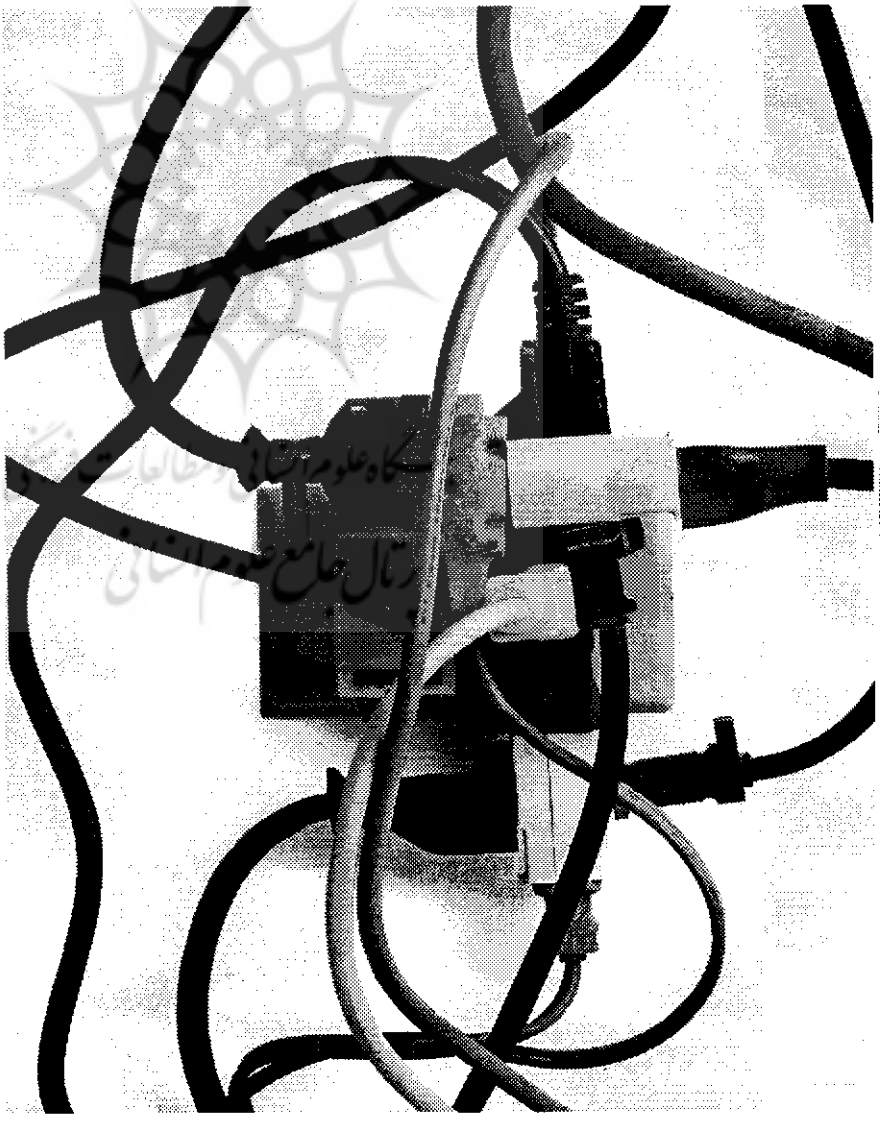
اولویت جایگزینی حامل‌های انرژی در کشور

سید محمد صادق‌زاده، محمدعلی مقدم تبریزی و امیررضا صدری*

یکی از اهداف سیاست‌گذاری در زمینهٔ انرژی، تعیین الگوی توسعهٔ حامل‌های انرژی در مناطق مختلف کشور است. شبکهٔ انتقال بعضی از انواع انرژی، همچون گاز طبیعی و بعضی از فرآورده‌های نفتی، تنها در بخشی از کشور توسعه یافته و بسیاری از مناطق هنوز در این زمینه دست نخورده باقی مانده‌اند. سؤال اساسی آن است که در موارد قابل جایگزین، اولویت در تأمین کدامیک از حاملهای انرژی است؟ در صورت امکان، جایگزینی بین تعدادی از حامل‌های انرژی در بعضی از مصارف همچون گرمایش، کدام حامل برای انتخاب مناسب‌تر است؟ مسلماً مواردی همچون طول شبکهٔ انتقال مورد نیاز به منظور ارسال حامل انرژی به یک منطقه، وضعیت آب و هوایی، الگوی مصرف، جمعیت و سطح تقاضا، طول و عرض جغرافیایی و... بر پاسخ به این سؤال اثر می‌گذارند.

متولیان امور برق، فرآورده‌های نفتی، گاز طبیعی، انرژی هسته‌ای و انرژی‌های تجدیدپذیر نو، جداگانه در حال توسعهٔ شبکه‌های انرژی مربوط به خود در وسیع‌ترین سطح ممکن و قابل دسترس به عنوان وظیفهٔ بخشی خود هستند. این در حالی است که با انتخاب بعضی از این حاملها می‌توان با کمترین هزینه به تقاضای انرژی پاسخ داد و با صرف کمتر سرمایه‌های ملی، از اتلاف آنها پیش‌گیری کرد.

مقالهٔ حاضر سعی در پاسخ به این سؤال به کمک نتایج به دست آمده از مدل عصام (ESOM) دارد. در این مطالعه، هزینهٔ تمام شده تولید و انتقال کلیهٔ حامل‌های انرژی به کمک این مدل در دو حالت بدون در نظر گرفتن آلاینده‌های زیست‌محیطی و با در نظرگرفتن هزینه‌های زیست‌محیطی محاسبه شده است. پخش انتقال، تأثیر بالایی در اولویت‌گذاری تأمین منطقه‌ای انرژی دارد که در خاتمه در نتایج نهایی نشان داده شده است.



* وزارت نیرو، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، گروه عرضهٔ انرژی

انتخاب منطقهٔ مورد مطالعه

در طرح مسئله، زاهدان به عنوان منطقهٔ نمونه برای مطالعه انتخاب شده است. دلایل این انتخاب به شرح زیر است:

الف- این منطقه، فاقد شبکهٔ انتقال گاز طبیعی و خطوط انتقال فرآورده است. بنابراین، هرگونه تصمیم‌گیری مناسب قبل از اجرای احتمالی چنین پروژه‌هایی در کاهش هزینه‌های بخش انرژی مؤثر است.

