهد ریسک احداث آن بالاست. از طرفی با سرمایه‌گذاری‌های فراوان کشورهای حوزه خلیج فارس در تاسیسات LNG این صنعت با مشکل دیگری در سال‌های آینده رو به‌رو خواهد شد و آن کمبود کشتی‌های مخصوص برای حمل LNG است؛ زیرا بیشتر کشتی‌هایی که قرار است در سال‌های آینده تولید شوند پیش‌فروش شده و قراردادهای مورد نظر در این بخش منعقد شده است. از طرفی افزایش هزینه‌های احداث تاسیسات LNG در یکی دو سال اخیر، نشان می‌دهد که احداث این تاسیسات از ریسک بالایی برخوردار است.

با این حال تمامی این پروژه ها دارای توجیه اقتصادی است و چنانچه بخواهیم بین دو پروژه صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG یکی را انتخاب کنیم، صادرات گاز از طریق خط لوله ارزش‌افزوده بالاتری دارد. علاوه بر این احداث خط لوله می‌تواند زمینه همکاری کشورهای همسایه را به نفع ایران فراهم سازد. همچنین هزینه‌های سرمایه‌گذاری در خط لوله به مراتب کمتر از هزینه های احداث تاسیسات LNG است.

نتیجه‌گیری

پروژه صادرات متانول (پروژه صادرات فرآورده‌های پتروشیمی) از نرخ بازده داخلی بالایی در شرایط فعلی برخوردار است. پیش بینی استفاده از متانول در آینده به عنوان سوخت خودرو نیز وجود دارد که البته کارشناسان متخصص در این حوزه بر این اعتقادند که استفاده از متانول به عنوان سوخت تنها در صورتی اقتصادی است که قیمت متانول زیر ۱۰۰ دلار در هر تن باشد که ارزیابی های صورت گرفته در این مورد حاکی از نرخ بازده داخلی ۲۵ درصد و ارزش حال ۳۸۵ میلیون دلار است.

پروژه صادرات گاز با خط لوله با توجه به این که در بدترین شرایط نیز اقتصادی به‌نظر می‌رسد؛ از اهمیت خاصی در کشور برخوردار است.

در پروژه احداث تاسیسات LNG با توجه به افزایش هزینه‌های آن تا حدودی نرخ بازده داخلی کاهش می‌یابد اما از آنجایی که دوره ساخت این تاسیسات کم و در حدود ۳ سال است، جذابیت زیادی برای سرمایه‌گذاران خارجی دارد. در توسعه پروژه‌های آتی استفاده از گاز، علاوه بر ارزیابی‌های اقتصادی بهتر است ملاحظات سیاسی و متنوع‌سازی سبد سرمایه‌گذاری برای کاهش ریسک نیز مورد توجه سیاستگذاران قرار گیرد.

منابع

۱. علی صا لحی‌مجرد (۱۳۸۴) ، ضرورت تدوین استراتژی توسعه صنعت گـاز و دیپلماسـی گازایران، دومین همایش نفت و سیاست خارجی، وزارت امور خارجه
۲. منصوره رام (۱۳۸۵)، بررسی موانع سیاسی موجود در بازارهـای صـادرات گـاز، موسـسه مطالعات بین‌المللی انرژی
۳. پیمـان خـضر (۱۳۸۵)، بررسـی اقتـصادی گزینـه‌هـای مختلـف اسـتفاده از منـابع گـازی کشورایران- با تاکید بر منبع گازی پارس‌جنوبی، رساله کارشناسی ارشـد، دانـشگاه تهـران، دانشکده اقتصاد
۴. مرتضی بهروزی‌فر (۱۳۸۵)، بازارهای بالقوه صادرات گازایران؛ ناشر: موسـسه مطالعـات بین‌المللی انرژی
۵. سیامک ادیبی (۱۳۸۱)، بررسی امکان تولیـد و صـادرات LNG درایـران تـا سـال ۲۰۱۰، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد تهران
۶. چشم‌انداز بیست ساله تولید و مصرف گازطبیعی، وزارت نفت
7. BP statistical Review of World Energy 2005
8. International Energy Agency, World Energy Outlook 2004 and 2006
9. Institute Francais Du petrol: The lies between natural Gas and Oil prices, Report 2006. www. IFP.FR.p2

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

پیوست

روش ارزش خالص فعلی

در این روش ابتدا تمامی‌درآمدهای آینده با یک نرخ تنزیل مناسب به معادل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل می‌شوند و سپس سرمایه اولیه مورد نیاز پروژه آن کسر می‌شود. عدد به دست آمده به عنوان شاخص NPV در مقایسه‌ها شناخته می‌شود. 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 i ام (ماه i ام یا سال i ام)

I: میزان سرمایه‌گذاری در زمان حال

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

در رابطه بالا مقدار *Pi* به صورت زیر محاسبه می‌شود:

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

که در آن:

Fi: درآمد خالص کسب شده در دوره i ام

K: نرخ بهره بازار

N: زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد i ام

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

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

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

روش نرخ بازده داخلی

در این روش به دنبال نرخ بهره‌ای هستیم که اگر درآمدهای آینده را با آن نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه‌گذاری) تنزیل کنیم، آنگاه درآمد تنزیل‌شده با میزان

سرمایه‌گذاری برابر شود. این میزان بهره را نرخ بازده داخلی می‌نامیم.
بر اساس ارزیابی این روش، اگر نرخ بازده داخلی یک طرح از نرخ بهره سرمایه بیشتر باشد، آنگاه طرح سودآور شناخته می‌شود و اگر کمتر باشد، طرح زیان‌آور 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 به‌دست آمده با یکدیگر مقایسه می‌شوند. پروژه دارای نرخ بازده داخلی بیشتر نسبت به پروژه دارای نرخ بازده داخلی کمتر، در اولویت انتخاب قرار می‌گیرد یا به عبارت دیگر سودآورتر شناخته می‌شود.
برای تعیین نرخ بازده داخلی طرحی با سرمایه اولیه I و N بازگشت سرمایه به میزان $F۱$ تا FN به صورت زیر عمل می‌کنیم:
ارزش معادل تعداد N درآمد به میزان Fn (که در آن $n = ۱, ۲, ۳, \ldots N$) با نرخ بهره r در زمان شروع طرح برابر است با:

$$P = \sum_{I=۱}^{N} F_N (۱ + r)^{-n}$$

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

$$f(r) = (\sum_{I=۱}^{N} F_N (۱ + r)^{-n}) - I, f(r) = ۰$$

معادله بالا یک معادله غیرخطی است که به راحتی از طریق روش‌های محاسبات عددی قابل حل بوده و از روی آن نرخ بازده داخلی طرح محاسبه می‌شود.

پرتال جامع علوم انسانی