پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال چهارم، شماره ۱۵، تابستان ۱۳۹۴، صفحات ۱۴۴-۱۱۹

بررسی مقایسه‌ای تعیین قیمت صنعت برق ایران به روش *BOT*

مصطفی سلیمی‌فر[۱] و علیرضا قدیمی[۲]

تاریخ دریافت:۱۳۹۴/۰۶/۰۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۱۰/۲۲

چکیده:

استفاده از روش‌های نوین تامین مالی هم به دلیل کمبود منابع مالی دولتی و هم به دلیل بهره‌وری بالاتر هزینه در بخش خصوصی، مورد توجه دولت‌ها بوده است. استفاده از روش تامین مالی «ساخت ـ بهره‌برداری ـ انتقال» که به اختصار (*BOT*) نامیده می‌شود، یکی از پرکاربردترین این روش‌ها در مشارکت بخش خصوصی و دولتی است. این مقاله به بررسی دو روش تعیین قیمت در صنعت برق ایران پرداخته و آنها را با یکدیگر مقایسه کرده است. قیمت‌گذاری در این مقاله به دو صورت بررسی شده است: ۱) قیمت‌گذاری دو بخشی شامل یک بخش تعدیل‌ناپذیر قیمتی و یک بخش تعدیل‌پذیر و ۲) قیمت‌گذاری تک بخشی و تماماً تعدیل‌پذیر در دوره بهره‌برداری تجاری طرح. در نتیجه این بررسی نشان می‌دهد که استفاده از هر یک از این دو مدل به سیاست‌های پیش‌روی دولت در زمینه آزادسازی قیمت‌ها بستگی دارد.

طبقه‌بندی *JEL*: *G38, K12, L94, Q48*

کلمات کلیدی: تامین مالی، مشارکت بخش خصوصی و دولتی، قیمت‌گذاری، صنعت برق، روش *BOT*

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱- استاد دانشکده علوم اداری و اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد
Email: mostafa@um.ac.ir
۲- دانشجوی دکتری اقتصاد دانشکده علوم اداری و اقتصادی فردوسی مشهد- نویسنده مسئول
Email: ghadim.ar@gmail.com

۱- مقدمه

ساخت نیروگاه‌های جدید مهم‌ترین گزینه برای برآورده ساختن تقاضای در حال رشد انرژی الکتریکی است. با این وجود هزینه های سرمایه‌ای بالا در ساخت نیروگاه‌ها به خصوص در کشورهای در حال توسعه مهم‌ترین مساله و مشکل است. الزام به ساختن نیروگاه‌های جدید برای برآورد ساختن تقاضای انرژی الکتریکی منجر به استفاده از مدل‌های مختلف برای غلبه بر مشکل تامین مالی است. یکی از این مدل‌ها مدل BOT در قالب قراردادهای مشارکت بخش خصوصی و دولتی است.

در کشور ما، تقاضای فزاینده برق از یک سو و عدم تکاپوی سرمایه‌گذاری دولتی، استفاده از این روش‌های تامین مالی را در دستورکار تصمیم‌گیران دولتی قرار داده است. نتایج کاربرد این روش‌ها، به خصوص مدل‌های تعیین قیمت، می‌تواند به عنوان ابزاری در دست سیاست‌ذاران اقتصادی، توجه مصرف‌کنندگان را به قیمت‌های واقعی و تمام شده انرژی در کشور منعطف کرده و نیز مبنایی برای ورود به مباحث مرتبط با آزادسازی قیمت‌ها باشد.

۲- پیشینه تحقیق

یی و تیونگ[1] اثر دوره های مختلف بهره برداری برکارایی پروژه بررسی کرده اند. آنها اثر دوره بهره‌برداری را در پروژه های BOT از طریق مطالعات همزمان نشان دادند. این دو از ارزش حال فایده خالص برای تحلیل خود استفاده و نشان دادند که یک دوره بهره برداری خوب طراحی شده هم برای شرکت پروژه هم برای دولت میزبان سودمند خواهد بود.

آریکان[2] استفاده از مدل BOT در پروژه‌های انرژی الکتریکی ترکیه را بررسی کرده است. او در مورد مناسب بودن سرمایه‌گذاری در صنعت برقابی با استفاده از چارچوب منفعت به هزینه

1- Tiong and Ye, 2003
2- Arikan, 1994

تحقیق کرده و نشان داده است که مدل‌های BOT نسبت به نرخ تنزیل و دوره بهره‌برداری حساسیت دارند به گونه‌ای که این دو مقدار باید به صورت مناسب تعیین شوند.

اسمیت و همکارانش[1] تمام مراحل نصب و بهره برداری از یک نیروگاه ذغال سوز ۶۰۰ مگاواتی را با استفاده از مدل BOT بررسی کرده‌اند. ژنگ و وو[2] یک مطالعه بهینه‌سازی به منظور تعیین جایگاه مدل‌های BOT در برنامه افزایش تولید انرژی داشته‌اند. یئو و تیونگ[3] هم راهبردهایی را برای کاهش و مدیریت ریسک در پروژه های BOT خود داشته‌اند. در ادبیات موضوع ارزیابی ریسک‌ها در مدل‌های BOT با روش‌های مختلف و در مطالعات بسیاری انجام پذیرفته است.

استفاده از روش مشابه BOT در ایران مطابق ماده واحده قانون احداث پروژه‌های عمرانی بخش راه و ترابری از طریق مشارکت بانک‌ها و سایر منابع مالی و پولی مصوب ۱۳۶۶ برای طرح های بخش راه و ترابری اعلام شد، اما پس از آن زمزمه استفاده از روش BOT در پروژه‌های نیروگاهی برای اولین بار در سال ۱۳۷۲ مطرح شد. اولین کاربرد این روش در وزارت نیرو به پروژه نیروگاه سیکل ترکیبی شهرستان کرمان (۱۳۷۶) برمی‌گردد که ادامه نیافت و تا سال ۱۳۷۷ اقدام جدی صورت نگرفت و بعد از آن سال چند پروژه نیروگاهی به ویژه پره سرگیلان به شیوه BOT اجرا شد.

سابقه استفاده از روش‌های فوق در صنعت آب و آبفا به احداث آب شیرین‌کن‌ها و خرید تضمینی آب آنها برمی‌گردد.

در این میان چند تصویب‌نامه در خصوص BOT تصویب شد تا آنکه با تصویب قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی در سال ۱۳۸۰ در بنده ب ماده ۳ این قانون به عنوان یکی از روش‌ها و ترتیبات قراردادی سرمایه‌گذاری خارجی مدنظر قرار گرفته و از حمایت‌ها و تسهیلات قانونی برخوردار شده است. چنین رویکردی در خصوص پروژه‌های

1- Smith *et al*, 2004
2- Xing and Wu, 2001
3- Yeo and Tiong, 2000

وزرات نیرو در بخش تولید انرژی نیز دیده می‌شود به گونه‌ای که هم در برنامه‌های پنج ساله توسعه و هم در برنامه‌های سنواتی سالانه، می‌توان چنین رویکردی را مشاهده کرد.