ب- فاصلهٔ این منطقه از شبکه‌های انرژی در کشور، بیشترین فاصله در مقایسه با سایر مناطق است.

ج- جمعیت‌وسطح‌مصرف‌پایین که بازگشت سرمایه‌گذاری پروژهٔ انرژی را با تردید مواجه می‌سازد.

د- دمای متوسط سالیانه بالا و ضریب بار پایین که باعث غیراقتصادی‌تر شدن پروژه‌های انرژی می‌شود.

نتایج اقتصادی به دست آمده برای این منطقه، به نحو اولی‌تری برای سایر مناطق فاقد شبکه‌های انرژی که محدودیت‌های کمتری هم دارند، قابل تعمیم است.

مؤلفه‌های هزینه‌های تولید و انتقال انرژی

شکل (۱)، مؤلفه‌های مختلف هزینه‌های تولید و انتقال انرژی را به تفکیک اجزا ارزی و ریالی نشان می‌دهد. برای محاسبهٔ هزینهٔ تولید و انتقال، دو مؤلفهٔ هزینه‌های اجتماعی زیست‌محیطی و هزینهٔ واحدهای آلودگی‌زدایی درنظر گرفته شده‌اند. این دو مؤلفه، صرفاً برای مناطق با پوشش جمعیتی و گیاهی قابل ملاحظه منظور شده‌اند. بدین ترتیب هزینه‌های تمام شده در سه حالت زیر محاسبه می‌شوند.

الف) صرفاً براساس هزینهٔ تنزیل داده شده برای مناطق با پوشش جمعیتی و گیاهی ناچیز.

ب) با احتساب هزینه‌های اجتماعی آلاینده‌های محلی برای مناطق با پوشش جمعیتی و گیاهی قابل ملاحظه.

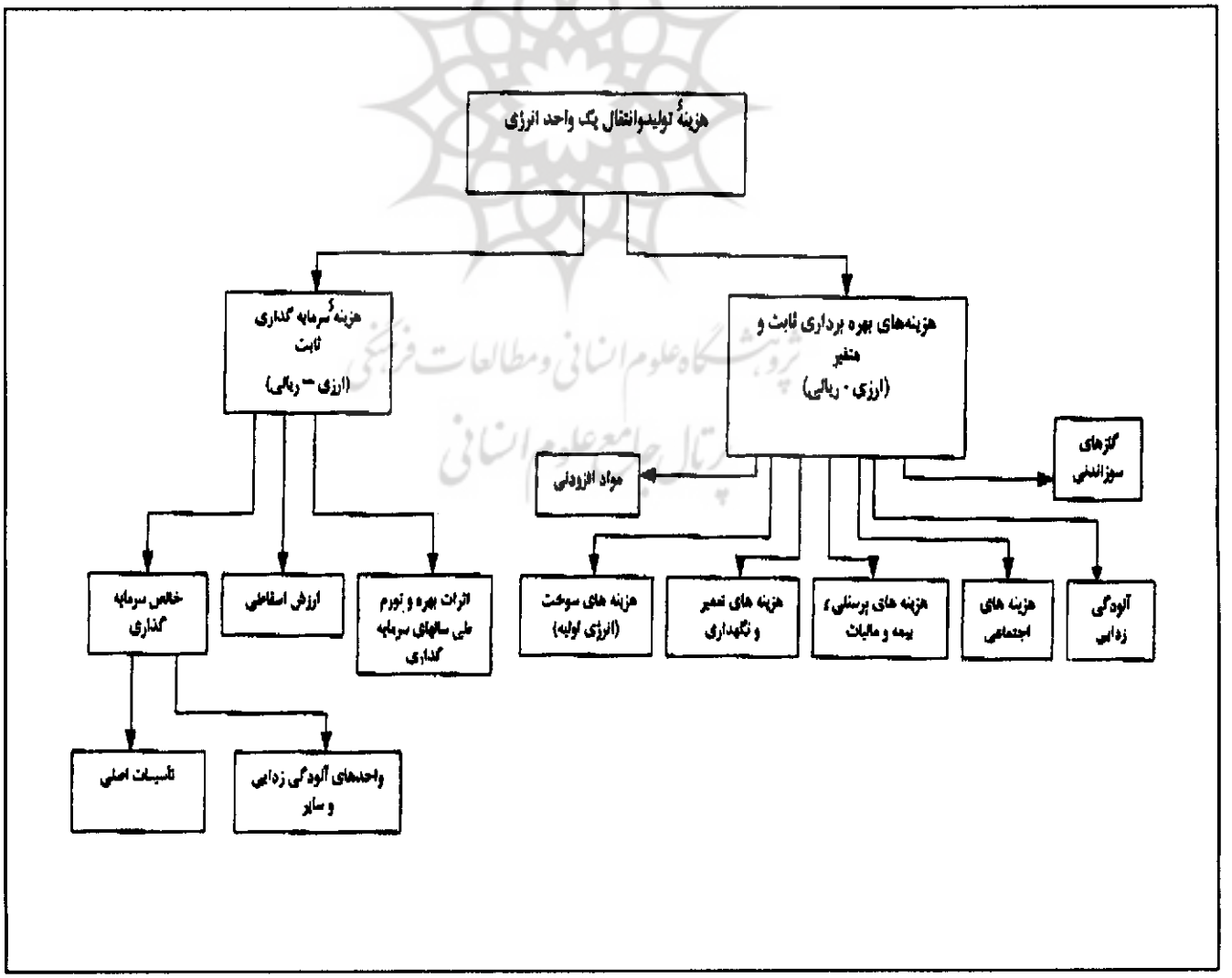
ج) با احتساب هزینه‌های تجهیزات کنترل آلودگی برای مناطق با پوشش جمعیتی و گیاهی قابل ملاحظه.

شایان ذکر است که در این مطالعه، اثرات آلاینده‌های محلی شامل اکسیدهای سولفور و اکسیدهای ازت در محاسبات منظور شده است. از اثر گاز کربنیک که باعث تشدید پدیدهٔ گلخانه‌ای در جهان می‌گردد، به دلیل سهم پایین ایران در تولید جهانی آن صرفنظر شده است. در صورت نیاز، مدل می‌تواند اثر گاز کربنیک را نیز در زمینه‌سازی‌ها لحاظ کند.