همانگونه که مشخص است، اتکا به منابع بخش غیردولتی در اجرای پروژه‌های زیربنایی تا قبل از برنامه سوم توسعه، چندان مورد تاکید قرار نگرفته است و لزوماً با هدف افزایش کارایی هزینه در اجرای پروژه‌های زیربنایی به عنوان اولویت اول و افزایش نقش بخش خصوصی در اجرای این پروژه‌ها به عنوان اولویت دوم سیاست‌گذاری دولت بوده است، اما در برنامه‌های توسعه بعدی بیشتر کاهش نقش دولت در تامین هزینه‌های زیربنایی مد نظر بوده است به طوری که در برنامه پنجم، کمبود منابع مالی و بودجه عمرانی دولت از الزامات این رویکرد بوده است.

از مهم‌ترین سیاست‌ها، سیاست‌های تشویقی دولت در اجرای این پروژه‌ها بیشتر به صورت سیاست‌های خرید تضمینی محصول در قالب‌های شناخته شده و رایج از جمله BOT و BOO بوده است. این سیاست‌ها با هدف افزایش انگیزه بخش خصوصی در سرمایه‌گذاری پروژه‌های زیربنایی است که به دلیل اعمال سیاست‌های تعرفه‌ای، محصولاتشان با قیمتی زیر قیمت تمام شده، به فروش می‌رود، از این رو از خوداتکایی مالی برخوردار نبوده و امکان ورود بخش غیرخصوصی در این پروژه‌ها، در وضع موجود نیست.

از جمله این قوانین و مقررات می‌توان موارد زیر را به عنوان مهم‌ترین سیاست‌ها برشمرد:

طبق ماده ۱۲۲ برنامه سوم توسعه و همچنین بند «ل» تبصره ۳۱ لایحه بودجه سال ۱۳۸۲ که هم اکنون به عنوان ماده ۶ قانون الحاق وجود دارد، دولت موظف شد حداقل ۱۲۰۰۰ مگاوات از انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور را از طریق این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها تأمین کند. در این راستا دولت و وزارت نیرو تصمیم به استفاده از قراردادهای BOO و BOT به عنوان روش‌های جلب مشارکت بخش‌خصوصی در ساخت نیروگاه گرفته و اقدام به معرفی و شناسایی پاره‌ای از پروژه‌های جذاب برای سرمایه‌گذاران بخش‌خصوصی کرد.

در برنامه چهارم توسعه نیز رویکرد استفاده مشارکتی از سرمایه و توان بخش خصوصی مورد تاکید قرار گرفته است. بر اساس بند «ب» ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه و آیین‌نامه اجرایی آن، خرید برق توسط دولت و با نرخ‌های تضمینی امکان‌پذیر شده است.

بار دیگر در برنامه پنجم توسعه و در دستورالعمل بند «ب» ماده ۱۳۳ این قانون، این رویکرد مورد تاکید قرار گرفته است. براساس این دستورالعمل، شرکت توانیر و شرکت‌های وابسته و تابعه وزارت نیرو می‌تواند به منظور ترغیب هرچه بیشتر سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و تعاونی برای توسعه نیروگاه‌ها نسبت به انعقاد قرارداد بلندمدت خرید تضمینی برق تولیدی این نیروگاه‌ها بر اساس مفاد این دستورالعمل اقدام کند. بر همین اساس، چنانچه نیروگاه‌ها برق تولیدی خود را در سطح شبکه توزیع عرضه کنند، نرخ خدمات انتقال به قیمت خرید برق اضافه می‌شود.

گفتنی است معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس جمهور همه ساله به پیشنهاد وزارت نیرو، منابع لازم برای تامین مابه التفاوت خرید برق از نیروگاه‌هایی را که قراردادهای آنها به تایید معاونت فوق رسیده باشد، با رعایت مفاد تبصره ذیل بند «ب» ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجساله پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران، در بودجه های سنواتی پیش‌بینی می کند.

۳- مبانی نظری روش BOT

مدل‌های BOT در زمره مدل‌های مشارکت بخش عمومی و خصوصی[1] دسته‌بندی می‌شوند. تعریف منحصر به فردی برای مشارکت عمومی و خصوصی وجود ندارد. مراجع مختلف، متناسب با رویکرد و حوزه کاری خود، تعریف خاص خود را از مشارکت بخش عمومی و خصوصی ارائه کرده‌اند.

1- Public-Private-Partnership

صندوق بین‌المللی پول، مشارکت بخش عمومی و خصوصی را ترتیباتی می‌داند که در آنها بخش خصوصی، در تامین دارایی و خدماتی مشارکت می کند که به طور سنتی توسط دولت عرضه می‌شود. در این راستا، چهار نکته مورد تاکید قرار گرفته است: ۱) پذیرش مسئولیت کمیت و کیفیت خدمات ارائه شده توسط بخش خصوصی، ۲) پرداخت بهای معینی بابت هر واحد کالا یا خدمات ارائه شده توسط دولت یا مصرف‌کننده، ۳) اتخاذ رویکرد کل دوره پروژه به معنی پذیرش مسئولیت ساخت و بهره‌برداری توسط شریک خصوصی و ۴) پوشش ریسک توسط شریک خصوصی به کاراترین روش تسهیم ریسک به معنی پذیرش بعضی از خطرات توسط دولت و برخی نیز توسط شریک خصوصی.

روش BOT نیز در قالب روش‌های مشارکت عمومی و خصوصی دسته‌بندی می‌شود. در اینجا، هدف روش BOT استفاده از توانایی تامین مالی بخش خصوصی در بخش تولید انرژی الکتریکی و کاهش فشار بر بودجه دولتی است.

در این مدل، تمام هزینه‌ها و تامین مالی توسط بخش خصوصی انجام می‌شود. در مقابل بخش خصوصی، حق بهره‌برداری در یک دوره معین را که از ابتدای بهره‌برداری آغاز شود، داراست. طی این دوره بخش خصوصی انرژی را که تولید کرده به دولت می‌فروشد و در انتهای دوره بهره‌برداری معین شده، نیروگاه را به دولت واگذار کرده و انتقال می‌دهد. عملیات انتقال ممکن است یک قیمت خاص داشته باشد، اما انتقال بدون قیمت مطلوب‌تر است. پس منبع سرمایه‌گذاری که بخش عمومی مجبور بود خرج کند، کاهش یافته و دیگر پروژه‌هایی که اولویت بیشتری برای دولت دارند، اجرا خواهند شد. به علاوه در فاز سرمایه‌گذاری این قبیل پروژه‌ها، در فاز بهره‌برداری و توسعه پروژه، کارایی خدمات در نتیجه انتقال تکنولوژی توسط بخش خصوصی اتفاق افتاده و بهره برداری موثر و کارا و مدیریت خوب به دست می آید.

این مدل هم برای بخش خصوصی و هم برای بخش دولتی منافع و مضراتی دارد. درآمدهای بیشتر از هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، انتقال درآمدها به خارج از کشور تحت شرایط خاص، بهره‌برداری از نیروگاه‌ها براساس تجربیات و سیاست‌های خودشان،

استفاده از منابع ملی طی دوره بهره‌برداری، تخصیص سرمایه‌گذاری برای مدل BOT، معافیت‌های مالیاتی، گمرکی و... مهم‌ترین منافع این مدل برای بخش خصوصی است.

حساسیت بالای مدل به ثبات اقتصادی و سیاسی کشور، هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری و به صوص تغییرات احتمالی در سیاست‌های سرمایه‌گذاری خارجی دولت مهم‌ترین مضرات برای این فعالیت‌ها است. به منظور غلبه بر این مضرات، بخش خصوصی در جست‌وجوی تضمین بازگشت سرمایه خود هستند.

فرصت‌های مالی افزایش یافته، عدم تاثیرپذیری جمع بدهی‌های خارجی دولت، افزایش ظرفیت وام‌گیری خارجی دولت و در نتیجه تاثیرگذاری بر موازنه مثبت خارجی منافع پروژه BOT برای دولت هستند. بعضی از مضرات این مدل‌ها برای دولت افزایش قیمت فروش محصول به دلیل سود بالای تقاضا شده توسط بخش خصوصی به دلیل پذیرش ریسک بالاتر و بیشتر است.

احتمال انتقال نیروگاه‌ها قبل از پایان دوره عمر مورد انتظار به دولت به واسطه کمتر کردن هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری به منظور به دست آوردن سود بیشتر و کاهش اثرات زیست محیطی دیگر اثرات منفی پروژه BOT است.

بزرگ‌ترین ضرر پروژه‌های BOT برای دولت، قیمت بالاتر خرید برق در دوره بهره‌برداری توسط بخش خصوصی است. تمایل دولت برای به دست آمدن نیروگاه بدون پرداختن هرگونه هزینه‌ای دلیل این امر است. به منظور تحقق انتقال بدون هزینه، بخش خصوصی باید بازده سرمایه‌گذاری خود را طی دوره معین شده به دست آورد.

٤- مدلسازی مالی در روش BOT

در تهیه مدل‌های مالی در این روش تامین مالی، هدف تعیین قیمت یک واحد انرژی با در نظر گرفتن مفروضاتی شامل: ۱) نرخ بازده انتظاری سرمایه‌گذار، ۲) نسبت آورده به وام، ۳) طول دوره بهره‌برداری، ۴) نرخ تعدیل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه در طول دوره ساخت، نرخ تعدیل هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری و درآمدهای طرح در طول دوره

بهره‌برداری و ۵) حجم تولید انرژی است. بر این اساس قیمت محصول باید به گونه‌ای تعیین شود که با مفروضات فوق، ارزش حال فایده خالص طرح با اعمال نرخ بازده داخلی پروژه، برابر با صفر شود.

در حال حاضر دو مدل قیمت‌گذاری در قراردادهای واگذاری به روش BOT در وزارت نیرو در جریان است. در اولین مدل، قیمت یگانه و تک بخشی بوده و به گونه‌ای تعیین می‌شود که طی دوره بهره‌برداری، بازده داخلی کل پروژه را محقق سازد.

(۱)

$$NVP = P_i \times \sum_{i=k=1}^{n} A_n \frac{(1+k)^n}{(1+i)^n} - \left(\sum_{i=j=1}^{n,m} C1_m \frac{(1+j)^m}{(1+i)^m} + \sum_{i=l=1}^{n} C2_n \frac{(1+l)^n}{(1+i)^n} \right) = 0$$

$$S.t: i = IRR_{Project}$$

ماخذ: تحقیقات کاربردی نویسنده

که در آن، k: نرخ تورم درآمدها طی دوره بهره‌برداری، j: نرخ تعدیل هزینه‌های دوره ساخت، l: نرخ تورم هزینه‌های بهره‌برداری طی دوره ساخت، n: طول دوره ساخت و بهره‌برداری، m: طول دوره ساخت، P_j: قیمت محصول در سال jام، A_n: حجم محصول، $C1_m$: سرمایه‌گذاری اولیه، $C2_n$: هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری و i: نرخ بهره - تنزیل برابر با نرخ بازده داخلی پروژه است.

در مدل اول، همانگونه که در معادله (۱) مشخص است، قیمت در دوره بهره‌برداری با نرخ مشخصی متورم شده و در محاسبات وارد می‌شود، اما در مدل دوم، قیمت دو بخشی است؛ بخشی از قیمت در طول دوره بهره‌برداری ثابت بوده و کل سرمایه‌گذاری اولیه را به همراه هزینه‌های تامین آن (بازده انتظاری آورده سرمایه‌گذار و تامین مالی) پوشش می‌دهد. دومین بخش از قیمت طی دوره بهره‌برداری با نرخ مشخصی (معمولا براساس میانگین هندسی نرخ رشد شاخص عمومی قیمت‌ها و نیز نرخ رشد ارز) متورم شده و هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری و هزینه‌های جایگزینی تاسیسات را در طول این دوره پوشش می‌دهد.

$$NPV = \left(P_{1} \times \sum_{i=1}^{n} \frac{A_n}{(1+i)^n} + P_i \; {}_{2} \times \sum_{i=k=1}^{n} A_n \frac{(1+k)^n}{(1+i)^n} \right) - \left(\sum_{i=j=1}^{n,m} C_{1m} \frac{(1+j)^m}{(1+i)^m} + \sum_{i=l=1}^{n} C_{2n} \frac{(1+l)^n}{(1+i)^n} \right) = 0 \qquad (2)$$

$$S.t: i = IRR_{Project}$$

ماخذ: تحقیقات کاربردی نویسنده

که در آن، k: نرخ تورم درآمدها طی دوره بهره‌برداری، j: نرخ تعدیل هزینه‌های دوره ساخت، l: نرخ تورم هزینه‌های بهره‌برداری طی دوره ساخت، n: طول دوره ساخت و بهره‌برداری، m: طول دوره ساخت، P_1: قیمت ثابت (تعدیل‌ناپذیر) محصول، P_{j2}: قیمت متغیر (تعدیل‌پذیر) محصول در سال jام، A_n: حجم محصول، C_{1m}: سرمایه‌گذاری اولیه، C_{2n}: هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری و i: نرخ بهره - تنزیل برابر با نرخ بازده داخلی پروژه است.

استفاده از این دو مدل قیمت‌گذاری باعث می‌شود تا نتایج مختلفی در خصوص یک پروژه مشخص حاصل شود که در ادامه با بررسی یک مدل واقعی به ان پرداخته می‌شود.

۵- طرح نیروگاه سد تنظیمی زاینده‌رود

۵-۱- معرفی طرح

هدف از انجام مطالعات نیروگاه سد تنظیمی زاینده‌رود، طراحی و ساخت نیروگاه در مجاورت سد تنظیمی موجود به منظور استفاده از پتانسیل برق‌آبی جریان عبوری از سد تنظیمی زاینده‌رود است. این امر در راستای سیاست‌های وزارت نیرو مبنی بر استفاده حداکثری از پتانسیل سدهای تنظیمی در تولید برق در کنار دیگر اهداف احداث سد است.

سد تنظیمی زاینده‌رود، جهت آبیاری و تامین آب شرب از سد مخزنی زاینده‌رود در ۴ کیلومتری پایاب آن در سال ۱۳۴۹ توسط شرکت فرانسوی ساسر احداث شد. در مطالعات و عملیات اجرایی ساخت سد مخزنی و سد تنظیمی زاینده‌رود هیچ‌گونه تدبیری برای احداث نیروگاه برق آبی روی سد تنظیمی اندیشیده نشده بود. از این رو مطالعه پروژه

نیروگاه آن در قالب یکی از پروژه‌های ۱۲گانه طرح نیروگاه‌های آبی کوچک در اواخر ۱۳۷۵ به مهندسین مشاور قدس نیرو ارجاع و در همین راستا اسناد مناقصه تجهیزات تهیه شد. در سال ۱۳۸۰ بازنگری اسناد مناقصه قبلی و تکمیل مطالعات از طرف شرکت آب و نیرو به شرکت مشانیر واگذار شد.