انرژی الکتریکی- تجدیدپذیرهای نو و زغال سنگ

مشخصات فنی-اقتصادی بخش‌های تولید

نمودار (۱) مؤلفه‌های هزینه‌های تولید و انتقال انرژی



پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

و بخش انتقال در این مطالعه، مطابق مفروضات مرجع [۱] درنظر گرفته شده‌اند. طول خط انتقال با توجه به فاصلهٔ زاهدان از شبکهٔ سراسری برق، برابر با ۲۷۰ کیلومتر درنظر گرفته شده است. همچنین نوع خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت، دو مدارهٔ یک سیمه انتخاب شده است. مشخصات اقتصادی هر یک از خطوط انتقال مورد استفاده از مرجع [۱] انتخاب شده است.

ارتفاع زاهدان از سطح دریاهای آزاد برابر با ۱۳۷۰ متر و متوسط درجهٔ حرارت آن ۲۰ درجهٔ سانتیگراد است. شرکت‌های سازنده، قدرت توربین‌های گازی را براساس شرایط ISO (دمای ۱۵ درجه سانتیگراد و ارتفاع صفر از سطح دریا) می‌دهند. با توجه به اینکه به ازای افزایش هر درجهٔ سانتیگراد به دمای محیط، ۰/۶۲ درصد و به ازای هر ۱۰۰ متر ارتفاع از سطح دریا، ۱/۰۷ درصد افت قدرت در این گونه نیروگاه‌ها ایجاد می‌شود، افت قدرت نیروگاههای گازی در زاهدان برابر با ۱۸ درصد است که در محاسبات لحاظ شده‌اند.

هزینه‌های سوخت مصرفی مطابق جدول (الف) ضمیمه در نظرگرفته شده‌اند، این هزینه‌ها به جز در مورد گاز طبیعی، در سایر موارد بسیار نزدیک به هزینه‌های متوسط ده سالهٔ خلیج‌فارس هستند. با توجه به عدم وجود فرصت‌های مناسب برای صادرات گاز طبیعی، هزینهٔ آن براساس قیمت گاز وارداتی از ترکمنستان منظور شده است.

میزان پخش آلاینده‌های اکسیدهای سولفور و اکسیدهای ازت و همچنین دی‌اکسید کربن در نیروگاه‌ها و همچنین هزینه‌های اجتماعی آنها، مطابق جداول (ب) و (د) ضمیمه لحاظ شده‌اند.

تقاضای بار الکتریکی و پیش‌بینی میان مدت آن

حداکثر بار غیرهمزمان برق در زاهدان در سال ۱۳۷۸، برابر با ۸۵/۵ مگاوات در ماه بهمن بوده است[۲]. حداکثر بار این منطقه تا سال ۱۳۸۲، برابر با ۱۴۶/۷ مگاوات پیش‌بینی شده است[۳]. میانگین قدرت عملی نصب شده در زاهدان در سال ۱۳۷۸، برابر ۱۲۶/۶۵ مگاوات است که از این مقدار ۱۰۴/۲۵ مگاوات آن از نیروگاه‌های گازی و ۲۲/۴ مگاوات از نیروگاه‌های دیزلی فراهم می‌شود[۲].

هزینهٔ تمام شده تأمین برق زاهدان

جدول (۱) هزینهٔ تولید و انتقال برق برای تأمین تقاضای زاهدان را برحسب ریال بر کیلووات ساعت به دست آمده از مدل عصام نشان می‌دهد. همان گونه که از این جدول نتیجه می‌شود، در میان نیروگاه‌های فرآورده‌سوز و گازسوز، نیروگاههای سیکل ترکیبی، گازی با سوخت گاز (بار پایه)، بخاری با سوخت گاز، به ترتیب دارای کمترین هزینهٔ خالص تولید در میان سایر نیروگاه‌های گازسوز و فرآورده‌سوز هستند و چنانچه هزینه‌های اجتماعی ناشی از آلاینده‌های زیست‌محیطی نیز به هزینهٔ تولید افزوده شود، بر اولویت آنها اضافه خواهد شد.

استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، بدون درنظر گرفتن اثرات زیست‌محیطی سایر نیروگاه‌ها، چندان قابل رقابت با نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی با سوخت گاز بار پایه و بخاری با سوخت گاز نیست. در این میان، نیروگاههای زمین گرمایی و آبی کوچک از وضعیت بهتری برخوردارند. این نکته را باید درنظر داشت که منطقهٔ زاهدان، امکانات بالقوهٔ مناسبی را برای احداث چنین نیروگاههایی ندارد و منظور از استفاده از نیروگاه‌های زمین گرمایی و آبی کوچک، تولید در مناطق دارای استعداد و انتقال آن به زاهدان از طریق شبکه است.

طرح توسعهٔ شبکهٔ برق زاهدان

براساس نتایج جدول (۱)، نیروگاه سیکل ترکیبی و نیروگاه گازی با سوخت گاز با هزینهٔ تولید و انتقال برق به ترتیب برابر با ۹۹/۸ ریال بر کیلوات ساعت و ۱۱۲/۳ ریال بر کیلوات ساعت، بهترین جایگزین‌های توسعهٔ برق زاهدان هستند. با عنایت به اینکه، شبکهٔ گاز در منطقهٔ زاهدان وجود ندارد و هزینه‌های مزبور مربوط به تولید برق و ۲۷۰ کیلومتر خط انتقال مربوطه هستند، ارزانترین روش تأمین برق این منطقه، تولید برق به وسیلهٔ دو نیروگاه مذکور در مناطق دارای گاز و انتقال برق به زاهدان است. در ادامه، اقتصادی بودن توسعهٔ شبکه گاز به زاهدان به اثبات خواهد رسید. بدیهی است، در صورت نصب نیروگاه‌های گازسوز در این منطقه، هزینهٔ انتقال از هزینهٔ تأمین برق کسر می‌شود.