مطالعات مرحله اول که نتیجه آن طراحی گزینه برتر و تهیه گزارش مطالعات توجیهی است در خرداد ۱۳۸۲ به پایان رسید و مطالعات فاز دو توسط شرکت مشانیر آغاز و مرداد ماه ۱۳۸۴ تکمیل شد و در نیمه اول سال ۱۳۸۵ مطالعات تکمیلی آن توسط شرکت آب و نیرو به تصویب رسید.

از جمله اهداف اجرای این طرح می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- جلوگیری از هدر رفت انرژی پتانسیل موجود در سد تنظیمی زاینده‌رود (سالیان متمادی است به دلیل عدم احداث نیروگاه، انرژی پتانسیل آن بلااستفاده شده و به هدر می‌رود.)

۲- استفاده از توان پیمانکار داخلی جهت اجرای پروژه‌ها

۳- استراتژی دولت مبنی بر استفاده از توان بخش خصوصی در احداث و توسعه نیروگاه‌های برق آبی کوچک

۴- شروع حرکتی نوع و بنیادی در حوزه تامین منابع مالی پروژه‌ها

۵- مصوبه دولت در مورد خرید برق از انرژی‌های نو (نیروگاه‌های برق‌آبی زیر ۱۰ مگاوات شامل این دستورالعمل است.)

۶- استفاده از پتانسیل‌های Low Head در سدهای تنظیمی

۷- احداث و توسعه نیروگاه‌های کوچک که مانع از انتقال و افت انرژی است.

۸- راندمان بالای نیروگاه‌های برق‌آبی

۹- کوتاهی زمان ساخت

۱۰- تولید انرژی پاک

۱۱- سازگاری با محیط‌زیست

۱۲- هزینه اندک بهره‌برداری

۱۳- عمر مفید طولانی

۱۴- اشتغال‌زایی در منطقه

محل اجرای طرح استان اصفهان و شهرستان چادگان است. مرکز شهرستان چادگان در فاصله تقریبی ۱۱۵ کیلومتری غرب مرکز استان اصفهان واقع شده و با مساحت ۱۲۰۰ کیلومتر مربع از سمت شمال و شرق با شهرستان تیران و کرون، از سمت شمال غرب با شهرستان فریدن، از سمت غرب با شهرستان فریدونشهر و از سمت جنوب با استان چهارمحال و بختیاری هم مرز است.

مختصات جغرافیایی سد تنظیمی زاینده‌رود "۵۵ ‘۴۶ °۵۰ طول شرقی جغرافیایی و "۵ ‘۴۳ ۴ ۳ عرض شمالی جغرافیایی می باشد. سد تنظیمی زاینده‌رود در ۴ کیلومتری پایین دست سد مخزنی و در غرب شهر اصفهان به فاصله حدود ۱۱۰ کیلومتر در محل گنج‌گاه واقع شده است.

۵-۲- مشخصات فنی پروژه

* نیروگاه

- نوع: مخزنی
- تعداد واحد: ۲
- دبی هر واحد: ۶۱/۵ مترمکعب بر ثانیه
- هد: ۸ متر
- ظرفیت نصب: ۸/۵ مگاوات
- انرژی تولیدی سالیانه: ۳۹/۰۳ میلیون کیلووات ساعت

* ساختمان نیروگاه

- سالن اصلی نیروگاه به ابعاد (۷×۲۶) متر
- طبقات سرویس نیروگاه در سه طبقه هر یک به ابعاد (۷×۲۰) متر
- سالن انتقال و نصب تجهیزات به ابعاد (۴/۲×۲۰) متر

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

* تجهیزات مکانیکی نیروگاه

- ۲ واحد توربین پیت هر یک با ظرفیت ۴/۲۵ مگاوات

- سرعت کار توربین ۱۲۴/۵ دور بر دقیقه

- جرثقیل سقفی اصلی ۲۰ تن و کمکی ۲ تن

- سیستم‌های کمکی مکانیکی

* تجهیزات الکترونیکی نیروگاه

- ۲ دستگاه ژنراتور هر یک با قدرت ۴/۲۵ مگاولت آمپر، ولتاژ خروجی ۶/۳ کیلوولت و تعداد دور در دقیقه ۷۵۰

- ۲ دستگاه ترانسفورماتور هر یک با قدرت ۵ مگاولت آمپر و نسبت تبدیل ۲۰ به ۶/۳ کیلوولت

- سیستم‌های کنترل، اندازه‌گیری و حفاظت

* کانال پایاب

- جریان خروجی نیروگاه توسط کالورتی به ابعاد (۴/۲۰ × ۷/۲۵) متر و طول ۲۶ متر پس از اتصال به یک کانال روباز به سمت رودخانه زاینده‌رود هدایت می‌شود.

* خط انتقال

- خط انتقال به طول حدود ۵ کیلومتر، انرژی نیروگاه را به پست کرون تحویل می‌دهد.

* کانال تقرب

- به منظور انتقال جریان از مخزن سد تنظیمی زاینده‌رود به سمت آبگیر، کانالی به طول ۹۶ متر در نظر گرفته شده است.

۵-۳- ورودی‌های مدل سرمایه‌گذاری

الف- هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌های پروژه شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و بهره‌برداری و نگهداری می‌شود. در این بخش تامین تمامی منابع مالی موردنیاز برای اجرای طرح، توسط «سرمایه‌گذار» در نظر گرفته شده است.

الف-۱- هزینه های سرمایه گذاری اولیه

هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بر مبنای فهارس بهای سال **۱۳۹۲** و نیز برآوردهای به روز اجرای طرح‌های مشابه، محاسبه شده است. طول دوره اجرا سه سال در نظر گرفته شده است (جدول ۱). هزینه‌های اولیه با لحاظ تعدیل دوره اجرا تعدیل شده‌اند (جدول ۲).

جدول (۱)- هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه

ارقام: میلیون ریال/ سال برآورد: ۱۳۹۲

ردیف	۱۳۹۳	۱۳۹٤	۱۳۹۵	جمع
هزینه‌های ابنیه	٤۲،۵۰۰	۸۵،۰۰۰	٤۲،۵۰۰	۱۷۰،۰۰۰
هزینه‌های تجهیزات	۵۷،۵۰۰	۱۱۵،۰۰۰	۵۷،۵۰۰	۲۳۰،۰۰۰
جمع	۱۰۰،۰۰۰	۲۰۰،۰۰۰	۱۰۰،۰۰۰	٤۰۰،۰۰۰

هزینه سرمایه‌گذاری اولیه ارائه شده در جدول (۱)، بدون لحاظ هزینه‌های مربوط به ایجاد و تاسیس «شرکت- پروژه» و هزینه‌های قبل از بهره‌برداری است. با اعمال این هزینه‌ها و تعدیل‌های سالانه ریالی و ارزی، هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه به شرح جدول (۲) خواهد بود.

جدول (۲)- هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه با اعمال تعدیل سالیانه و هزینه‌های «شرکت- پروژه»

ارقام: میلیون ریال

ردیف	۱۳۹۳	۱۳۹٤	۱۳۹۵	جمع
هزینه‌های ابنیه	۵۰،۰٦۵	۱۱۷،۹۵۳	٦۹،٤۷٤	۲۳۷،٤۹۳
هزینه‌های تجهیزات	۵۹،۲۲۵	۱۲۲،۰۰٤	٦۲،۸۳۲	۲٤٤،۰٦۰
هزینه‌های بیمه تمام خطر مهندسی	۳،۲۷۹	۷،۱۹۹	۳،۹٦۹	۱٤،٤٤۷
جمع	۱۱۲،۵٦۹	۲٤۷،۱۵۵	۱۳٦،۲۷۵	٤۹۵،۹۹۹

الف-۲- هزینه های بهره‌برداری و نگهداری

هزینه‌های سالیانه بهره‌برداری و نگهداری متشکل از هزینه‌های پرسنلی، نگهداری و تعمیرات تجهیزات و ساختمان‌ها و حق گذر آب بوده که برابر ۵ درصد درآمد در نظر گرفته شده است.

جدول (۳)- هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری سالیانه

ارقام: میلیون ریال/ سال برآورد: ۱۳۹۲

ردیف	شرح	ساختمانی	تجهیزات	جمع
۱	هزینه های پرسنلی	۸۵۲	۳۵۹	۱،۲۱۱
۲	نگهداری تجهیزات	۳٤۱	۱،٤۳۷	۱،۷۷۸
۳	نگهداری ساختمانها	۵۱۱	۰	۵۱۱
٤	حق گذر آب	۵ درصد درآمد فروش محصول		
	جمع کل	۱،۷۰۳	۱،۷۹۷	۳،۵۰۰

در محاسبات مالی با توجه به نسبت رشد هر یک از اقلام مختلف هزینه به کل هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری سالانه ۱۷/۶ درصد رشد داشته است. حق گذر آب با توجه به تاثیرپذیری از درآمد محصول، نرخ رشدی معادل نرخ رشد درآمدها داشته است.

الف-۳- منابع تامین مالی

«سرمایه‌گذار» با شقوق مختلف تامین مالی در اجرای طرح‌ها روبرو است. در این بررسی در فرض اولیه محاسباتی، ۲۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه از طریق آورده «سرمایه‌گذار» و مابقی از طریق وام تامین می‌شود. در این بررسی فرض شده است که این وام از صندوق توسعه ملی و با نرخ بهره ۱۶ درصد سالانه تامین شود.

ب- درآمدها

در این حالت درآمدهای پروژه از دیدگاه سرمایه‌گذار مورد بررسی قرار گرفته است. این درآمد با توجه به میزان تولید انرژی سالیانه برابر با ۳۹/۰۳ گیگاوات ساعت مورد محاسبه قرار گرفته است.

مبنای تعدیل درآمدها در این بررسی، آیین‌نامه اجرایی بند «ب» ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه در خصوص قراردادهای بلندمدت خرید برق است. در این قرارداد روش تعدیل محصول تولیدی در طول دوره قرارداد بر اساس رابطه (۳) پیشنهاد شده است:

$$AF = \left[\frac{CPI_1}{CPI_2}\right]^{\alpha} \left[\frac{R_1}{R_2}\right]^{1-\alpha} \qquad (۳)$$

که در آن، AF: ضریب تعدیل نرخ‌های مندرج در قراردادهای بلندمدت، CPI۱: شاخص قیمت خرده فروش CPI در ابتدای سال پرداخت، CPI۲: شاخص قیمت خرده فروش CPI در قراردادهای بلندمدت، R۱: متوسط نرخ تسعیر ارز (یورو) در یک ماهه قبل از موعد پرداخت، R۲: متوسط نرخ تسعیر ارز (یورو) در یک ساله قبل از زمان عقد قرارداد است.

انتخاب مقدار α به عهده سرمایه‌گذار گذاشته شده است و با توجه به سهم هزینه‌های ارزی و ریالی می‌تواند بین ۰/۵ تا ۱ متغیر باشد. برای محاسبه نرخ تعدیل قیمت فروش محصول در این بررسی، متوسط نرخ رشد شاخص قیمت خرده فروشی در ۱۰ ساله ۹۱-۱۳۸۲ و متوسط نرخ رشد ارز (دلار) در این فاصله مورد توجه قرار گرفته است. با توجه به برآورد سهم هزینه‌های ارزی پروژه به کل هزینه‌های آن، مقدار α برابر با ۰/۳ در نظر گرفته شده و نرخ تعدیل قیمت فروش محصول در دوره بهره برداری حدود ۹ درصد در نظر گرفته شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

ج- فرضیات محاسباتی

به منظور ارائه قیمت فروش برق، فرضیاتی در نظر گرفته شده است. جدول (۴) فرضیات محاسباتی مورد استفاده در این بررسی را نشان می‌دهد. براساس این جدول، نتایج مدل مالی، ارائه قیمتی برای فروش برق خواهد بود که نرخ بازده داخلی مالی «سرمایه‌گذار» را برابر با ۲۵ درصد سازد.

جدول (٤)- فرضیات محاسباتی مورد استفاده در مدل

دوره ساخت	۳	سال
نرخ تسعیر	۲٤۷۳۸	دلار /
تعد ل ر مالی دوره ساخت	۱,۱۷۸	درصد
تعد ل ارزی دوره ساخت	۱,۰۳	درصد
ضر ب مالیات بر درآمد (ماده ۱۰۵ قانون مالیاتهای مستقیم)	۲۵	درصد
تورم سالانه هز نه‌ها	۱۱٦	درصد
تورم سالانه درآمدها	۱۰۹	درصد
نرخ بهره سالانه وام	۱٦	درصد
عمر مفید طرح	۵۰	سال
دوره بازپرداخت وام	۵	سال
دوره بهره برداری	۱۰	سال
دوره معافیت مالیاتی	۰	سال
تسهیلات بلند مدت	۸۰	درصد
آورده شرکت پروژه	۲۰	درصد
هز نه‌های مالی	۱,۵	درصد
میزان α	۰,۳	---
نرخ بازده انتظاری سرما ه‌گذار	۲۵	درصد
نرخ جا گز نی تجهیزات	۱۵	درصد
نرخ بیمه دوره ساخت	۳	درصد
نرخ بیمه دوره بهره برداری	۲	درهزار

د- نتایج محاسباتی

د-۱- مدل قیمت یگانه (تماما تعدیل‌پذیر)

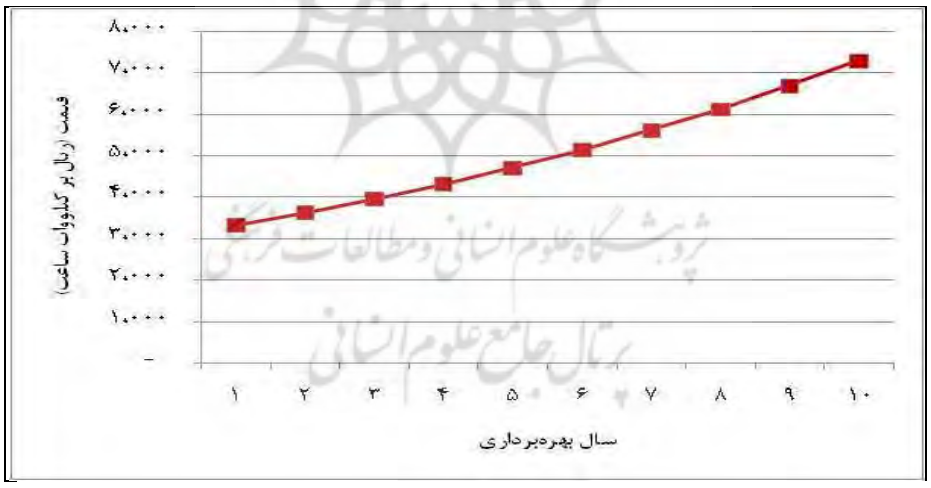
همانطور که پیشتر اشاره شد، قیمت در این مدل یگانه بوده و به کل قیمت طی دوره بهره‌برداری تورمی برابر با ۹ درصد در هر سال اعمال می‌شود. در جدول (۵)، قیمت فروش برق در دوره بهره‌برداری نشان داده شده است.