فرآورده‌های نفتی

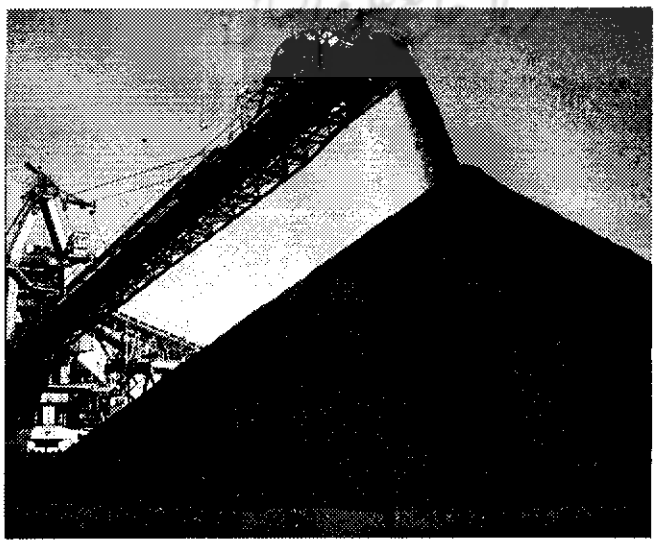
در این بخش، نتایج مدل عصام در مورد عرضهٔ فرآوردههای نفتی و گاز طبیعی زاهدان ارائه می‌شود. هزینه‌های سوخت مطابق جدول (الف) ضمیمه، میزان تولید آلاینده‌های ناشی از سوخت‌های پالایشگاهی مطابق جدول (ج) ضمیمه، هزینه‌های اجتماعی آلاینده‌ها مطابق جدول (د) ضمیمه و شاخص‌های اقتصادی مورد استفاده در این مطالعه مطابق جدول (ه) ضمیمه درنظر گرفته شده‌اند.

تقاضای فرآورده‌های نفتی و پیش‌بینی میان مدت آن

درصد رشد تقاضای فرآورده‌های نفتی، براساس روند سال‌های ۷۵-۱۳۷۳، میزان تقاضای آن در سال ۱۳۷۵ و پیش‌بینی آن برای سال‌های ۷۸ و ۸۳، در جدول (و) ضمیمه خلاصه شده‌اند[۴]. در صورت عدم توسعهٔ شبکهٔ گاز طبیعی به زاهدان، در سال پایانی برنامهٔ سوم توسعه، یعنی ۱۳۸۳، به مقادیر تقریبی ۱۰۰، ۴۲۲، ۱۶۱، ۱۱۵۴ و ۱۵۷ هزار مترمکعب گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره نیاز خواهد بود.

انتقال فرآورده‌های نفتی

مشخصات حمل جاده‌ای چهار فرآوردهٔ اصلی و گاز مایع و مشخصات انتقال خط لولهٔ چهار فرآوردهٔ اصلی با توجه به سطح تقاضای مورد نیاز منطقه، به صورت جدولهای (ز) الی (ط) ضمیمه خلاصه شده‌اند.



جدول (۱)- هزینهٔ تولید و انتقال برق برای منطقهٔ زاهدان

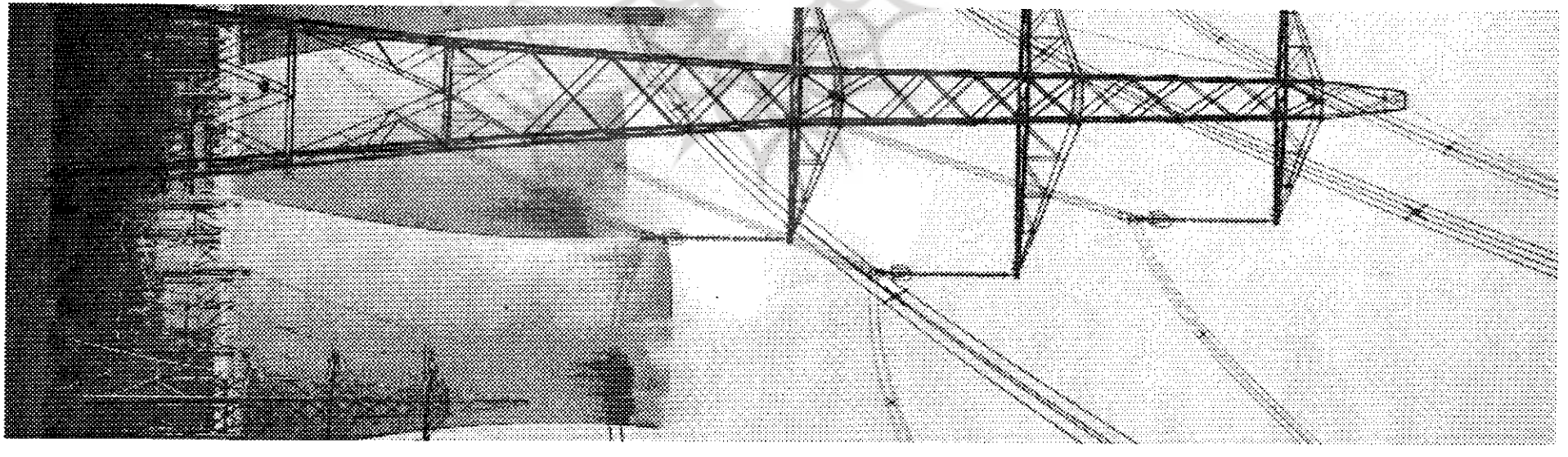
(ریال بر کیلووات ساعت)