جدول (۵)- قیمت فروش برق در مدل قیمت یگانه

ریال بر کیلووات ساعت

سال بهره‌برداری	قیمت	سال بهره‌برداری	قیمت
۱	۳،۳۱۵	٦	۵،۱٤۱
۲	۳،٦۱۹	۷	۵،٦۱۳
۳	۳،۹۵۱	۸	٦،۱۲۸
٤	٤،۳۱٤	۹	٦،٦۹۰
۵	٤،۷۰۹	۱۰	۷،۳۰۳

نمودار (۱)- قیمت فروش برق در مدل قیمت یگانه



در این حالت، میزان درآمد خالص کسب شده در دوره ۱۰ ساله بهره‌برداری برابر با ۵۶۱ میلیارد ریال است.

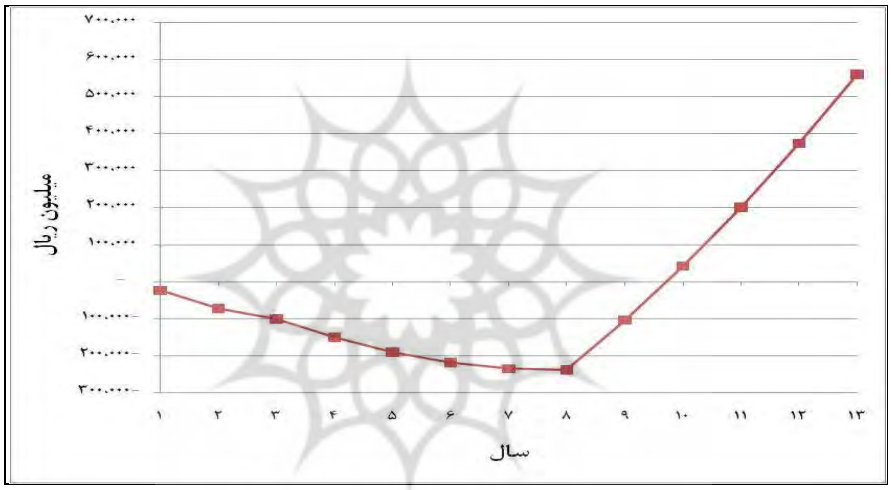
جدول (٦)- درآمدها و هزینه‌های کسب شده به قیمت‌های جاری

میلیون ریال

ردیف	شرح	به قیمت جاری
۱	درآمدها	۱،۹۸۲،۰٥٤
۲	هزینه ها	۱،٤۲۰،٥۳۱
۳	درآمد خالص در کل دوره	٥٦۱،٥۲۳

دوره بازگشت سرمایه در این حالت، حدود ۱۰ سال از ابتدای ساخت پروژه است.

نمودار (۲)- دوره بازگشت سرمایه در مدل قیمت یگانه



د-۲- مدل قیمت دو بخشی

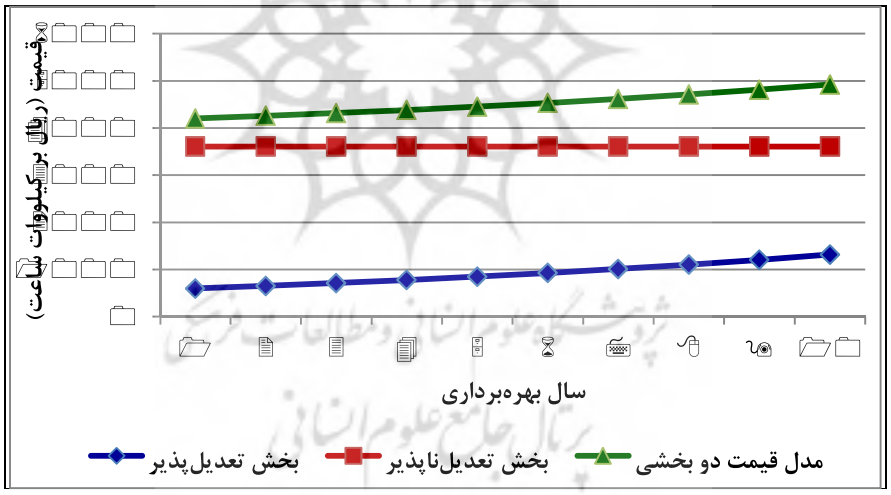
پیشتر اشاره شد که قیمت در این مدل دو بخشی بوده و در دوره بهره‌برداری به بخشی از قیمت که پوشش‌دهنده سرمایه‌گذاری اولیه به همراه هزینه تامین آن است، تورمی تعلق نمی‌گیرد، اما به بخشی از قیمت که پوشش‌دهنده هزینه بهره‌برداری و نگهداری و هزینه‌های جایگزینی تجهیزات است، در دوره بهره‌برداری، تورمی برابر با ۹ درصد در هر سال اعمال می‌شود. در جدول (۷)، قیمت فروش برق در این مدل و در دوره بهره‌برداری نشان داده شده است.

جدول (۷)- قیمت فروش برق در مدل قیمت دو بخشی

ریال بر کیلووات ساعت

سال بهره‌برداری	بخش تعدیل‌پذیر	بخش تعدیل‌ناپذیر	بهای کل
۱	۵۹۷	۳،۶۰۷	٤،۲۰٤
۲	٦۵۲	۳،۶۰۷	٤،۲۵۸
۳	۷۱۲	۳،۶۰۷	٤،۳۱۸
٤	۷۷۷	۳،۶۰۷	٤،۳۸۳
۵	۸٤۸	۳،۶۰۷	٤،٤۵۵
٦	۹۲٦	۳،۶۰۷	٤،۵۳۲
۷	۱۰۱۱	۳،۶۰۷	٤،٦۱۷
۸	۱۱۰۳	۳،۶۰۷	٤،۷۱۰
۹	۱۲۰۵	۳،۶۰۷	٤،۸۱۱
۱۰	۱۳۱۵	۳،۶۰۷	٤،۹۲۲

نمودار (۳)- قیمت فروش برق در مدل دو بخشی



در این حالت، میزان درآمد خالص کسب شده در دوره ۱۰ ساله بهره‌برداری برابر با ۴۲۲ میلیارد ریال است.

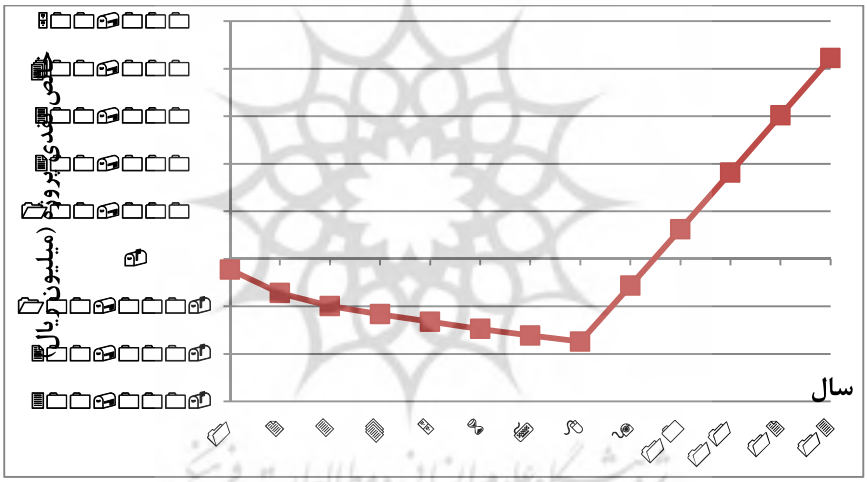
جدول (۸)- درآمدها و هزینه‌های کسب شده به قیمت‌های جاری

میلیون ریال

ردیف	شرح	به قیمت جاری
۱	درآمدها	۱،۷٦٤،٥٥٥
۲	هزینه ها	۱،۳٤۲،۱٥٤
۳	درآمد خالص در کل دوره	٤۲۲،٤۰۰

دوره بازگشت سرمایه در این حالت، حدود ۱۰ سال از ابتدای ساخت پروژه و کمی کمتر از مدل قیمت یگانه است.

نمودار (٤)- دوره بازگشت سرمایه در مدل قیمت دو بخشی



هـ- مقایسه نتایج در دو مدل

در جداول (۹) و (۱۰)، قیمت کل در دو مدل و کل پرداختی به شرکت پروژه مورد مقایسه قرار گرفته است.

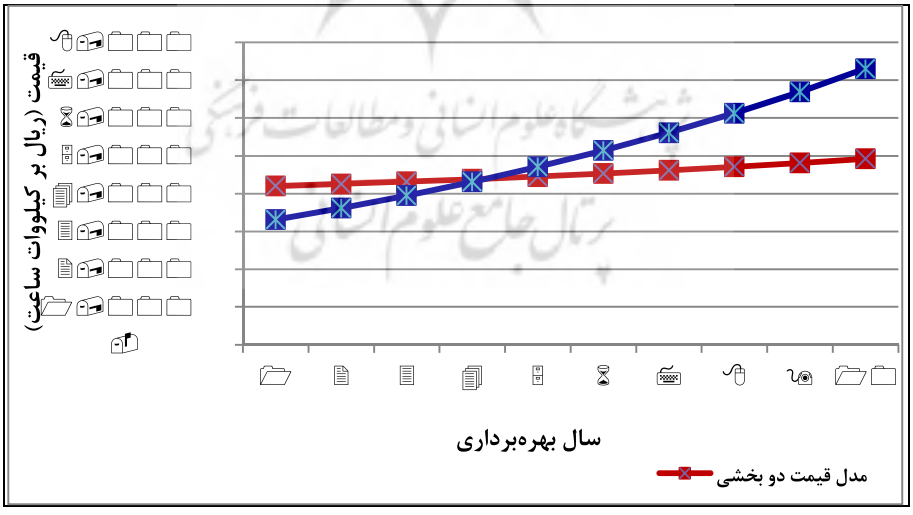
جدول (۹)- مقایسه قیمت در دو مدل محاسباتی

ریال بر کیلووات ساعت

سال بهره‌برداری	مدل یگانه	مدل دو بخشی
۱	۳،۳۱۵	٤،۲۰٤
۲	۳،٦۱۹	٤،۲٥۸
۳	۳،۹٥۱	٤،۳۱۸
٤	٤،۳۱٤	٤،۳۸۳
٥	٤،۷۰۹	٤،٤٥٥
٦	٥،۱٤۱	٤،٥۳۲
۷	٥،٦۱۳	٤،٦۱۷
۸	٦،۱۲۸	٤،۷۱۰
۹	٦،٦۹۰	٤،۸۱۱
۱۰	۷،۳۰۳	٤،۹۲۲

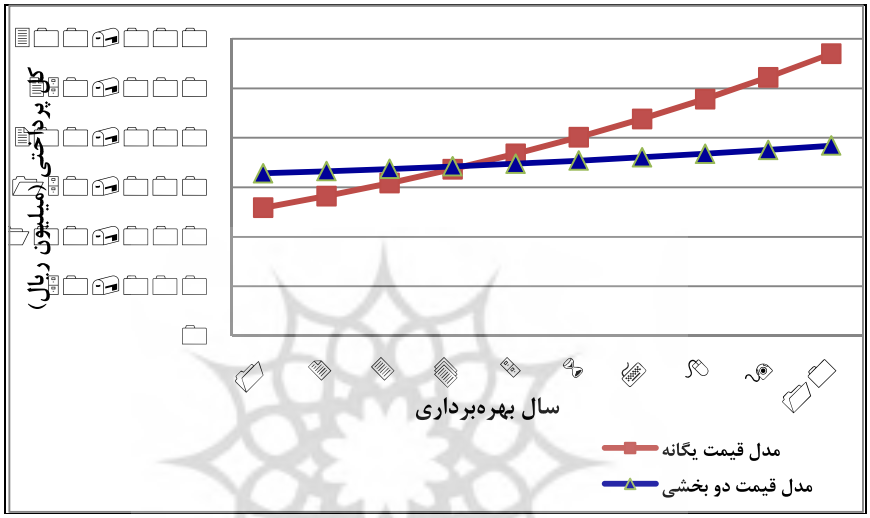
قیمت در مدل یگانه، در ابتدای دوره بهره‌برداری کمتر از مدل دو بخشی است، اما در انتهای دوره بهره‌برداری، قیمت در مدل یگانه بیشتر از مدل دیگر می‌شود (نمودار ۵).

نمودار (۵)- مقایسه قیمت در دو مدل قیمت‌گذاری



چنین اثری در کل پرداختی‌ها به شرکت پروژه هم مشاهده می‌شود. در این حالت هم در مدل قیمت یگانه، پرداختی‌ها در ابتدای دوره بهره‌برداری کمتر از مدل قیمت دو بخشی است اما در انتهای دوره بهره‌برداری این روند معکوس می‌شود (نمودار ۶).

نمودار (٦)- مقایسه کل پرداختی به شرکت پروژه در دو مدل قیمت‌گذاری



٦- نتیجه و بحث

در این مقاله دو مدل قیمت‌گذاری مورد مقایسه قرار گرفت. در مدل اول تنها یک قیمت از محاسبات به دست آمده و این قیمت بر اساس مفروضات محاسباتی در کل دوره بهره‌برداری تعدیل می‌شود.

در مدل دوم قیمت دو بخشی می‌شود، بخشی از آن که ثابت است و در دوره بهره‌برداری تعدیل نمی‌گیرد، پوشش‌دهنده هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه به همراه هزینه تامین آن است و بخشی که طی دوره بهره‌برداری تعدیل می‌شود، پوشش‌دهنده هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری و هزینه‌های جایگزینی تجهیزات است.