نوع نیروگاه	هزینهٔ سوخت	مؤلفه‌های هزینه								هزینهٔ خالص تولید و انتقال	با احتساب هزینه‌های اجتماعی		با احتساب هزینه‌های کنترل آلودگی
		هزینهٔ استهلاک سرمایه				هزینهٔ تعمیرات، نگهداری و پرسنل		هزینه‌های اجتماعی		هزینه‌های کنترل آلودگی			
		تولید		انتقال		تولید	انتقال	oo2, Nox, Sox	NOx,SOx		CO2,NOx, SOx	NOx, SOx	
		ریالی	ارزی	ریالی	ارزی								
۱ـ بخاری با سوخت نفت کوره	۲۱/۹	۱۲/۸	۳۱/۱	۳۸/۲	-	۳	۴/۴	۱۴۴/۵	۸۶/۶	۹/۴	۱۶۰/۹	۳۰۵/۳	۲۴۷/۵	۱۷۰/۲
۲ـ بخاری با سوخت گاز	۳۵/۲	۱۲/۸	۳۱/۱	۲۸/۲	-	۲	۴/۴	۷۵/۴	۲۳	۹/۴	۱۲۴/۱	۱۹۹/۶	۱۵۷/۱	۱۲۳/۶
۳ـ بخاری با سوخت زغال سنگ	۲۰	۱۷	۴۳/۶	۳۸/۲	-	۳	۴/۴	؟	۹۴/۸	۱۹/۸	۱۳۵/۲	؟	۲۳۰/۲	۱۵۵/۳
۴ـ سیکل ترکیبی	۲۴/۲	۱۳/۳	۱۷/۹	۳۵	-	۵/۹	۴	۵۱/۸	۲۲/۷	۷	۹۹/۸	۱۵۱/۶	۱۲۲/۴	۱۰۶/۷
۵ـ گازی با سوخت گاز (پایه)	۳۷/۵	۵/۹	۲۰/۲۸	۳۸/۲	-	۷/۴	۴/۴	۸۰/۳	۳۵/۱	۶/۲	۱۱۲/۳	۱۹۲/۶	۱۴۷/۴	۱۱۸/۵
۶ـ گازی با سوخت نفت (بار پایه)	۱۴۷/۳	۶/۱	۲۱/۹۶	۲۸/۲	-	۷/۴	۴/۴	۱۲۰/۹	۷۳/۹	۶/۷	۲۲۳/۷	۳۵۴/۶	۲۹۶/۶	۲۳۰/۴
۷ـ گازی با سوخت گاز (پیک)	۳۷/۵	۱۲/۲	۴۰/۵۳	۸۷/۶	-	۸/۶	۱۰	۸۰/۳	۳۵/۱	۱۲/۷	۱۹۵/۱	۲۷۵/۳	۲۳۰/۷	۲۰۷/۷
۸ـ گازی با سوخت نفت (پارپیک)	۱۴۷/۳	۱۳/۱	۴۳/۶۲	۸۷/۶	-	۸/۶	۱۰	۱۲۰/۹	۷۲/۹	۱۲/۵	۲۰۷/۷	۴۳۸/۶	۲۸۰/۶	۲۲۱/۲
۹ـ آبی کوچک	-	۸۲/۴	۱۳/۹	۳۵/۶	-	۱۱/۶	۴/۱	-	-	-	۱۴۷/۲	-	-	-
۱۰ـ بادی	-	۳۶/۸	۵۱/۷۸	۶۳/۲	-	۱۴/۵	۷/۳	-	-	-	۱۷۱/۵	-	-	-
۱۱ـ هسته‌ای	۱۸	۲۳/۹	۱۹۱/۲	۲۸/۲	-	۳۴	۴/۴	-	-	-	۲۱۱/۲	-	-	-
۱۲ـ خورشیدی فلومائیک	-	-	۱۶۰۴/۱	۱۰۵/۱	-	۳۴۲/۵	۱۲	-	-	-	۲۰۱۶/۸	-	-	-
سهموی بلند	-	-	۴۴۹/۱	۱۰۵/۱	-	۹۵/۹	۱۲	-	-	-	۶۴۹	-	-	-
دریافت‌کنندهٔ مرکزی	-	-	۵۶۱/۴	۱۰۵/۱	-	۱۱۹/۹	۱۲	-	-	-	۷۸۲	-	-	-
بشقابک استرلینک	-	-	۸۸۲/۲	۱۰۵/۱	-	۱۸۸/۴	۱۲	-	-	-	۱۱۶۱/۹	-	-	-
۱۳ـ زمین گرمایی	-	-	۷۷/۸	۲۴/۷	-	۱۴/۷	۲/۸	-	-	-	۱۱۸/۱	-	-	-
۱۴ـ دریایی														
۱۵ـ بخاری با سوخت گاز، آب گرم (برق)	۳۲	۱۲/۸	۳۱/۱	۲۸/۲	-	۳	۱/۴	۷۰/۷	۲۰/۹	۸/۸	۱۲۱/۹	۱۹۲/۶	۱۵۱/۸	۱۲۰/۲
(آب گرم)	۲/۵	۰/۷	۰/۲۵	۱۹/۱	۱۱/۷	۰/۲	۵	۵/۴	۲/۴	۰/۷	۳۹/۶	۴۵/۱	۴۲	۴۰/۲
۱۶ـ زیست توده	۲۴/۷	۴/۶	۱۸۸/۲	۲۸/۲	-	۳۶/۵	۴/۴	-	-	-	۲۹۲	-	-	-
۱۷ـ بخاری با سوخت قیر (پالایشگاه)	۷۲/۵۳	۱۲/۸	۳۱/۱	۳۸/۲	-	۳	۴/۴	؟	؟	۱۴/۳	۱۶۱/۵	؟	؟	۱۷۵/۸
۱۸ـ پیل سوختی AFC (برق)	۱۵/۰۸	-	۱۷۵/۹	۲۲/۱	-	۵/۱	۲/۵	-	-	-	۱۹۶/۸	-	-	-
(حرارت)	۱۳/۹۵	-	۱۶۲/۷	-	-	۵/۱	-	-	-	-	۱۵۹/۶	-	-	-
آبی گنوند علیا (مخزن یک منظوره)	-	۱۴۳/۱	۲۲/۳۲	۱۰۵/۱	-	۳/۸	۱۲	-	-	-	۲۸۶	-	-	-
آبی سازین (۲ واحدی) (مخزن یک منظوره)	-	۲۷۱/۸	۵۰/۵۸	۸۴/۱	-	۱۰/۷	۹/۶	-	-	-	۴۲۶/۶	-	-	-
آبی سازین (۴ واحدی) (مخزن یک منظوره)	-	۳۵۷/۷	۷۴/۹۷	۱۷۴/۴	-	۱۵/۹	۲۰	-	-	-	۶۴۲/۷	-	-	-
آبی مخزن چند منظوره (بخش برق)	-	۲۱/۵	۱۵/۹	۱۰۵/۱	-	۳/۸	۱۲	-	-	-	۱۵۸/۱	-	-	-

جدول (۲)- هزینهٔ تولید و انتقال جاده‌ای فرآورده‌های نفتی برای منطقه زاهدان

(ریال بر لیتر فراورده)

نوع فرآورده نفتی	ارزش نفت خام محتوی	هزینهٔ ارزی مصرف شدهٔ فرآیند تولید	مؤلفه‌های هزینه								هزینهٔ خالص تولید و انتقال	با احتساب هزینه‌های اجتماعی	با احتساب هزینه‌های کنترل آلودگی
			هزینهٔ استهلاک سرمایه				هزینهٔ تعمیرات، نگهداری و پرسنل		هزینه‌های اجتماعی	هزینهٔ مواد مصرفی در فرآیند تولید	هزینه‌های کنترل آلودگی		
			تولید		انتقال		تولید	انتقال					
			ارزی	ریالی	ارزی	ریالی							
۱ـ گاز مایع	۱۳۶/۵	۲۵/۴	۱۵۲/۷	۲۴/۵	-	۱۲/۹	۸۳/۰	۱۷/۶	۴۷/۲	۱۵/۷	-	۴۷۹/۱	۵۲۶/۲	-
۲ـ بنزین	۱۸۴/۹	۱۰/۲	۵۵/۰	۱۲/۰	-	۱۰/۸	۲۸/۹	۱۸/۸	۲۲/۷	۳۷/۷	-	۳۵۶/۹	۳۹۷/۷	-
۳ـ نفت سفید	۱۹۷/۶	۱۰/۴	۵۶/۰	۱۱/۲	-	۱۰/۸	۲۶/۹	۱۸/۸	۱۸/۰	۲۵/۲	-	۳۴۶/۹	۳۶۷/۹	-
۴ـ نفت گاز	۲۱۲/۳	۷/۸	۳۸/۲	۸/۴	-	۱۰/۸	۲۰/۶	۱۸/۸	۱۴/۳	۱۲/۶	-	۲۲۷/۹	۳۴۲/۲	-
۵ـ نفت کوره	۲۲۳/۵	۴/۵	۲۶/۲	۵/۸	-	۱۰/۸	۱۴/۱	۱۸/۸	۱۱/۹	۱۲/۶	-	۳۲۵/۱	۲۳۷	-



جدول (۳)- هزینهٔ تولید و انتقال فرآورده‌های توسط خط لوله نفتی برای منطقهٔ زاهدان (ریال بر لیتر فرآورده)

نوع فرآورده نفتی	مؤلفه‌های هزینه										هزینهٔ خالص تولید و انتقال	با احتساب هزینه‌های اجتماعی	با احتساب هزینه‌های کنترل آلودگی
	ارزش نفت خام محتوی	هزینهٔ ارزی مصرف شدهٔ فرآیند تولید	هزینهٔ استهلاک سرمایه				هزینهٔ تعمیرات، نگهداری و پرسنل		هزینه‌های اجتماعی	هزینهٔ مواد مصرفی در فرآیند تولید	هزینه‌های کنترل آلودگی			
			تولید		انتقال		تولید	انتقال						
			ارزی	ریالی	ارزی	ریالی								
۱ـ بنزین	۱۸۴/۹	۱۰/۲	۵۵/۰	۱۲/۰	۲۴/۱	۲۹/۹	۲۸/۹	۲	۲۲/۷	۳۷/۷	-	۳۸۸/۴	۴۱۱	-
۲ـ نفت سفید	۱۹۷/۱	۱۰/۴	۵۱/۰	۱۱/۲	۲۴/۱	۲۹/۹	۲۶/۹	۲	۱۸/۰	۲۵/۲	-	۳۸۱/۲	۳۹۹/۲	-
۳ـ نفت گاز	۳۱۲/۳	۷/۸	۲۸/۳	۸/۴	۲۴/۱	۲۹/۹	۲۰/۱	۲	۱۴/۳	۱۲/۶	-	۳۵۹/۳	۲۷۲/۶	-
۴ـ نفت کوره	۲۳۲/۵	۴/۵	۲۶/۷	۵/۸	۲۴/۱	۲۹/۹	۱۴/۱	۲	۱۱/۹	۱۲/۶	-	۳۵۶/۵	۲۶۸/۴	-

جدول (۴)- هزینهٔ تولید و انتقال گاز طبیعی برای منطقهٔ همدان (واحد ریال بر مترمکعب)

ارزش گاز طبیعی محتوی	مؤلفه‌های هزینه						هزینه کل
	هزینهٔ استهلاک سرمایه				هزینهٔ تعمیرات، نگهداری و پرسنل		
	تولید		انتقال		تولید	انتقال	
	ارزی	ریالی	ارزی	ریالی			
۱۰۸/۵	۱۱/۱	۸/۹	۲۵/۲	۲۸/۸	۶/۹	۹/۸	۲۰۸/۹

جدول (۵)- اولویت‌گذاری عرضهٔ حامل‌های انرژی در منطقهٔ زاهدان براساس مدل عصام

(هزار ریال بر بشکه معادل نفت خام)

نوع حامل	هزینهٔ تولید و انتقال
۱ـ گاز طبیعی (خط لوله)	۳۴/۳
۲ـ نفت کوره (حمل جاده‌ای)	۴۷/۵۹
۳ـ نفت گاز (حمل جاده‌ای)	۵۲/۷۲
۴ـ نفت کوره (خط لوله)	۵۴/۸۳
۵ـ نفت گاز (خط لوله)	۵۷/۷۶
۶ـ نفت سفید (حمل جاده‌ای)	۵۹/۱۲
۷ـ بنزین (حمل جاده‌ای)	۶۳/۶
۸ـ نفت سفید (خط لوله)	۶۴/۴۲
۹ـ آب گرم (تولید همزمان سیکل بخار)	۶۷/۳۴
۱۰ـ بنزین (خط لوله)	۶۹/۲۲
۱۱ـ گاز مایع پالایشگاه (حمل جاده‌ای)	۱۰۸/۸۲
۱۲ـ برق (سیکل ترکیبی)	۱۶۹/۷۲
۱۳ـ برق (گازی-بار پایه)	۱۹۰/۹۸
۱۴ـ تولید همزمان برق و حرارت (سیکل بخار)	۱۹۷/۴۲
۱۵ـ برق (زمین گرمایی)	۲۰۰/۸۵
۱۶ـ برق (تولید همزمان با حرارات-سیکل بخار)	۲۰۷/۳۱
۱۷ـ برق (بخاری-گاز)	۲۱۱/۰۵
۱۸ـ برق (بخاری-زغال سنگ)	۲۳۰/۲۷
۱۹ـ برق (آبی کوچک)	۲۵۰/۳۴
۲۰ـ برق (مخزن آبی چند منظوره)	۲۶۸/۸۷
۲۱ـ برق (بخاری- نفت کوره)	۲۷۳/۶۴
۲۲ـ برق (بخاری-قیر)	۲۷۴/۶۵
۲۳ـ برق (گازی-باریک)	۳۳۱/۸
۲۴ـ برق (گازی-نفت گاز- بار پایه)	۳۸۰/۴۴
۲۵ـ برق (بادی)	۳۹۴/۰۴
۲۶ـ برق (مخزن آبی یک منظوره)	۴۸۶/۹۰
۲۷ـ برق (بخاری- زیست توده)	۴۹۸/۲۹
۲۸ـ برق (گازی- نفت گاز- باریک)	۵۲۳/۲۹
۲۹ـ برق (هسته‌ای)	۵۲۹/۲۵
۳۰ـ برق (خورشیدی- سهوی بلند)	۱۱۰۳/۷۴
۳۱ـ برق (خورشیدی- دریافت کننده مرکزی)	۱۳۲۹/۹۳
۳۲ـ برق (خورشیدی- بشقابک استرلینگ)	۱۹۷۶/۰۲
۳۳ـ برق (خورشیدی- فتو ولتائیک)	۳۴۲۹/۹۳

جدول (٦)- برای منطقهٔ زاهدان به تفکیک حامل‌ها

نوع حامل	هزینه	واحد
گاز طبیعی	۲۰۸/۹	ریال بر متر مکعب
نفت کوره	۳۲۵/۱	ریال بر لیتر
نفت گاز	۳۲۷/۹	ریال بر لیتر
نفت سفید	۳۴۹/۹	ریال بر لیتر
بنزین	۳۵۶/۹	ریال بر لیتر
برق	۹۹/۸	ریال بر کیلووات ساعت

هزینهٔ تمام شدهٔ تولید و انتقال فرآورده‌های نفتی

هزینهٔ تولید و انتقال فرآورده‌های نفتی با استفاده از فرضیات بخش‌های قبل و به کمک مدل عصام محاسبه شده‌اند. این هزینه‌ها در دو حالت انتقال جاده‌ای و انتقال خط لوله به ترتیب در جدول‌های ۲ و ۳ جمع‌بندی شده‌اند. در این محاسبات، قیمت نفت‌خام برابر با ۱۲ دلار بر بشکه منظور شده است. براساس این نتایج، ارزانترین راه تأمین فرآوردهٔ این منقه از طریق انتقال جاده‌ای برای بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره برابر با ۳۵۶/۹، ۳۴۹/۹، ۳۲۷/۹ و ۳۲۵/۱ ریال بر لیتر فرآورده است. هزینهٔ یک لیتر گاز مایع از این روش انتقال برابر با ۴۷۹/۱ ریال بر لیتر است.

هزینهٔ تمام شده تولید و انتقال گاز طبیعی

در حال حاضر، منطقهٔ زاهدان فاقد خط انتقال گاز طبیعی است. مشخصات خط لولهٔ انتقال جایگزین از مبدأ بندرعباس به زاهدان مطابق جدول (ی) ضمیمه درنظر گرفته شده است. با احتساب هزینه‌های واحد نم‌زدایی و پالایش، مؤلفه‌های هزینهٔ تولید و انتقال گاز طبیعی برای زاهدان به کمک مدل عصام مطابق جدول (۴) به دست می‌آید.

نتایج الویت‌گذاری عرضهٔ حامل‌های انرژی

براساس نتایج بخش‌های ۴، ۵ و ۶، اولویت‌گذاری عرضهٔ حامل‌های انرژی در زاهدان براساس هزینهٔ تولید و انتقال در جدول (۵) برحسب هزار ریال بر بشکهٔ معادل نفت‌خام جمع‌بندی شده است. براساس نتایج این جدول و علی‌رغم فاصلهٔ طولانی این منطقه از شبکهٔ سراسری گاز طبیعی همچنان اقتصادی‌ترین حامل برای تأمین انرژی این منطقه است. تأمین انرژی یک شبکه معادل نفت‌خام گاز طبیعی، ۳۴/۳ هزار ریال هزینه دربر خواهد داشت که این رقم در مقایسه با دومین حامل ارزان برای این منطقه، یعنی نفت کوره، حمل جاده‌ای با هزینهٔ ۴۷/۵۹ هزار ریال بر بشکه معادل نفت‌خام، اختلاف قابل توجهی دارد. به عنوان یک نتیجه، توسعهٔ شبکهٔ سراسری گاز طبیعی برای این منطقه که بیش از ۲۵ درصد مقرون به صرفه‌تر از ارزان‌ترین روش‌های دیگر تأمین انرژی است، دارای

اولویت کامل اقتصادی است.

دومین نتیجهٔ به دست آمده از جدول (۵)، اولویت تأمین انرژی از طریق فرآورده‌های نفتی، انتقال جاده‌ای پس از گاز طبیعی در مقایسه با برق است. بدین ترتیب، از دید جایگزینی بین حاملی، هیچ گونه مزیتی در جایگزینی گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی به وسیلهٔ برق وجود ندارد. اقتصادی‌ترین روش تأمین برق زاهدان به وسیلهٔ نیروگاههای سیکل ترکیبی، گازی و تولید همزمان برق و حرارت با هزینه‌های به ترتیب برابر ۱۶۹/۷۲، ۱۸۳/۳۳ و ۱۶۷/۴۲ ریال بر بشکه معادل نفت خام است.

به عنوان نتیجهٔ نهایی، جدول (۶) اولویت‌گذاری حاملها را در موارد قابل جایگزینی به همراه هزینه‌های تأمین انرژی برای منطقهٔ زاهدان نشان می‌دهد.

منابع مورد استفاده

[۱] گزارش مدل عرضهٔ بهینهٔ انرژی، گروه عرضهٔ انرژی، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، مهرماه ۱۳۷۸.

[۲] آمار تفصیلی صنعت برق ایران، معاونت برنامه‌ریزی توانیر، سال ۱۳۷۸.

[۳] کمال آذر آب و سید مسعود مساوات، مجموعهٔ برآورد حداکثر بار مورد نیاز استان‌های کشور، مرکز مطالعات انرژی، آذرماه ۱۳۷۳.

[۴] ترازنامهٔ انرژی استان سیستان و بلوچستان سال ۱۳۷۵، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، تیرماه ۱۳۷۷.

ضمیمه

جدول (الف)- هزینه‌های سوخت

مصرف / نوع سوخت	مصرف داخلی و واردات		صادرات
	ارزی	ریالی	ارزی
نفت کوره	-	۲۷۰ ریال بر لیتر	۰/۰۹ دلار بر لیتر
نفت گاز	-	۴۹۰ ریال بر لیتر	۰/۱۶۳ دلار بر لیتر
گاز طبیعی	-	۱۲۹ ریال بر مترمکعب	۰/۰۹ دلار بر متر مکعب
زغال سنگ	-	۹۹ ریال بر کیلوگرم	۰/۰۳۳ دلار بر کیلوگرم
سوخت هسته‌ای	۷۵ دلار بر کیلوگرم	-	-

جدول (ب)- آلاینده‌های ناشی از سوخت‌های نیروگاهی

نوع آلاینده‌ها / نوع سوخت	SO2	NOx	CO2
نفت گاز	۳۱/۳۵ (گرم بر لیتر)	۱۰/۳۸ (گرم بر لیتر)	-
نفت کوره	۴۷/۰۳ (گرم بر لیتر)	۱۰/۳۸ (گرم بر لیتر)	-
گاز طبیعی	۰/۰۰۶۴ (گرم بر مترمکعب)	۶/۲۵ (گرم بر مترمکعب)	-
زغال سنگ	۵۱/۷۵ (کیلوگرم بر تن)	۹/۰۸ (کیلوگرم بر تن)	-

جدول (ج)- آلاینده‌های ناشی از سوخت‌های پالایشگاهی

نوع آلاینده‌ها / نوع سوخت	SO2	NOx	CO2
نفت گاز	۱۵/۷ (گرم بر لیتر)	۷/۲ (گرم بر لیتر)	۲۴۶۸ (گرم بر لیتر)
نفت کوره	۴۷/۰۳ (گرم بر لیتر)	۱۰/۳۸ (گرم بر لیتر)	۲۹۷۸ (گرم بر لیتر)
گاز طبیعی	۰/۰۰۶۴ (گرم بر مترمکعب)	۳/۴۲ (گرم بر مترمکعب)	۲۱۳۳ (گرم بر مترمکعب)

جدول (د)- هزینه‌های اجتماعی آلاینده‌های پالایشگاهی (دلار بر کیلوگرم)

نوع آلاینده	SO2	NOx	CO2
هزینه	۰/۸۸۳	۶/۴۴۶	۰/۰۲۴۳

جدول (ه)- شاخص‌های اقتصادی

نرخ سایهٔ ارز	۳۰۰۰ ریال
نرخ تنزل ارزی	۰/۰۸

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول (و)- تقاضای فرآورده‌های نفتی زاهدان و پیش‌بینی آن (هزار مترمکعب در سال)

نوع فرآورده	رشد متوسط سالیانه (درصد)	سال ۱۳۷۵	سال ۱۳۷۸	سال ۱۳۸۳
گاز مایع	۴/۵	۷۰/۴	۸۰/۳۳	۱۰۰/۱۱
بنزین موتور	۲/۷	۳۴۱	۳۶۹/۴	۴۲۲/۰
نفت سفید	۴/۸	۱۱۱	۱۲۷/۸	۱۶۱/۵
نفت گاز	۴/۵	۸۰۵	۹۲۱/۳	۱۱۵۳/۶
نفت کوره	-۲/۰	۱۸۵	۱۷۴/۱	۱۵۷/۴
جمع		۱۵۱۲/۴	۱۶۷۲/۹۳	۱۹۹۴/۶۱

جدول (ز)- مشخصات کامیون‌های حمل گاز مایع

ظرفیت هر کامیون	۳۲۰۰ لیتر
قیمت هر کامیون	۴۵۰،۰۰۰،۰۰۰ ریال
سرعت متوسط هر کامیون	۴۰ کیلومتر در ساعت
تعداد روزهای کاری هر ماه	۲۵ روز
تعداد کامیون مورد نیاز	۱۲ دستگاه
عمر مفید	۲۰ سال
هزینهٔ تعمر و نگهداری سالیانهٔ هر کامیون	۱۰۳،۰۰۰،۰۰۰ ریال
طول مسیر	۷۳۳ کیلومتر (بندرعباس-زاهدان)

جدول (ح)- مشخصات کامیون‌های حمل فرآورده (بنزین، نفت سفید،نفت گاز، نفت کوره)

ظرفیت هر کامیون	۲۸۰۰۰ لیتر
قیمت هر کامیون	۳۵۰،۰۰۰،۰۰۰ ریال
سرعت متوسط هر کامیون	۴۰ کیلومتر در ساعت
تعداد روزهای کاری هر ماه	۲۵ روز
تعداد کامیون مورد نیاز	۲۶۳ کامیون
عمر مفید	۲۰ سال
هزینهٔ تعمر و نگهداری سالیانهٔ هر کامیون	۱۰۳،۰۰۰،۰۰۰ ریال
طول مسیر	۷۳۳ کیلومتر

جدول (ط)- مشخصات خط انتقال فرآورده (بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره)

قطر خط لوله	۱۴ اینچ
هزینهٔ احداث ارزی	۱۶۸۰۰۰ دلار بر کیلومتر
هزینهٔ احداث ریالی	۳۳۶۰۰۰ هزار ریال بر کیلومتر
طول خط لوله	۶۰۰ کیلومتر
مدت زمان ساخت	۲ سال
مدت زمان بهره‌برداری	۲۰ سال
هزینهٔ تعمیر و نگهداری ارزی و ریالی	۲ درصد سرمایه‌گذاری اولیه

جدول (ی)- مشخصات خط انتقال گاز طبیعی

سرمایه‌گذاری ارزی با احتساب ایستگاه‌های پمپاژ	۱۸۴۶۹۰ دلار بر کیلومتر
سرمایه‌گذاری ریالی با احتساب ایستگاه‌های پمپاژ	۲۶۳۵۶۰ هزار ریال بر کیلومتر
طول خط لوله	۶۰۰ کیلومتر
مدت زمان ساخت	۲ سال
طول عمر	۲۰ سال
هزینهٔ تعمیر و نگهداری سالیانه	۲ درصد سرمایه‌گذاری اولیه