جدول (۱۰)- مقایسه نتایج در دو مدل محاسباتی

شرح	واحد	مدل یگانه	مدل دو بخشی
قیمت در سال اول بهره‌برداری	ریال بر کیلووات ساعت	۳،۳۱۵	٤،۲۰٤
قیمت در سال انتهای بهره‌برداری		۷،۳۰۳	٤،۹۲۲
دوره بازگشت سرمایه	سال از ابتدای ساخت	۹،۸	۹،۵
درآمد خالص در کل دوره به قیمت‌های جاری	میلیون ریال	٥٦۱،٥۲۳	٤۲۲،٤۰۰

اگرچه ارزش حال فایده خالص در هر دو روش یکی است، اما در مدل قیمت دو بخشی، شرکت پروژه مبالغ بیشتری را در سال‌های اولیه دوره بهره‌برداری دریافت و در سالهای انتهای بهره‌برداری و نگهداری، پرداختی‌ها به شرکت پروژه، کمتر از مدل قیمت یگانه است، بنابراین استفاده از این مدل بیشتر مورد استقبال بخش خصوصی است.

استفاده از رویکرد مدل قیمت یگانه، بیشتر به نفع دولت و دستگاه‌های اجرایی است که خرید تضمینی محصول را بر عهده دارند، زیرا پرداختی‌ها به شرکت پروژه در سال‌های اول بهره‌برداری کمتر از مدل دیگر است.

با توجه به شرایط سیاسی و اقتصادی کشور، در قراردادهای بلندمدت منعقده بین بخش خصوصی و دولتی، حتی در صورتی که فرض شود که همه هزینه‌های یک طرح هزینه‌های ثابت باشند، تعدیل نرخ برای جبران اثرات تغییر شاخص قیمت‌ها و تغییرات نرخ ارز باید لحاظ شود چراکه در غیر این صورت نرخ محاسبه شده به صورت واقعی، عملا با افزایش شاخص قیمت‌ها کاهش کرده و موجب تحمیل زیان به سرمایه‌گذار می‌شود. به همین دلیل استفاده از این رویکرد در تعیین قیمت، هرچند به نفع دستگاه اجرایی و دولتی است، اما در دید میان‌مدت و حتی بلندمدت، سرمایه‌گذار را با ریسک کمتری مواجه خواهد ساخت.

بر اساس قانون هدفمندکردن یارانه‌ها، میانگین قیمت فروش داخلی برق باید به گونه‌ای باشد که تا پایان برنامه پنج ساله سوم، این نرخ معادل قیمت تمام شده باشد. همچنین در اجرایی شدن این قانون افزایش بازدهی نیروگاه‌های کشور نیز مورد تاکید قرار گرفته است.

بنابراین با اتکا به نتایج این مدل‌ها از یک سو و ورود بخش خصوصی به مقوله مشارکت در توسعه طرح‌های زیربنایی از سوی دیگر اتخاذ این رویکرد با توجه به سیاست‌های دولت در آزادسازی تدریجی قیمت‌ها به سمت واقعی شدن قیمت‌ها، بیشتر مورد تاکید قرار خواهد گرفت.چرا که در حال حاضر این سیاست تا اجرایی شدن فاصله زیادی دارد و تلاش‌های دولت و وزارت نیرو بر افزایش قیمت برق به دلیل تبعات آن در بخش صنعت و مصارف خانگی، ناکام بوده است. ضمن اینکه میزان بدهی انباشته وزارت نیرو به پیمانکاران و سرمایه‌گذاران حوزه تولید انرژی برق در حال حاضر به گونه‌ای است که چشم‌انداز مطلوبی را پیش‌رو قرار نمی‌دهد.

بنابراین حرکت به سمت آزادسازی قیمت‌ها از تاثیر دوگانه بر صنعت برق خواهد داشت؛ اول اینکه منابع لازم برای جبران بخشی از بدهی وزارت نیرو را تامین خواهد کرد و دوم این امیدواری را خواهد داد که شاید با حرکت به سمت آزادسازی قیمت‌ها از شدت مصرف انرژی در کشور کاسته شود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۷- منابع

الف) فارسی

۱- اشکوه، حسن؛ صبحیه، محمدحسین؛ زرگرپور، حمید و زرآبادی، سعید (۱۳۸۸)، «بررسی چالش‌های تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی در مشارکت دولتی- خصوصی»، دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، تهران: مرکز مطالعات تکنولوژی دانشگاه شریف.

۲- سازمان انرژی‌های نو ایران – سانا (۱۳۹۱) «مجموعه اطلاعات راهنمای احداث نیروگاه‌های برق تجدیدپذیر غیردولتی، موضوع ماده ۶۲ قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت، برنامه چهارم توسعه اقتصادی اجتماعی کشور»، تهران.

۳- شکارچی، سلیمان و طاهری، روبین (۱۳۸۰)، «مناقصه پروژه‌های نیروگاهی BOT و روش‌های ارزیابی آن»، سومین همایش ملی انرژی، تهران: کمیته ملی انرژی جمهوری اسلامی ایران.

۴- شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران (۱۳۹۲)، «طرح نیروگاه سد تنظیمی زاینده‌رود، گزارش بررسی اقتصادی طرح»، شرکت مهندسی مشاور مشانیر، تهران.

۵- لطیفی، محمدرضا و شاکری، اقبال (۱۳۸۸)، «مدل انتخاب دوره امتیاز برای پروژه‌های BOT»، اولین کنفرانس ملی مهندسی و مدیریت ساخت، تهران: دانشگاه صنعتی امیرکبیر.

۶- یاورخانی، محمدرضا (۱۳۹۱)، تهیه راهنمای استفاده از روش‌های BOT و BOO متناسب با پروژه‌های صنعت آب و آبفا، «بررسی مبانی و مفاهیم رویکرد های مشارکت بخش خصوصی»، تهران: دانشگاه صنعتی امیرکبیر، گروه مطالعات توسعه مشارکت بخش خصوصی در اجرای پروژه‌های زیربنایی

ب) انگلیسی

1- Arikan Y. (1994),"Build Operate Transfer Model for New Power Plants for Turkey", *In Proceedings of the Seventh Mediterranean Electro-tech Conference*, *MELECON*, v 3, pp. 1089–92.

2- Holzmann P. Birecik. (2001), "A Role Model for Private Companies", *Int. Water Power Dam Constr*, 53:36–7.

3- McCarthy SC, Tiong RLK. (1991), "Financial and Contractual Aspects of Build-Operate-Transfer Projects", *Int. J Project Manage*: 222–7.
4- Philippe B., Tayson J., Karpowicz L., and M. D. Coelho (2009), "The Effects of the Financial Crisis on Public-Private-Partnerships", International Monetary Fund.
5- Smith N, Zhang H, and Y. Zhu (2004), "The Huaibei Power Plant and its Implications for the Chinese BOT Market", *Int. J Project Manage*, 22:407–13.
6- Wang SQ, and RLK. Tiong (2000), "Case Study of Government Initiatives for PRC's BOT Power Plant Project", *Int. J Project Manage*, 18:69–78.
7- Xing W. and FF. Wu. (2001), "A Game-theoretical Model of Private Power Production", *Electro Power Energy Syst*, 23:213–8.
8- Xing W. and FF. Wu. (2003), "Economic Evaluation of Private Power Production under Uncertainties", *Electro Power Energy Syst*, 25:167–72.
9- Ye S. and RLK. Tiong (2003), "The Effect of Concession Period Design on Completion Risk Management of BOT Projects", *Conference Manage Econ*, 21:471–82.
10- Yeo KT, and RLK. Tiong (2000), "Positive Management of Differences for Risk Reduction in BOT Projects", *Int. J Project Manage*, 18:257–65.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی