

شراکت بخش خصوصی - دولتی در پروژه‌های نیروگاهی: تأثیر ریسک درآمد و بازار بر افزایش ارزش پول

محمدحسین صبحیه (استادیار)

یاسرکشتیبان (دانشجوی کارشناسی ارشد)

گروه مدیریت پروژه و ساخت، دانشگاه تربیت مدرس

افزایش رو به رشد نیاز به انرژی برق در سال‌های اخیر در ایران باعث شد که بخش دولتی به منظور تأمین منابع مالی از بخش خصوصی برای سرمایه‌گذاری در این صنعت، در قالب قراردادهای شراکت بخش خصوصی - دولتی استفاده کند. افزایش ارزش پول می‌تواند از مهم‌ترین اهداف بخش دولتی باشد و در طرف مقابل، کسب درآمد مناسب و کافی نیز از اهداف مهم بخش خصوصی در عقد چنین قراردادهایی است. برقراری تعادل بین اهداف بخش خصوصی و بخش دولتی از مهم‌ترین وظایف بخش دولتی است. ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان فعال در بازار برق و مدیریت مناسب ریسک‌های پروژه، علاوه بر جلب نظر بخش خصوصی ممکن است منجر به افزایش ارزش پول خدمات شود.

این تحقیق در قالب مطالعه‌ی موردی در «نیروگاه توربین گازی رودشور» به بررسی میزان موفقیت بخش دولتی ایران در ایجاد تعادل بین اهداف بخش دولتی و بخش خصوصی پرداخته است. نتایج نشان‌دهنده‌ی این واقعیت است که شرکت توانیر در این پروژه - به عنوان یک پروژه‌ی پایلوت - تقریباً عملکرد قابل قبولی داشته و با عقد قراردادهای مشابه به منظور خرید برق به صورت تضمینی (در پنج سال اول قرارداد) و عرضه‌ی رقابتی آن برای سال‌های آتی در طولانی مدت به افزایش ارزش پول دست خواهد یافت. در همین راستا باید توجه داشت که در مقیاس کلان طراحی سازوکار پرداخت به صورت فعالی نمی‌تواند انگیزه‌های لازم در بهره‌برداران نیروگاه‌های خصوصی را برای افزایش کارایی ایجاد کند.

واژگان کلیدی: شراکت بخش خصوصی - دولتی، ارزش پول، تسهیم ریسک، نیروگاه برق.

sobhiyah@modares.ac.ir
keshtiban@modares.ac.ir

۱. مقدمه

از سازمان‌های چندجانبه و دوجانبه‌ی بین‌المللی تأمین می‌شود. از آنجا که بخش عمده‌ی درآمدها و منابع مالی صنعت برق کشور از طریق فروش برق و حق انشعاب حاصل می‌شود، و نیز با توجه به رشد شتابان مصرف انرژی برق که به طور متوسط ۱۰ درصد در سال به میزان آن افزوده می‌شود^۱، به راحتی می‌توان نتیجه گرفت که مجموع سرمایه‌گذاری مورد نیاز این صنعت از طریق منابع داخلی قابل تأمین نخواهد بود. به این ترتیب، مواجهه با چالش مالی صنعت برق کشور از چهار طریق ممکن است:

- افزایش تعرفه‌های برق تا سطح بهای تمام شده و گسترش درآمد؛
- تأمین کسری منابع از طریق بودجه‌ی دولتی؛
- تأمین منابع از طریق استقراض از بانک‌های تجاری، نهادها و مؤسسات مالی داخلی یا بین‌المللی و همچنین فروش اوراق قرضه؛
- جلب مشارکت بخش خصوصی در صنعت برق.

عرضه‌ی انرژی برق در ایران همانند اغلب کشورهای در حال توسعه، ساختاری انحصاری دارد. بخش‌های تولید، انتقال و توزیع بین گروه‌های مشترکین و در نقاط مختلف کشور به صورت دولتی اداره می‌شود و مالکیت تمامی تأسیسات به دولت تعلق دارد. از آنجا که برق یکی از زیرساخت‌های ضروری و استراتژیک به شمار می‌آید، به طور مستمر یارانه‌های مختلفی از سوی دولت برای کاهش تعرفه‌ها پرداخت می‌شود. به علاوه، تقاضای روزافزون برق در بخش‌های مختلف توسعه‌ی زیرساخت‌ها در صنعت برق را ضروری می‌سازد. سرمایه‌گذاری در این امر نیازمند منابع قابل توجهی است.

در حال حاضر منابع مالی و وجوه سرمایه‌گذاری مورد نیاز صنعت برق عموماً از طریق منابع داخلی، کمک‌ها و بودجه‌های مکمل دولتی، استقراض رسمی از سیستم بانکی داخلی، فروش اوراق مشارکت در داخل کشور، دریافت وام و اعتبار

تاریخ: دریافت ۱۳۸۶/۷/۱۰، داوری ۱۳۸۶/۱۰/۲۳، پذیرش ۱۳۸۷/۲/۱.

در شرایط فعلی، اعمال تعرفه‌های واقعی برق در حاله‌ی بی‌اثر قرار دارد و به دلیل فقدان ارزیابی دقیق اثرات افزایش قیمت‌ها بر سیستم اقتصادی ایران، تقریباً غیر عملی به نظر می‌رسد. همچنین به دلیل محدودیت بودجه‌ی دولتی، جبران کسری منابع مالی از این طریق نیز غیر محتمل است. ظرفیت وام‌گیری دولت از بانک‌های تجاری، نهادها، و مؤسسات مالی داخلی یا بین‌المللی نیز بسیار محدود است و پاسخ‌گوی نیاز سرمایه‌گذاری در توسعه‌ی زیرساخت‌های برق کشور نیست. بنابراین برای تأمین نیاز فزاینده‌ی مصرف برق در ایران باید بر جلب مشارکت بخش خصوصی و سرمایه‌گذاری توسط این بخش تأکید کرده و تمهیدات لازم برای فعالیت بخش خصوصی در پروژه‌های نیروگاهی را فراهم کرد.

بسیاری از کشورها از سرمایه‌گذاری بخش خصوصی برای توسعه‌ی پروژه‌های زیرساخت خود، از جمله در صنعت برق، استفاده می‌کنند. متوسل شدن به سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به منظور توسعه‌ی زیرساخت‌ها، تنها هدف دولت‌ها در کشورهای توسعه یافته نیست بلکه علاوه بر تأمین سرمایه، در جست‌وجوی افزایش ارزش پول^۱ خدمات ارائه شده نیز هستند. بهره‌گیری از رویکرد شراکت بخش خصوصی - دولتی^۲ از بهترین راهکارها در دست‌یابی به این مهم است. بخش خصوصی و بخش دولتی در این رویکرد وارد یک شراکت بلندمدت به منظور توسعه‌ی پروژه‌های زیرساخت کشور پذیرای سرمایه می‌شوند.^[۳]

طبیعت بلندمدت و سرمایه‌گذاری کلان این‌گونه توافق‌نامه‌ها، باعث ایجاد برخی تناقضات در منافع بخش دولتی و بخش خصوصی شده است. به عنوان مثال، از یک طرف بخش خصوصی در این نوع قراردادها به دنبال دریافت تضمین‌های لازم برای کسب درآمد مناسب و کافی در دوره‌ی حیات پروژه است، و از طرف دیگر بخش دولتی نیز خواهان افزایش ارزش پول و کاهش قیمت نهایی خدمات ارائه شده است. انتخاب شیوه‌ی مناسبی برای دست‌یابی به استراتژی برد - برد از مهم‌ترین وظایف بخش دولتی به منظور ایجاد ظرفیت سرمایه‌گذاری است.

نوشتار حاضر به بررسی میزان موفقیت بخش دولتی ایران در موازنه‌ی منافع بخش دولتی و بخش خصوصی، در دوره‌ی حیات پروژه‌های نیروگاهی به صورت شراکت بخش خصوصی - دولتی می‌پردازد. در این نوشتار بر نحوه‌ی عملکرد بخش دولتی ایران برای تضمین درآمد مناسب بخش خصوصی و نیز افزایش ارزش پول خدمات در طولانی‌مدت تأکید شده است.

۲. مروری بر ادبیات موضوع شراکت بخش خصوصی - دولتی

PPP در حقیقت ایجاد رابطه‌ی است بین بخش دولتی و بخش خصوصی برای توسعه و گسترش زیرساخت‌های کشور پذیرای سرمایه از طریق سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در زیرساخت‌هایی که در اصل بخش دولتی مسؤل گسترش آنها است.^[۴] استفاده از این روش برای اولین بار توسط دولت محافظه‌کار انگلستان در دهه‌ی ۹۰ میلادی آغاز شد.^[۴] وزارت خزانه‌داری انگلستان به عنوان اولین و پیش‌روترین مرجع PPP در سطح جهان مطرح بوده و بیشتر کشورهای در آغاز کار از آیین‌نامه‌های منتشره‌ی این نهاد بهره‌گیری می‌کنند.^[۵]

فرم‌های قراردادی PPP را می‌توان با شیوه‌های مختلفی مورد استفاده قرار داد؛ برخی از این روش‌ها عبارت‌اند از:^[۶]

- قراردادهای ساخت، بهره‌برداری، انتقال (BOT)؛^۳
- قراردادهای ساخت، مالکیت، بهره‌برداری؛^۴

- قراردادهای ساخت، مالکیت، بهره‌برداری، انتقال؛^۵
- قراردادهای ساخت، اجاره، انتقال؛^۶
- قراردادهای بازسازی، بهره‌برداری، انتقال؛^۷

و...

ساختارهای گوناگون PPP در حقیقت شکل توسعه‌یافته‌ی مجموعه طرح‌های BOT محض^۸ هستند، اما بسترهای اجرایی آنها با بسترهای اجرایی قراردادهای BOT محض متفاوت است. مهم‌ترین هدف دولت‌ها در کشورهای در حال توسعه از به‌کارگیری طرح‌های BOT محض، جذب سرمایه‌ی بخش خصوصی بوده است. غالباً مدیریت و تخصیص برخی ریسک‌های پروژه، به دلیل گستردگی آنها و تغییر و تحولات، در دوران طولانی بهره‌برداری به طور مناسبی صورت نگرفته و نوعاً با معضلات جدی مواجه شده‌اند. در حالی که PPP موفقیت‌آمیز و ایده‌آل، توافق‌نامه‌ی است که در آن بخش خصوصی و بخش دولتی وارد شراکت بلندمدت شده و مهم‌ترین هدف بخش دولتی از این ورود، افزایش ارزش پول خدمات است. جذب سرمایه‌ی بخش خصوصی و بهره‌مندی از توانایی‌های مدیریتی و بازدهی بالای بخش خصوصی نیز از دیگر اهداف بخش دولتی از ورود به حوزه‌ی PPP است.^[۸]

منظور از افزایش ارزش پول، در حقیقت یک پارچه کردن هزینه‌های پرداختی از طرف بخش دولتی و/یا مصرف‌کنندگان برق از یک طرف، و بهای خروجی/خدمات ارائه شده (برق تولیدی) از طرف دیگر است.^[۹] ارزش حاصل از هر فرایندی عبارت است از نسبت کیفیت خروجی به منابع مصرف شده برای تهیه‌ی آن محصول.^[۱۰] «ارزش» یک کیفیت ذهنی (مانند شکل، ظاهر، سبک، نوع استفاده و...) از طریق احساسات تعیین می‌شود، اما ارزش یک کیفیت واقعی (مثل عملکرد، قابلیت اطمینان و...) از طریق خواص و مشخصات تعیین می‌شود. چیزی دارای قیمت است که قابل استفاده باشد و نوعی از خواست و نیاز جامعه را جامه‌ی عمل ببوشاند. به علاوه، دسترسی داشتن یا مالکیت آن نباید به‌سادگی امکان‌پذیر باشد. وقتی محصولی مطلوب و نیز دسترسی به آن مشکل باشد، در این صورت برای مصرف‌کننده و تولیدکننده‌ی آن فرصت خاصی پیش می‌آید و به این ترتیب خروجی/خدمات ساخته شده به خریدار به قیمتی متناسب با مشکلی که خریدار با آن مواجه است، فروخته می‌شود. نسبت کیفیت - یعنی مقبولیتی که خروجی/خدمات از دید مصرف‌کننده دارد - و قیمت یک محصول - مبلغی که مصرف‌کننده بابت خروجی/خدمات می‌پردازد - معیار ارزش برای مصرف‌کننده‌ی نهایی است.^[۱۱] به این ترتیب ارزش خروجی در پروژه‌های PPP پارامتری است که از تقسیم‌کردن کیفیت خروجی پروژه بر هزینه‌ی پرداخت شده در قبال خرید آن به دست می‌آید.

$$Value = \frac{Quality}{Cost} \quad (۱)$$

طبق فرمول ۱، کاهش هزینه‌ها و/یا افزایش کیفیت خروجی پروژه باعث افزایش ارزش پول خواهد شد، اما ممکن است عوامل مؤثر در افزایش ارزش پول از پروژه‌ی بی‌پروژه‌ی دیگر و از حوزه‌ی بی‌پروژه‌ی بی‌پروژه‌ی دیگر متفاوت باشد. با این حال، عواملی که در اکثر پروژه‌ها بیشترین تأثیر را در افزایش ارزش پول خواهند داشت عبارت‌اند از: کاهش هزینه‌ها، ایجاد انعطاف در قرارداد، طبیعت بلندمدت این‌گونه قراردادها، ایجاد رقابت در فازهای مختلف پروژه، ارائه‌ی پاداش و تشویق در سازوکار پرداخت، و تسهیم مناسب ریسک‌های پروژه. در ادامه به توضیح بیشتر این عوامل خواهیم پرداخت. کاهش هزینه‌ها: با توجه به فرمول ۱ پیداست که کاهش هزینه‌ها از مهم‌ترین عوامل دخیل در افزایش ارزش پول است، گرچه نوع هزینه‌ها از هر پروژه‌ی بی‌پروژه‌ی دیگر متفاوت است. هر پروژه‌ی PPP در ساختار بندی هزینه‌ها دارای سه جزء اصلی

تضمین‌ها و حمایت‌های بخش دولتی همراه باشد. عدم حمایت و پرداخت مشوق‌های لازم به بخش خصوصی باعث می‌شود که این پروژه‌ها در فازهای آغازین دچار مشکل شوند و حتی اجرای آنها در حاله‌ی بی‌اقدام قرار گیرد.^[۱۷] داشتن این استراتژی در تسهیم خطرها به این معنی نیست که بخش دولتی بیشتر مخاطره‌ها را بر عهده بگیرد، چون با وقوع چنین حالتی افزایش ارزش پول در بلندمدت رخ نخواهد داد و بخش دولتی به خاطر عدم استفاده از کارایی و توانایی مدیریت بخش خصوصی موفق به افزایش ارزش پول نخواهد شد. به این ترتیب و با توجه به هزینه‌بر بودن مدیریت ریسک پروژه‌ها و نیز هدف بخش دولتی در افزایش ارزش پول خدمات، مدیریت و کنترل هر ریسک باید به بخشی واگذار شود که آن را ارزان‌تر مدیریت و کنترل می‌کند.^[۱۸، ۱۹] بررسی تجارب دو کشور ترکیه و پاکستان در چگونگی مدیریت ریسک این‌گونه پروژه‌ها می‌تواند بسیار مهم قلمداد شود.

دولت ترکیه در دهه‌ی پایانی قرن بیستم اقدام به برنامه‌ریزی ۱۷۹ پروژه‌ی BOT به ارزش تقریبی ۳۲/۴ میلیارد دلار کرد. طبق گزارشات رسیده، فقط چهار پروژه‌ی نیروگاهی به ارزش ۱۲۶ میلیون دلار با موفقیت به اجرا رسیده و بقیه‌ی پروژه‌ها در مراحل مختلف کار متوقف شدند. مهم‌ترین دلایل شکست دولت ترکیه را می‌توان در کمبود یا نبود چارچوب‌های قانونی مشخص، کمبود همکاری و هماهنگی بین بخش خصوصی و دولتی، و نیز عدم توانایی دولت ترکیه در ارائه‌ی تضمین‌های مناسب و کافی در پوشش ریسک‌های سیاسی و اقتصادی ترکیه دانست.^[۱۷]

از طرف دیگر، در حال حاضر ۲۵ درصد برق مورد نیاز پاکستان توسط بخش خصوصی و از محل مجموعه قراردادهای BOT تولید می‌شود. اخیراً یکی از مهم‌ترین مسائلی که در پاکستان جریان دارد، این است که دولت فعلی پاکستان قراردادهای امضاشده‌ی قبلی را به نفع کشور نمی‌داند و به دنبال بازنگری این قراردادها برای جلوگیری از ضرر فراوان به خزانه‌ی ملی کشور، و کاهش سطح تعرفه‌های خرید برق است (در کشور پاکستان فرایند انتقال و توزیع برق به عهده‌ی بخش دولتی است). به این ترتیب دولت پاکستان بر این عقیده است که به نسبت قیمت توافق شده در قرارداد، ارزش خدمات ارائه‌شده از سوی بخش خصوصی پایین است. اگرچه دولت پاکستان (بخش دولتی) بیشتر ریسک‌های پروژه را به عهده گرفته بود، با گذشت زمان آشکار شده که شرایط پذیرش ریسک به صورت مالی پربازده نبوده و اساساً ارزش خدمات دریافتی پایین بوده است.^[۲۰]

بررسی وضعیت دو کشور پاکستان و ترکیه که همانند ایران جزء کشورهای در حال توسعه‌اند، نشان‌دهنده‌ی دو حالت حدی (دو انتهای طیف) در چگونگی عملکرد بخش دولتی در ارتباط با پذیرش ریسک‌ها و ارائه‌ی تضمین‌های مناسب به بخش خصوصی است. دولت ترکیه به علت عدم پذیرش ریسک‌ها و نیز عدم ارائه‌ی تضمین‌های مناسب نتوانسته بود در جلب نظر بخش خصوصی عملکرد موفقیت‌آمیزی داشته باشد و شرایط سرمایه‌گذاری در پروژه را مناسب سازد. در سمت دیگر نیز دولت پاکستان قرار دارد که با پذیرش ریسک‌ها به صورت کم‌بازده (در زمان عقد قرارداد)، هم‌اکنون به این نتیجه رسیده است که تعرفه‌های برق در این کشور بسیار گران، و ارزش پول در قبال خرید برق پایین است.

گرمیسی و لويس استدلال می‌کنند که بخش دولتی باید در قراردادهایی از این دست که در آن امتیاز بهره‌برداری از یک پروژه بلندمدت به بخش خصوصی واگذار می‌شود نقش فعال‌تری ایفا کند؛ و ادعا می‌کنند مدیریت ریسک و تسهیم آنها بین طرفین باید به صورت مناسبی انجام گیرد تا از یک طرف پروژه‌ی طراحی‌شده قابل قبول و دارای درآمد مناسب تلقی شود، و از طرف دیگر ارزش پول مورد انتظار کسب شود.^[۲۱] هر پروژه‌ی زیرساختی که به این روش به اجرا درمی‌آید حداقل از جانب ۹ ریسک عمده تهدید می‌شود. این ریسک‌ها عبارت‌اند از: ریسک‌های سیاسی،

است: هزینه‌های قبل از عقد قرارداد، هزینه‌های دوران ساخت و هزینه‌های دوران بهره‌برداری. استفاده از سازوکارهایی خاص به منظور کاهش هزینه‌ها در هر یک از این اجزا، افزایش ارزش پول را به دنبال خواهد داشت (البته اگر کیفیت خدمات حاصله کاهش نیابد). استفاده از سازوکارهایی خاص، همچون دفتر حسابداری باز، یکی از بهترین روش‌ها برای کسب اطلاع بخش دولتی از چگونگی و اندازه‌ی هزینه‌های بخش خصوصی است. در این روش، بخش دولتی رأساً یا توسط شخص ثالثی به نمایندگی از بخش دولتی، به دفاتر حسابداری شرکت پروژه به صورت باز دسترسی پیدا خواهد کرد.^[۱۳]

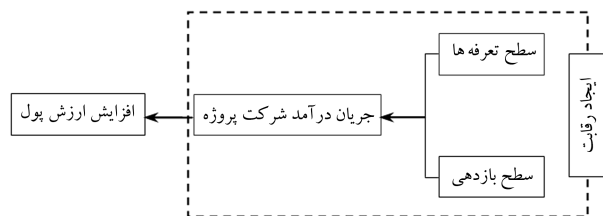
انعطاف در قرارداد: برخی طراحان پروژه‌های PPP بر این عقیده‌اند که افزایش ارزش پول با توجه به طبیعت بلندمدت این پروژه‌ها زمانی به دست خواهد آمد که مفاد این نوع تفاهم‌نامه‌ها در چارچوب‌هایی خاص قدری انعطاف داشته باشند. به این ترتیب بخش دولتی خواهد توانست نسبت به بهره‌گیری از تغییرات احتمالی پیش‌آمده در سنوات آتی برای افزایش ارزش پول استفاده کند. این تغییرات می‌توانند در جهت افزایش کیفیت خروجی، کاهش هزینه‌های تولید و یا به روزرسانی پارامترهای افزایش ارزش پول با توجه به سازوکارهایی خاص باشند. ایجاد چنین انعطافی باید در چارچوب‌های از پیش تعیین‌شده انجام گیرد.

طبیعت بلندمدت قرارداد: عوامل متعددی در تعیین طول زمان قرارداد بین بخش خصوصی و بخش دولتی اثرگذارند. با این حال در شرایط مناسب، قراردادهای بیش از سی ساله می‌توانند بیشترین ارزش پول را برای بخش دولتی به ارمغان بیاورند. به‌ویژه بخش دولتی با عقد قراردادهای بلندمدت مشوق‌هایی برای پیاده‌سازی برنامه‌های استراتژیک خود در مورد ریسک‌های منتقل‌شده به بخش خصوصی، هزینه‌های دوران بهره‌برداری و نگاه‌داری موضوع پروژه خواهد داشت.^[۱۴]

ایجاد رقابت: یکی از مهم‌ترین دلایل جلب بخش خصوصی - چه به صورت خصوصی‌سازی کامل و چه به صورت PPP - استفاده از توانایی و پتانسیل رقابت بخش خصوصی با سایر تولیدکنندگان خدمات مشابه است. ایجاد رقابت سازنده بین متقاضیان عقد قرارداد در فاز مناقصه و بهره‌گیری از توان رقابتی تولیدکنندگان در بازار عرضه‌ی کالا به خصوص در پروژه‌های شبکه‌یی باعث خواهد شد که بخش خصوصی با بهره‌گیری از روش‌های مبتکرانه نسبت به کاهش قیمت‌های پیشنهادی خود اقدام کند. افزایش بازدهی، بهره‌گیری از نوآوری در بخش‌های گوناگون، استفاده از علم و فناوری‌های نوین در بخش‌ها و فازهای پروژه از جمله مواردی هستند که ممکن است منجر به کاهش هزینه‌ها شوند.^[۱۵]

ارائه‌ی پاداش و مشوق در سازوکار پرداخت: تحقیقات درمؤسسه‌ی Partnership UK نشان داده است که بیشتر مدیران بر این باورند که ساختارهای سازوکار پرداخت در غالب قراردادهای PPP به‌گونه‌یی نیستند که بخش خصوصی را برای افزایش عملکرد تهییج کند تا از مشوق‌ها و پاداش‌ها بهره‌مند شوند. مدیران بر این عقیده‌اند که بخش خصوصی در این شرایط بیشتر به دنبال پوشش کمینه‌ها (به منظور مشمول جریمه‌نشدن) است. نهایتاً این گزارش می‌افزاید، سازوکار پرداخت باید طوری تعریف شود که در آن پرداخت‌های تشویقی در چندین مرحله و به صورت پله‌یی ایجاد شود و بین سازوکار پرداخت و سنجش عملکرد بخش خصوصی انعطاف ایجاد شود تا به این وسیله بخش دولتی با ارائه‌ی مشوق‌های لازم بتواند به افزایش ارزش پول امیدوار باشد.^[۱۶]

تسهیم مناسب ریسک‌ها: با توجه به طبیعت بلندمدت و نیز سرمایه‌گذاری کلانی که برای اجرای این نوع پروژه‌ها لازم است، عدم قطعیت و خطرات خاصی آنها را تهدید می‌کند. با در نظر داشتن این نکته که واگذاری مدیریت و کنترل هرگونه مخاطره‌یی هزینه‌ها و تبعات خود را دارد، انتقال هر مخاطره به بخش خصوصی باید با مشوق‌ها،



شکل ۱. چارچوب نظری تحقیق.

نیز بررسی سایر تحقیقات مشابه جمع‌آوری شده است. به علاوه، چگونگی تجزیه و تحلیل داده‌ها براساس نظریات نگارنده انجام یافته است.^[۲۷] نتایج نهایی در این نوشتار، در قالب بررسی بازار برق ایران، بررسی ریسک درآمد و بازار، بحث در مورد یافته‌ها و ارائه‌ی نتایج نهایی و پیشنهادات ارائه شده است.

تحقیقات در مورد نیروگاه توربین گازی رودشور نشان داد که تسهیم ریسک‌های سیاسی، حقوقی، سرمایه‌گذاری، مالی، فنی و مهندسی، ساخت، بهره‌برداری و روابط تقریباً به‌خوبی و در جهت کاهش هزینه‌های مدیریت ریسک و نهایتاً افزایش ارزش پول انجام شده است. با این حال چگونگی تسهیم ریسک درآمد و بازار دارای برخی مباحث و معضلات است که در این تحقیق مورد توجه قرار گرفته است.

۴. بازار برق ایران

تولیدکنندگان و عرضه‌کنندگان انرژی برق در ایران به‌روش‌های گوناگونی می‌توانند انرژی تولیدشده‌ی خود را به بازار برق ایران عرضه کنند، برخی از این روش‌ها عبارت‌اند از:

- قراردادهای دوجانبه: در قراردادهای دوجانبه تولیدکننده‌ی برق، به‌خصوص تولیدکننده‌ی بخش خصوصی، تمام و یا مقداری از انرژی تولیدی خود را براساس قیمت‌های توافقی به مصرف‌کننده می‌فروشد. انتقال برق در این روش با استفاده از شبکه‌ی برق ملی ایران انجام می‌گیرد و هزینه‌های انتقال نیز بر عهده‌ی طرفین خواهد بود.^{۱۱}

- فروش به بازار عمده‌فروشی برق و خرید آن توسط شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران: در این روش تولیدکننده‌ی برق می‌تواند تمام، یا بخشی از انرژی تولیدی خود را به بازار عمده‌فروشی برق عرضه کند. چگونگی قیمت‌گذاری برق در این روش براساس انرژی تولیدی در هر روز است. شیوه‌ی عرضه و تقاضا در بازار عمده‌فروشی برق ایران که در آن شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران خریدار برق است به این صورت است که تولیدکننده‌ی برق برای فروش هر مگاوات ساعت انرژی تولیدشده، به مدیر بازار پیشنهاد قیمت می‌دهد. این نرخ نمی‌تواند بیشتر از چارچوب‌های اعلام شده توسط مدیر بازار باشد. از طرف دیگر خریدار نیز باید تا ساعت ۹ صبح سه روز قبل، انرژی مورد نیاز خود را با اعلام نرخ پیشنهادی برای خرید به مدیر بازار اعلام کند؛ نهایتاً مدیر بازار تا ساعت دوازده روز قبل میزان انرژی درخواستی با قیمت مورد نظر را به تولیدکننده اعلام می‌کند. در مواردی که نرخ پیشنهادی مانع از تأمین نیاز بخشی از نیازهای مصرف‌کننده باشد، مدیر بازار با دخالت در فرایند قیمت‌گذاری، نرخ پیشنهادی را تا حد امکان تعدیل می‌کند و این موضوع را به اطلاع خریدار خواهد رساند. به این ترتیب به‌راحتی می‌توان نتیجه گرفت که فرایند عرضه و تقاضای انرژی در بازار برق ایران رقابتی نیست و تولیدکنندگان و خریداران، معاملات خود را به‌صورت غیرمستقیم و تقریباً غیررقابتی انجام می‌دهند.

- قراردادهای فروش برق به توانیر: در این روش تولیدکنندگان برق با عقد قراردادهای بلندمدت فروش و/یا تبدیل انرژی می‌توانند انرژی خود را به شرکت توانیر بفروشند. در توافق‌نامه‌های تبدیل انرژی^{۱۲} بخش دولتی متعهد می‌شود سوخت مورد نیاز نیروگاه را به هزینه‌ی خود در اختیار بخش خصوصی (شرکت پروژه) قرار داده و در مقابل ظرفیت خالص قابل اتکای نیروگاه را در طول دوران بهره‌برداری تجاری نیروگاه خریداری کند. نحوه‌ی قیمت‌گذاری انرژی در این روش براساس «نرخ آمادگی» و «نرخ تبدیل انرژی» خواهد بود. با همین روش، توانیر قراردادهای

حقوقی، سرمایه‌گذاری، مالی، درآمد و بازار، فنی و مهندسی، ساخت، بهره‌برداری و روابط. بسیاری از این ریسک‌ها با شدت و اثرات متنوعی این‌گونه پروژه‌ها را تهدید می‌کنند و تبیین یک استراتژی مناسب از سوی بخش دولتی، برای برخورد با هر یک از آنها در راستای افزایش ارزش پول ضروری است.^[۲۳،۲۴]

در میان این ریسک‌ها، ریسک درآمد و بازار از مهم‌ترین ریسک‌هایی است که نحوه‌ی مدیریت آن تأثیر به‌سزایی بر چگونگی تضمین درآمد مناسب شرکت پروژه و نیز میزان موفقیت بخش دولتی در افزایش ارزش پول در طی دوران بهره‌برداری تجاری پروژه دارد. جریان درآمد شرکت پروژه (به‌خصوص در پروژه‌ی نیروگاهی) متأثر از سطح تعرفه‌ها و سطح بازدهی تأسیسات است.^[۲۴] به این ترتیب چگونگی شرایط بازار، به‌خصوص در شرایط رقابتی عرضه‌ی محصولات، از مهم‌ترین عوامل در تعدیل سطح تعرفه‌ها و همچنین ارتقاء سطح بازدهی تأسیسات است که این مورد از عوامل مهم در افزایش ارزش پول است. بنابراین ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان فعال در سطح بازار و نیز ایجاد سازوکارهایی خاص به‌منظور افزایش سطح بازدهی تأسیسات باید در تسهیم مناسب ریسک درآمد و بازار مورد توجه قرار گیرند تا از این طریق افزایش ارزش پول نیز حاصل شود. در این تحقیق، این واقعیت به‌عنوان یک چارچوب نظری در نظر گرفته شده است (شکل ۱).

۳. اهداف و معرفی تحقیق

مهم‌ترین هدف این تحقیق که در قالب یک تحقیق موردکاوی در نیروگاه توربین گازی رودشور صورت گرفته، بررسی چگونگی تسهیم ریسک درآمد و بازار برای:

- تضمین درآمد مناسب و کافی بخش خصوصی در طول دوره‌ی بهره‌برداری نیروگاه؛
- افزایش ارزش پول در بلندمدت؛
- پوشش تغییرات احتمالی در بازار برق ایران در راستای اعمال سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی.

و به‌منظور گسترش دستاوردهای تحقیق برای عقد قراردادهای آتی بوده است. این تحقیق با بهره‌گیری از رویکرد تفسیری^{۱۰} در مورد نیروگاه توربین گازی رودشور (به‌عنوان مطالعه‌ی موردی) به انجام رسیده است. تمرکز بر دیدگاه‌ها و نقطه‌نظرات کارشناسان و دست‌اندرکاران از مهم‌ترین ویژگی‌های تحقیقات تفسیری است.^[۲۵] شایان ذکر است که تحقیقات موردکاوی زمانی مورد استفاده قرار می‌گیرند که محققین با سؤالات چگونگی و/یا چرا روبرو بوده و هیچ‌گونه کنترلی در مورد رخدادهای تحقیق نداشته باشند.^[۲۶]

داده‌های مربوط به این تحقیق از انجام مصاحبه‌های نیمه‌ساختار یافته با خبرگان و ذی‌نفعان این پروژه در بخش دولتی، بخش خصوصی، مشاورین در رده‌های مختلف و نیز دانشگاہیان، مطالعه‌ی اسناد و مدارک، بررسی گزارشات مختلف و

خصوصی در اقتصاد ملی، کاستن از بار مالی و مدیریتی بخش دولتی در تصدی فعالیت‌های اقتصادی، و افزایش سطح عمومی اشتغال با ابلاغ سیاست‌های اصل ۴۴ در ابتدای سال ۱۳۸۶، بخش دولتی مؤظف شد که تا پنج سال آینده میزان حضور خود در صنایع مشمول این اصل را به کم‌تر از بیست درصد رسانده و سهام شرکت‌های مشمول این اصل را تا حد مجاز، به بخش عمومی - غیر دولتی و بخش خصوصی واگذار کند.

شرکت‌ها و نیروگاه‌های دولتی نیز از صنایع مشمول این اصل اند که باید سهام‌شان واگذار شود. به این ترتیب وزارت نیروی ایران باید بیشتر نیروگاه‌های خود را براساس قراردادهای گوناگون به بخش خصوصی واگذار کرده و زمینه‌ی رقابتی‌کردن فرایند عرضه و تقاضای برق را فراهم آورده و بازار برق ایران را طی چند سال آینده به صورت کاملاً رقابتی اداره کند. در این وضعیت مدیریت قراردادهای ECA که در آن بخش دولتی متعهد به خرید برق به قیمت تضمینی شده است با چالش‌های فراوانی مواجه خواهد شد. گفتنی است شرکت توانیر تا انتهای سال ۱۳۸۵ قرارداد ۱۳ نیروگاه را در قالب ECA با بخش خصوصی امضاء کرده است (جدول ۲).

۵. مطالعه‌ی موردی: نیروگاه توربین گازی رودشور

نیروگاه توربین گازی رودشور با ظرفیت کل ۷۹۲ مگاوات در ۴۴ کیلومتری جنوب غربی تهران و در مکانی به نام «رودشور» قرار گرفته است. این نیروگاه به‌عنوان اولین تجربه‌ی دولت ایران و در قالب ECA بین شرکت توانیر و شرکت سرمایه‌گذاری ماهتاب‌گستر به صورت BOO به اجرا و بهره‌برداری رسیده است. بخش دولتی براساس این قرارداد مسئولیت طراحی، مهندسی، سرمایه‌گذاری، تأمین تجهیزات، حمل و نقل تجهیزات، ساخت، نصب، آزمایش، راه‌اندازی، نگهداری، تعمیر، مدیریت و مالکیت پروژه را به شرکت ماهتاب‌گستر واگذار و تضمین کرده است که سوخت مورد نیاز نیروگاه در طول دوران بهره‌برداری تجاری از نیروگاه را در اختیار بهره‌بردار نیروگاه قرار داده و ظرفیت خالص قابل اتکای نیروگاه را از محل اتصال نیروگاه به شبکه‌ی سراسری

BOO و BOT را با بخش خصوصی امضاء می‌کند. این قراردادها به سه روش پنج‌ساله، تا ده‌ساله و بیش از ده‌ساله بین طرفین به امضاء می‌رسند.

- فروش براساس قیمت تضمینی: در این روش تولیدکننده‌ی برق می‌تواند انرژی تولیدی خود را براساس قیمت تضمینی به شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران بفروشد.

تا انتهای سال ۱۳۸۵ بیشتر انرژی برق تولیدشده در ایران توسط شرکت‌ها و نیروگاه‌های دولتی تولید و برای فروش به بازار عمده‌فروشی برق ایران عرضه شده و توسط شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران خریداری شده است. البته انرژی کمی نیز توسط تولیدکنندگان بخش خصوصی براساس قراردادهای ECA در این سال به شبکه‌ی برق ایران تزریق شده است.

براساس آمارهای اعلام شده از سوی شرکت توانیر، از مجموع ۴۶۲۶۰ مگاوات انرژی تولیدشده در سال ۱۳۸۵ در ایران، حدوداً ۴۴۵۱۰ مگاوات توسط نیروگاه‌های دولتی و ۱۷۵۰ مگاوات نیز توسط تولیدکنندگان خصوصی و براساس قراردادهای ECA تولید شده است. بنابراین بیشتر انرژی تولیدی برق در ایران توسط بخش دولتی تأمین شده و نشان‌دهنده‌ی این واقعیت است که تصدی‌گری دولت در این بخش بسیار زیاد است (جدول ۱).

برای کاهش تصدی‌گری دولت، شتاب بخشیدن به رشد اقتصاد ملی، گسترش مالکیت در سطح عموم مردم، ارتقاء کارایی بنگاه‌های اقتصادی و بهره‌وری منابع مادی، انسانی و فناوری، افزایش رقابت‌پذیری در اقتصاد ملی، افزایش سهم بخش

جدول ۱. تعداد واحدهای نیروگاهی دولتی تا انتهای ۱۳۸۵. [۲۲]

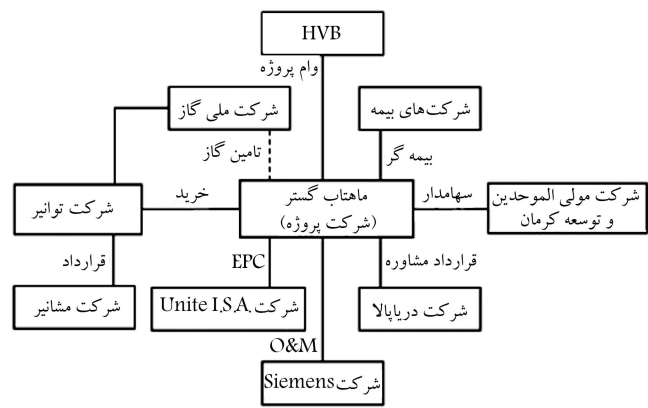
بخار	گاز سوز	سیکل ترکیبی	دیزلی	برق آبی	جمع کل
توانیر	۷۱	۱۵۸	۳	۷۱	۳۶۰
صنایع بزرگ	۹	۲	-	-	۱۱

جدول ۲. قراردادهای ECA شرکت توانیر تا انتهای سال ۱۳۸۵. [۲۲]

نام نیروگاه	شرکت پروژه	ظرفیت کل نیروگاه (MW)	نوع قرارداد	وضعیت فعلی
۱. پره سر	شرکت پره سر	۹۵۴	BOT	در حال ساخت
۲. چهل ستون	شرکت جنوب اصفهان	۹۵۴	BOT	سنکرون شده
۳. خرم‌آباد	شرکت تولید برق خرم‌آباد	۱۱۵۶	BOO	در حال ساخت
۴. رودشور	شرکت ماهتاب‌گستر	۷۹۲	BOO	سنکرون شده
۵. سرخس	شرکت شمس سرخس	۵۴۸	BOO	در حال ساخت
۶. طوس	شرکت طوس - مینا	۹۵۴	BOO	در حال ساخت
۷. عساولیه ۱	شرکت صبا انرژی	۵۲۸	BOO	در حال ساخت
۸. عساولیه ۲	شرکت مینا	۵۲۸	BOO	در حال ساخت
۹. فارس	شرکت فارس	۹۵۴	BOT	در حال ساخت
۱۰. قم ۱	شرکت مشانیر	۵۴۸	BOO	در حال ساخت
۱۱. کهنوج	شرکت ماهتاب‌گستر	۱۰۰۰	BOO	در حال ساخت
۱۲. هرمزگان ۱	شرکت تبدیل انرژی سمنان	۵۲۸	BOO	در حال ساخت
۱۳. هریس	شرکت زتل	۱۱۲۸	BOT	در حال ساخت

جدول ۳. توزیع ریسک درآمد و بازار در نیروگاه توربین گازی رودشور.

بخش خصوصی	بخش دولتی	ریسک درآمد و بازار
	X	۱. درآمد غیرکافی شرکت پروژه
	X	۲. نوسان در تقاضای انرژی برق
X		۳. نوسان در عرضه انرژی برق
	X	۴. نوسان در قیمت سوخت نیروگاه
	X	۵. تأخیر در پرداخت صورت حساب‌ها
	X	۶. دزدی برق
	X	۷. خطا در انتقال انرژی برق
	X	۸. مشکلات جمع‌آوری قیوض از مشترکین



شکل ۲. ساختار قراردادی نیروگاه توربین گازی رودشور.

دوره‌ی خرید تضمینی برق نیروگاه رودشور در جدول ۳ خلاصه و ارائه شده است که در ادامه، در مورد هر یک از آنها مفصلاً بحث خواهد شد.

۱.۶. ریسک درآمد غیرکافی شرکت پروژه و نوسان در تقاضای انرژی

بر اساس توافق‌نامه‌ی بین توانیر و شرکت پروژه که در قالب قرارداد ECA بین طرفین به امضاء رسیده است، توانیر باید سوخت نیروگاه را در طول دوران بهره‌برداری تجاری نیروگاه و به هزینه‌ی خود در اختیار شرکت پروژه قرار داده و در مقابل، شرکت پروژه متعهد شده است که ظرفیت خالص قابل اتکای نیروگاه را به توانیر بفروشد؛ شرکت توانیر نیز باید انرژی تولیدشده را از محل اتصال نیروگاه به شبکه‌ی سراسری برق ایران به قیمت تضمینی خریداری کند. شرکت پروژه پس از پایان دوره‌ی بهره‌برداری تجاری می‌تواند انرژی تولیدی خود را به روش‌های دیگری به بازار برق ایران عرضه کند. شرکت توانیر با دادن چنین تضمین‌هایی نه تنها ریسک درآمد غیرکافی شرکت پروژه را به عهده گرفته، بلکه ریسک نوسان در تقاضای برق را نیز عهده‌دار شده و تضمین کرده است که در شرایط عادی تمامی برق تولیدشده را خریداری خواهد کرد. دادن چنین تضمینی از سوی بخش دولتی باعث افزایش اطمینان سرمایه‌گذاران و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری این پروژه شده است. چون داشتن چنین ضمانتی در حقیقت اطمینان‌یافتن از داشتن جریان درآمد مناسب و دائمی شرکت پروژه بوده و به عبارت دیگر باعث ایجاد اطمینان از بازپرداخت وام پروژه به خصوص در سال‌های اولیه‌ی بهره‌برداری نیروگاه از سوی وام‌دهندگان پروژه شده که در کل موضوع پروژه را به صورت بانک‌پذیر درآورده است.

چنان‌که پیش‌تر نیز بیان شد، جریان درآمد شرکت‌های پروژه در پروژه‌هایی از این دست تحت تأثیر مستقیم دو عامل تعرفه‌ها و سطح بازدهی تأسیسات است. به این ترتیب برای افزایش ارزش پول خدمات حاصل از پروژه در سطح بازار، و نیز عملکرد داخلی شرکت پروژه، سطح ریسک درآمد غیرکافی شرکت پروژه باید به عرضه‌ی رقابتی برق و نیز سطح بازدهی نیروگاه مرتبط شود (شکل ۱). به منظور معین کردن چگونگی محاسبه‌ی درآمد شرکت پروژه در دوره‌ی خرید تضمینی به عوامل مؤثر در قیمت‌گذاری انرژی برق در مورد نیروگاه توربین گازی رودشور پرداخته خواهد شد. سازوکار پرداخت در مورد نیروگاه توربین گازی رودشور بستگی به نرخ آمادگی (A_r) و نرخ تبدیل انرژی (C_r) دارد که چنین محاسبه می‌شوند:

$$A_r = A_{rwm} \times Ad \quad (2)$$

$$C_r = C_a \times Ad \quad (3)$$

برق ایران، به صورت تضمینی خریداری کند^[۱۳] (ظرفیت خالص قابل اتکای نیروگاه عبارت است از ظرفیت کل نیروگاه که انرژی مورد نیاز فعالیت نیروگاه از آن کم شده باشد).

شرکت سرمایه‌گذاری ماهتاب‌گستر (شرکت پروژه) از سرمایه‌گذاری مشترک شرکت مولی‌الموحدین و شرکت توسعه‌ی کرمان و برخی افراد حقیقی به وجود آمده است. شرکت پروژه با انتخاب شرکت دریاپالا و توانیر با انتخاب شرکت مشاورین به عنوان مشاور در ابتدای سال ۱۳۸۲ وارد مذاکرات قراردادی شدند و توانستند در انتهای سال ۱۳۸۳ قرارداد فی‌مابین را نهایی کنند. شرکت HVB آلمان نیز متعهد شده بود که وام پروژه را طبق برنامه‌ی زمان‌بندی در اختیار شرکت پروژه قرار دهد و جریان نقدینگی پروژه را به‌طور مناسبی تأمین کند.

شرکت پروژه قبل از نهایی‌کردن قرارداد خود با توانیر، قرارداد EPC را با Unit International S.A. به امضاء رسانید. بر اساس این قرارداد شرکت پروژه فرایند مهندسی، تدارکات و ساخت نیروگاه را به این شرکت واگذار کرده بود. عملیات ساختمانی نیروگاه بر اساس برنامه‌ی زمان‌بندی طراحی‌شده و با برخورداری از جریان نقدینگی مناسب در پایان سال ۱۳۸۵ به انتها رسید و نیروگاه در انتهای همان سال به شبکه‌ی سراسری برق ایران سنکرون شد. شرکت پروژه فرایند بهره‌برداری و نگهداری (O&M) نیروگاه را قبل از سنکرون واحد اول و پس از تأیید توانیر به شرکت زمینس آلمان واگذار کرد. همچنین شرکت توانیر به منظور تأمین سوخت مورد نیاز نیروگاه، قرارداد تأمین گاز را با شرکت ملی گاز ایران به امضاء رسانید. شرکت ملی گاز ایران سوخت مورد نیاز نیروگاه را به قیمت یارانه‌ی در اختیار شرکت توانیر قرارداده و توانیر نیز سوخت را به هزینه‌ی خود در اختیار شرکت پروژه قرار می‌دهد (شکل ۲).

۶. ریسک درآمد و بازار

ریسک درآمد و بازار در پروژه‌های زیرساخت و به خصوص در پروژه‌های نیروگاهی، ریسک‌هایی را شامل می‌شوند که در ارتباط با کسب درآمد از محل فروش خروجی پروژه و سازوکارهای مرتبط با آن است. بر اساس این پژوهش ریسک درآمد و بازار نیروگاه رودشور به ۸ ریسک فرعی تقسیم‌بندی شد: ریسک درآمد غیرکافی شرکت پروژه، ریسک نوسان در تقاضای انرژی برق، ریسک نوسان در عرضه‌ی انرژی برق، ریسک تأخیر در پرداخت صورت‌حساب‌ها، ریسک نوسان در قیمت سوخت نیروگاه، ریسک دزدی برق، ریسک خطا در انتقال انرژی برق و ریسک مشکلات در جمع‌آوری قیوض از مشترکین.^[۱۴] چگونگی توزیع و تسهیم این ریسک‌ها در

فهرست علائم اختصاری				
آمادگی	A	RLs/KWh	اندیس ها	
کل انرژی تحویل داده شده	D	KWh	نرخ	r
تبدیل انرژی	C	RLs/KWh	بازار عمده فروشی برق	wm
قیمت سوخت	F	RLs	دوره‌ی دوازده ماهه‌ی قبلی	pp
برق تولید شده	G	RLs/KWh	متوسط	a
ضریب تعدیل	Ad	-		

$$C_a = G_{awm} - \frac{F_{ppwm}}{D_{ppwm}} \quad (4)$$

همان‌طور که در فرمول ۲ نشان داده شده است، (A_r) بستگی به نرخ آمادگی در بازار عمده فروشی برق (A_{rwm}) و ضریب تعدیل (Ad) دارد. نرخ آمادگی در بازار عمده فروشی برق (A_{rwm}) توسط شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران و براساس فاکتورهای مربوط به بازار عمده فروشی برق که در آن شرکت‌ها و نیروگاه‌های برق دولتی فعالیت می‌کنند، محاسبه شده و مبنای عمل قرار می‌گیرد. ضریب تعدیل (Ad) در قراردادهای ECA نیز بستگی به مدت قرارداد دارد. طبق فرمول ۳ نرخ تبدیل انرژی (C_r) به متوسط تبدیل انرژی (C_a) و ضریب تعدیل (Ad) بستگی دارد. براساس فرمول ۴ نیز محاسبه‌ی متوسط تبدیل انرژی (C_a) به سه عامل - برق تولیدشده، کل انرژی تحویل داده شده، قیمت سوخت در بازار عمده‌فروشی برق در دوره‌ی دوازده ماهه‌ی قبلی - مرتبط است.

هرچند داشتن تضمین‌هایی به صورت تعهدات شرکت توانیر در قبال شرکت پروژه درمورد خرید برق باعث قابل قبول شدن پروژه از نظر سرمایه‌گذاران پروژه شده است، توجه به نحوه‌ی پرداخت دستمزد شرکت پروژه حاکی از این نکته است که شرایط خرید برق در این مورد به‌گونه‌ی نیست که مشوق‌های طراحی شده به‌منظور ایجاد انگیزه در شرکت پروژه، در جهت افزایش بازدهی نیروگاه و افزایش ارزش پول از این راه مناسب باشند^{۱۴}. زیرا چنان‌که در فرمول‌ها نیز نشان داده شده‌اند، شرایط احتراق نیروگاه و میزان بازدهی آن مبتنی است بر عوامل بازار عمده‌فروشی برق و متوسط کارایی نیروگاه‌های حرارتی که در آن تولیدکنندگان دولتی مشغول فعالیت‌اند و شرکت پروژه باید هر شش ماه یک بار بتواند نیروگاه را با ظرفیت کل خود، آن هم به مدت ۴ ساعت به‌کار اندازد. با این حال پرداخت دستمزد به‌گونه‌ی نیست که عملکرد شرکت پروژه را در طول دوران بهره‌برداری افزایش دهد، هرچند برای عدم تولید جرایم سنگینی در نظر گرفته شده است.

۲.۶. ریسک نوسان در عرضه‌ی انرژی برق

گفتنی است یکی از مهم‌ترین اهداف دولت‌ها از ورود به شراکت بلندمدت با بخش خصوصی در پروژه‌های زیرساخت، دستیابی به خدمات دائمی و باکیفیت است. بنابراین منطقی است که بخش دولتی با پذیرش ریسک‌های درآمد غیرکافی شرکت پروژه و ریسک نوسان در تقاضای انرژی برق، ریسک نوسان در عرضه‌ی انرژی برق را به بخش خصوصی واگذار کند. به‌این ترتیب در توافق‌نامه‌ی نیروگاه توربین گازی رودشور هرگونه نوسان در عرضه‌ی انرژی برق (خارج از قصور توانیر) بر عهده‌ی شرکت ماهتاب‌گستر است و در صورت بروز چنین اتفاقی، شرکت پروژه باید جرایم عدم تولید را پرداخت کند. به‌عبارت دیگر اگر شرکت پروژه نتواند انرژی مورد نیاز شرکت توانیر را در محدوده‌ی زمانی مورد نظر تولید کند، جریمه‌ی آزمون ناموفق

ظرفیت^{۱۵} پیش آمده و شرکت ماهتاب‌گستر باید مقادیر قابل توجهی، به میزان بیست برابر هزینه‌ی انرژی تولید نشده، به توانیر پرداخت کند.

۳.۶. ریسک نوسان قیمت سوخت

یکی از مهم‌ترین ریسک‌هایی که بهره‌بردار هر نیروگاهی با آن روبه‌رو است ریسک نوسان قیمت سوخت در بازارهای جهانی است. در قرارداد نیروگاه توربین گازی رودشور و در ساختار فعلی بازار برق ایران، شرکت توانیر به‌طور کامل عهده‌دار این ریسک شده است، به‌طوری که شرکت ماهتاب‌گستر باید براساس استانداردهای توافق‌شده انرژی را تولید کند و در اختیار شرکت توانیر قرار دهد. در مقابل نیز، اگر توانیر نتواند سوخت مورد نیاز را براساس کیفیت و جدول زمانی توافق‌شده به شرکت پروژه تحویل دهد باید معادل انرژی تولیدنشده (به‌خاطر خروج واحدها از مدار) به شرکت ماهتاب‌گستر جریمه پرداخت کند.

پس از پایان دوره‌ی بهره‌برداری تجاری شرکت پروژه مسئولیت مستقیم تأمین سوخت را بر عهده دارد و توانیر هیچ‌گونه تضمینی در این شرایط نپذیرفته است؛ اگرچه در این شرایط توانیر متعهد شده است که سوخت را براساس قیمت سوخت نیروگاهی که تعرفه‌های آن از طرف دولت تعیین می‌شود در اختیار شرکت پروژه قرار دهد.

سوخت دائمی نیروگاه رودشور گاز طبیعی، و سوخت پشتیبان آن گازوئیل است (سوخت پشتیبان در هر نیروگاهی برای آزمایش تجهیزات، توربین‌ها و نیز در شرایط اضطراری همچون تعمیرات در خطوط انتقال گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد). توانیر باید این سوخت را با هزینه‌ی خود، و در نقطه‌ی تحویل انرژی در اختیار بهره‌بردار نیروگاه قرار دهد (شرکت ملی گاز ایران سوخت نیروگاهی را با یارانه‌های بسیار زیادی در اختیار توانیر قرار می‌دهد). انجام آزمایشات تعیین کیفیت سوخت اصلی و سوخت پشتیبان برعهده‌ی شرکت ماهتاب‌گستر است که باید در حضور نماینده‌ی توانیر انجام گیرد و در صورتی که سوخت تحویلی با استانداردهای مورد توافق مطابقت نداشته باشد، توانیر باید به هزینه‌ی خود سوخت مورد نظر را از نیروگاه خارج کند و خسارت‌های تحمیل شده را درازای خاموش بودن واحدهای مختلف نیروگاه، به شرکت پروژه پرداخت کند. به‌این ترتیب توانیر تمامی ریسک‌های مربوط به حمل‌ونقل سوخت، نوسان در قیمت جهانی سوخت و تضمین کیفیت سوخت را در دوره‌ی بهره‌برداری تجاری نیروگاه برعهده گرفته است.

۴.۶. ریسک تأخیر در پرداخت صورت‌حساب‌ها

توانیر همچنین خسارات هرگونه تأخیر در پرداخت هزینه‌های شرکت پروژه را پذیرفته و تضمین کرده است که در صورت تأخیر در پرداخت، جریمه‌ی معادل سود حساب‌های کوتاه‌مدت بانک‌های دولتی را به شرکت ماهتاب‌گستر پرداخت کند. اما تأخیر در بازپرداخت وام‌های پروژه و تبعات هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم بر شرکت پروژه خواهد داشت و توانیر در این مورد ریسکی را بر عهده نگرفته است.

۵.۶. ریسک‌های دزدی برق، خطا در انتقال برق و مشکلات

جمع‌آوری قیوض

چنان‌که پیش‌تر نیز بیان شد توانیر ظرفیت خالص قابل اتکای پروژه را از محل اتصال نیروگاه به شبکه‌ی سراسری برق ایران از شرکت ماهتاب‌گستر خریداری کرده و چون فرایند انتقال و توزیع انرژی برق در ایران کاملاً دولتی است، شرکت پروژه هیچ‌گونه ریسکی در قبال دزدی برق، خطا در انتقال و جمع‌آوری قیوض از مشترکین متحمل نشده و بخش دولتی تمامی این ریسک‌ها را بر عهده گرفته است. به‌عبارت دیگر

توانیر در این فرایند به‌عنوان واسط بین تولیدکننده و مصرف‌کننده عمل کرده که با گشایش حساب غیر قابل برگشت دستمزد شرکت پروژه را برای دوره‌ی یک ماهه‌ی قبل به آن حساب واریز می‌کند.

۷. بحث

با توجه به موارد ذکر شده در مورد نیروگاه توربین گازی رودشور بخش دولتی ایران برای تضمین جریان درآمد مناسب و کافی شرکت پروژه در دوران بهره‌برداری تجاری نیروگاه تمام ریسک‌های درآمد و بازار را، به غیر از ریسک نوسان در عرضه‌ی انرژی برق، برعهده گرفته و تضمین کرده است که سوخت مورد نیاز نیروگاه را در این دوران به هزینه‌ی خود در اختیار شرکت پروژه قرار داده و انرژی تولید شده را از محل اتصال نیروگاه به شبکه‌ی سراسری برق ایران خریداری کند. در دوران پس از دوره‌ی خرید تضمینی، شرکت پروژه می‌تواند انرژی تولیدی خود را براساس سایر روش‌ها به بازار برق ایران عرضه کند. در این دوران مسئولیت تأمین سوخت نیروگاه برعهده‌ی شرکت ماهتاب‌گستر خواهد بود ولی بخش دولتی تضمین کرده است که مابه‌الفاوت قیمت سوخت خریداری شده با قیمت سوخت نیروگاهی تصویب شده توسط دولت ایران را به شرکت پروژه پرداخت کند.

با توجه به موارد ذکر شده در این مطالعه‌ی موردی، بخش دولتی تا حدودی توانسته است، با تسهیم مناسب ریسک درآمد و بازار در کل دوره‌ی بهره‌برداری نیروگاه، از طریق ایجاد رقابت در سال‌های پس از خرید تضمینی، در جهت افزایش ارزش پول حرکت کند. با این حال، توانیر می‌تواند با بهره‌گیری بیشتر از پتانسیل مدیریتی بخش خصوصی به افزایش هرچه بیشتر ارزش پول امیدوار باشد؛ هرچند اگر شرایط دیگری در پذیرش ریسک‌ها در شرایط سال امضای قرارداد رخ می‌داد، امکان عقد قرارداد از بین می‌رفت. با این حال در ادامه، نگارندگان به دنبال بررسی شرایط بهتر برای افزایش ارزش پول در طولانی‌مدت، در صنعت برق کشور برای قراردادهای آتی هستند.

چنان که در بخش‌های قبل نیز بیان شد، ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان فعال در بازار و نیز طراحی نظام تشویق و پاداش مناسب برای افزایش کارایی نیروگاه‌ها در دوره‌ی بهره‌برداری تجاری از مهم‌ترین عوامل مرتبط با ریسک درآمد و بازار در جهت افزایش ارزش پول هستند.

توانیر در قرارداد پنج‌ساله‌ی خود با شرکت ماهتاب‌گستر اقدام به خرید تضمینی برق از آن شرکت کرده است و به‌این ترتیب ریسک درآمد غیر کافی شرکت پروژه و ریسک نوسان در تقاضای برق را برعهده گرفته است. اتخاذ چنین سیاستی از سوی توانیر در سال‌های امضای توافق‌نامه باعث بانک پذیر شدن پروژه، به‌خصوص در سال‌های اولیه‌ی بازپرداخت وام پروژه شده است، اگرچه ممکن بود با عدم پذیرش این ریسک‌ها از سوی توانیر امکان عقد قرارداد از بین می‌رفت. در دوران پس از خرید تضمینی نیز شرکت پروژه باید انرژی تولیدی خود را به طرق دیگری عرضه کند تا از این طریق بتواند علاوه بر بازپرداخت وام پروژه به حاشیه‌ی سود معقول خود در سال‌های آتی دست یابد. در این شرایط شرکت پروژه یا باید انرژی تولیدشده را مستقیماً تحت عنوان قراردادهای دوجانبه به مصرف‌کننده بفروشد، یا از طریق بازار برق عرضه کند (شایان ذکر است براساس تغییرات ناشی از ابلاغ سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی، بازار برق ایران طی سال‌های آتی به‌صورت رقابتی اداره خواهد شد). به این ترتیب در سال‌های پس از دوره‌ی خرید تضمینی و با واگذاری ریسک‌های درآمد غیرکافی و نوسان در تقاضای برق به شرکت پروژه سازوکارهای

خوبی برای افزایش ارزش پول از طریق ایجاد رقابت سازنده بین تولیدکنندگان فعال به‌وجود خواهد آمد؛ اگرچه توانیر در این دوران به‌طور ضمنی و به‌طور مناسبی اقدام به کاهش این ریسک‌ها از طریق انتقال بخشی از آن به مصرف‌کنندگان کرده است. شرکت توانیر در ابلاغیه‌ی به مصرف‌کنندگان تأکید کرده است که این شرکت به هیچ‌یک از مصرف‌کنندگان بیش از ۲۰ مگاوات ساعت برق واگذار نخواهد کرد. به‌این ترتیب صنایع و کارخانجات بزرگ صنعتی کشور با پذیرش مقداری از ریسک‌های مزبور در جهت عقد قراردادهای دوجانبه با شرکت‌های پروژه خواهند بود. نهایتاً توانیر با تصمیم‌گیری‌های استراتژیک خود در این زمینه توانسته است از سازوکار ایجاد رقابت در بازار برق برای افزایش ارزش پول بهره‌گیری کند، و همچنین در بلندمدت وجود بازار مناسبی را برای بخش خصوصی تضمین کند. عقد چنین قراردادهایی را می‌توان «ریورکد ترکیبی» نام نهاد.

به‌عقیده‌ی بیشتر کارشناسان، فرایند تبدیل بازار برق به یک بازار کاملاً رقابتی نمی‌تواند از نوع فرایندهایی باشد که بتوان آن‌را در کوتاه‌مدت به ثمر رسانید. این کار باید در بلندمدت و پس از آماده‌سازی بسترهای لازم و جلب اطمینان تولیدکنندگان برق از وجود بازار مناسب در طولانی‌مدت انجام گیرد. به‌این ترتیب خرید برق به‌قیمت تضمینی در ۵ سال اولیه‌ی قرارداد و ابلاغیه‌ی فروش بیشینه‌ی انرژی می‌تواند توانیر را در دست‌یابی به این مهم یاری رساند.

چنان‌که در سازوکار پرداخت نیروگاه توربین گازی رودشور اشاره شد، حداقل شرایط احتراقی در این نیروگاه براساس متوسط کارایی و آمادگی کلیه‌ی نیروگاه‌های حرارتی فعال در کشور مورد محاسبه قرار می‌گیرد. تحقیق نگارندگان نشان‌دهنده‌ی این واقعیت است که توانیر پتانسیل زیادی را از این طریق در افزایش بهره‌وری در شرکت پروژه ازدست داده است، زیرا بهره‌برداران نیروگاه‌های فعال حرارتی در کشور از بهره‌وری ایده‌آلی برخوردار نیستند و منطقی به‌نظر می‌رسد بهره‌وری نیروگاه‌های PPP چیزی فراتر از متوسط عملکرد نیروگاه‌های دولتی باشد؛ هرچند در قرارداد مذکور جرایم سنگینی بابت کاهش کارایی و عملکرد نیروگاه توربین گازی رودشور در نظر گرفته شده است. علی‌رغم ارتباط سازوکار پرداخت به‌متوسط کارایی نیروگاه‌های حرارتی فعال در کشور، تعریف چنین سازوکارهای جرمه‌ی نمی‌تواند به‌درستی در جهت افزایش کارایی نیروگاه‌ها باشد. زیرا بهره‌برداران پروژه در مقیاس کلان فقط به‌دنبال این خواهند بود که شرایط احتراقی نیروگاه را طوری مهیا کنند که مشمول جرایم عدم تولید نشوند. البته در این قرارداد و قراردادهای مشابه و طبق قانون، پاداش‌های خاصی نیز در صورت افزایش بهره‌وری پیشنهاد شده است، ولی بنابر تحقیق این پاداش‌ها طوری نیستند که رغبت کافی برای افزایش بهره‌وری در بهره‌بردار پروژه ایجاد کنند^{۱۴}. به‌این ترتیب پیشنهاد می‌شود علاوه بر تعریف سازوکارهای جداگانه برای نیروگاه‌های بخش خصوصی که در آنها وضعیت احتراقی مستقل از عملکرد نیروگاه‌های دولتی است، سازوکارهای تشویقی نیز به‌صورت پله‌ی در نظر گرفته شده و ارتباط تنگاتنگی بین افزایش بهره‌وری و سازوکار پرداخت ایجاد شود. البته پس از واگذاری بیشتر نیروگاه‌های دولتی به بخش خصوصی (متأثر از ابلاغ سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی) پتانسیل فراوانی برای افزایش بهره‌وری نیروگاه‌های حرارتی ایجاد خواهد شد. به‌این ترتیب پیشنهاد می‌شود، توانیر سازوکار پرداخت جدیدی بر مبنای ارتباط تنگاتنگ پرداخت‌ها براساس افزایش بهره‌وری طراحی کند، و در قراردادهای جدید نیز ماده‌ی را برای پوشش تغییرات احتمالی در سازوکار پرداخت در نظر گیرد. نظر نگارندگان بر این است که توجه بیشتر به کارایی و افزایش بهره‌وری نیروگاه در دوره‌ی پس از خرید تضمینی در سرلوحه‌ی کار شرکت‌های پروژه قرار خواهد گرفت تا این شرکت‌ها از این طریق بتوانند به‌سود بیشتری دست یابند. ازجمله موارد دیگری که در مورد نیروگاه رودشور مورد توجه قرار گرفت، ریسک تأمین سوخت

- و نوسان در قیمت آن بوده است.^{۱۷} در شرایط فعلی کشور عرضه هرگونه سوخت به مصرفکنندگان کاملاً در انحصار دولت است و قیمت آن نیز به طور یک‌جانه از طرف دولت تعیین می‌شود. در ایران نرخ سوخت گاز براساس نوع مصرفکنندگان در سه سطح تعرفه‌یی به فروش می‌رسد: تعرفه‌ی خانگی، تعرفه‌ی تجاری، و تعرفه‌ی صنعتی. سوخت نیروگاه‌های گازی از نوع تعرفه‌های صنعتی است، و به این ترتیب توانیر ناچار از پذیرش ریسک تأمین سوخت و نوسان در قیمت آن بوده است. با این حال بخش دولتی پتانسیل زیادی را به‌علت دولتی‌بودن فرایند عرضه‌ی سوخت از یک سو، و نیز پرداخت پاره‌های انرژی به تولیدکنندگان انرژی برق از سوی دیگر از دست می‌دهد.
- پیشنهاد می‌شود بخش دولتی با افتتاح و راه‌اندازی بازار و بورس انرژی در کشور، و آماده‌سازی بسترهای مناسب برای این کار اولاً امکان خرید رقابتی سوخت ارزان‌قیمت‌تر و با کیفیت‌تر را برای شرکت‌های پروژه فراهم آورد، و ثانیاً انگیزه‌ی بیشتری برای افزایش کارایی نیروگاه‌ها ایجاد کند. در این شرایط بهتر است دولت به مصرفکنندگان پاره‌های انرژی پرداخت کند، البته در این شرایط نیز غالباً مقداری از ریسک تأمین سوخت و نوسان در قیمت آن را می‌توان با طرف سوم یعنی مصرفکننده‌ی نهایی تقسیم کرد. چنین رویکردی در بیشتر کشورها تجربه شده است. در سطح دنیا به‌علت اهمیت استراتژیک انرژی برق در سطح کشورها، بخش انتقال برق غالباً توسط دولت‌ها اداره می‌شود. این رویکرد پس از بروز مشکل در خطوط انتقال برق ایالت کالیفرنیا در ایالات متحده بیش از پیش اهمیت استراتژیک یافته است. به این ترتیب پذیرش ریسک‌های مرتبط با انتقال برق توسط بخش دولتی کاملاً منطقی است.
- با این تفاسیر، قرارداد نیروگاه توربین گازی رودشور، به‌عنوان اولین تجربه‌ی دولت ایران در عقد قراردادهای BOO/ECA و به‌عنوان یک پروژه‌ی پایلوت توانست در شرایط فعلی کشور جریان درآمد مناسب و کافی را برای شرکت پروژه تضمین کرده و با اصلاحات انجام‌شده در قرارداد تا حدود زیادی در جهت افزایش ارزش پول در صنعت برق حرکت کند. امید است عقد قراردادهای مشابه نیروگاه توربین گازی رودشور، با پوشش موارد ذکر شده، مورد توجه دست‌اندرکاران این صنعت قرار گیرد.
- پیشنهاد می‌شود توانیر با تعریف سازوکار پرداخت جدیدی که در آن عملکرد بهره‌بردار پروژه فراتر از عملکرد نیروگاه‌های دولتی در نظر گرفته شود، با استفاده از توان مدیریتی بخش خصوصی در جهت افزایش ارزش پول در بلندمدت حرکت کند.
- پیشنهاد می‌شود بخش دولتی برای بهره‌گیری از توان رقابتی بین تولیدکنندگان فعال، بسترهای لازم را برای تأسیس و راه‌اندازی بازار و بورس انرژی ایجاد کند. در این شرایط علاوه بر ایجاد رقابت در تأمین‌کنندگان سوخت نیروگاه‌ها برای فروش سوخت با کیفیت‌تر و ارزان‌تر به شرکت‌های پروژه، انگیزه‌ی مضاعفی در بهره‌بردار نیروگاه برای افزایش بهره‌وری ایجاد خواهد شد.
- توانیر با خرید برق به‌قیمت تضمینی در پنج سال اولیه‌ی قرارداد توانسته است با کاهش ریسک درآمد غیرکافی شرکت پروژه و ریسک نوسان در تقاضای برق موضوع پروژه را به‌صورت قابل قبولی درآورد. این استراتژی باعث ایجاد انگیزه در شرکت‌های پروژه، به‌منظور سرمایه‌گذاری در صنعت برق ایران و پوشش خلاء سرمایه‌گذاری در این صنعت شده است.
- عرضه‌ی برق به بازار رقابتی، یا عقد قراردادهای دوجانبه روشی است که شرکت پروژه پس از دوران خرید تضمینی به آن متوسل خواهد شد. اتخاذ این استراتژی (رویکرد ترکیبی) از سوی توانیر در عقد قراردادهای آتی باعث ایجاد انگیزه برای فروش رقابتی بین تولیدکنندگان فعال شده و به افزایش ارزش پول در این صنعت در بلندمدت خواهد انجامید.
- در نظر گرفتن سازوکارهای تشویقی جدید با ارتباط تنگاتنگ بین عملکرد شرکت‌های پروژه و سازوکار پرداخت، که در اصطلاح سازوکارهای پله‌یی نامیده می‌شوند، برای ایجاد انگیزه‌ی بیشتر در بهره‌بردار پروژه به‌منظور افزایش بهره‌وری نیروگاه در عقد قراردادهای آتی باید مورد تأکید قرار گیرند.
- فرایند تبدیل بازار برق ایران به یک بازار کاملاً رقابتی باید به‌آرامی صورت گیرد تا به این وسیله شرکت‌های پروژه اطمینان لازم را از برخورداری از بازار دائمی داشته باشند. سیاست توانیر در خرید برق به‌قیمت تضمینی در پنج سال اولیه‌ی قراردادهای آتی چنین اطمینانی را ایجاد خواهد کرد.
- پیشنهاد می‌شود توانیر در عقد قراردادهای جدید خود به‌صورت ECA/BOO، درمورد نحوه‌ی عرضه و تقاضای انرژی تولیدی، قراردادهایی مشابه قرارداد نیروگاه توربین گازی رودشور را انتخاب کرده و قراردادهای خود را به‌صورت رویکرد ترکیبی منعقد کند. عقد قراردادهای بلندمدت ECA/BOO با سازوکار پرداخت مشابه این قرارداد به‌خاطر عدم بهره‌گیری از ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان در سطح بازار برق، نخواهد توانست ارزش پول را در بلندمدت برای صنعت برق ایران به ارمغان بیاورد.
- پیشنهاد می‌شود، توانیر با تعریف سازوکار پرداخت جدیدی که در آن عملکرد بهره‌بردار پروژه فراتر از عملکرد نیروگاه‌های دولتی در نظر گرفته شود، با استفاده از توان مدیریتی بخش خصوصی در جهت افزایش ارزش پول در بلندمدت حرکت کند.
- پیشنهاد می‌شود بخش دولتی برای بهره‌گیری از توان رقابتی بین تولیدکنندگان فعال، بسترهای لازم را برای تأسیس و راه‌اندازی بازار و بورس انرژی ایجاد کند. در این شرایط علاوه بر ایجاد رقابت در تأمین‌کنندگان سوخت نیروگاه‌ها برای فروش سوخت با کیفیت‌تر و ارزان‌تر به شرکت‌های پروژه، انگیزه‌ی مضاعفی در بهره‌بردار نیروگاه برای افزایش بهره‌وری ایجاد خواهد شد.

۸. نتیجه‌گیری

هدف اصلی این تحقیق بررسی چگونگی تضمین درآمد مناسب و کافی بخش خصوصی، افزایش ارزش پول در صنعت برق و پوشش تغییرات احتمالی در بازار برق ایران متأثر از ابلاغ سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی (در مطالعه‌ی موردی نیروگاه گازسوز رودشور) بوده است. نتایج حاصله عبارت‌اند از:

پانویس

1. value for money
2. public-private partnership (PPP)
3. build, operate, transfer (BOT)
4. build, ownership, operate (BOO)
5. build, ownership, operate, transfer (BOOT)

6. build, leasing, operate (BLO)
7. rehabilitant, operate, transfer (ROT)
8. pure BOT variation
9. open book accounting
10. interpretative approach

۱۱. شایان ذکر است، تا به حال (۱۳۸۶) مکانیزم‌های اجرایی عقد چنین قراردادهایی در بازار برق ایران فراهم نشده و صنعت برق کشور در پی بستر سازی برای آن می‌باشد.

12. energy conversion agreement (ECA)
 ۱۳. طول دوران خرید برق به قیمت تضمینی در نیروگاه توربین گازی رودشور در زمان عقد قرارداد از انواع قراردادهای بلندمدت و بیست ساله در نظر گرفته شده بود. اخیراً به علت تحولات به وجود آمده در چگونگی خرید برق به قیمت تضمینی، بر اساس الحاقیه‌یی مدت قرارداد مذکور پنج ساله و به صورت کوتاه مدت در نظر گرفته شده است.
 ۱۴. البته بخش دولتی پاداش‌هایی را در صورت افزایش کارایی نیروگاه برای بخش خصوصی در نظر می‌گیرد ولی پاداش‌های در نظر گرفته شده طبق تحلیل‌هایی که در این تحقیق به آن‌ها اشاره خواهد شد، از نوع پاداش‌هایی نیستند که بتوانند باعث افزایش ارزش پول از طریق افزایش بهره‌وری شوند.
 15. unsuccessful capacity test fine
 ۱۶. هرچند نیروگاه رودشور با سطح بازدهی مناسبی فعالیت می‌کند ولی تعریف سازوکارهای پاداش و تشویق باید با در نظر گرفتن تمامی بهره‌برداران و در سطح کلان در نظر گرفته شود.
 ۱۷. ریسک تأمین سوخت و نوسان در قیمت آن غالباً در اکثر کشورها بین بخش دولتی، بخش خصوصی و مصرف‌کننده‌ی نهایی تقسیم می‌شود.

منابع

1. Tavanir, The choicest of maximum electricity energy estimating up to 2015, Tehran, Estimating studies office of Tavanir, Available at Tavanir library and information center, pp 1-4 (2007).
2. European Commission, Guidelines for Successful Public- Private Partnerships, Vienna, *European Commission*, PP 55-59, (2003); [_policy/sources/ /comm/regional europa.eu.int Available at:http:// docgener/guides/PPPguide.htm](http://europa.eu.int/comm/regional_policy/sources/docgener/guides/PPPguide.htm)
3. UN/ECE. Guidelines on Private Public Partnerships for Infrastructure Development. United Nations Economic Commission for Europe, Vienna, pp 10-11 (2000).
4. Fryer B. The Practice of Construction Management. UK. Blackwell, pp 228-230 (2004).
5. Zitron Jeff. "Public-private partnership projects: towards model of contractor bidding decision-making" *Journal of Purchasing And Supply Management*, **12**, pp 53-62 (2006).
6. Ministry of Municipal Affaire. Public Private Partnership. Canada, Ministry of Municipal Affaire, pp 7-10 (1999).
7. Forouzbakhsh F. "An approach to the investment analysis of small and medium hydropower plants". Energy Policy. In press.
8. Li- Yin Shen et al. "Role of public private partnership to manage risks in public sector projects in Hong Kong" *International Journal of Project Management*, **24**, pp 587-594 (2006).
9. UK stationary office. Public Private Partnership: The Government's Approach. UK stationary office, London, p. 29 (2000).
10. Institute of Value Management United Kingdom, Fact sheet- what is value management, (2002). http://www.ivm.org.uk/vm_what_is.htm
11. Nazirah Zainul Abidin, and Christine L. Pasquire. "Revolutionize value management: a mode towards sustainability" *International Journal of Project Management*, **25**, pp 275-282 (2007).
12. Jabal-ameli, M. and Mohammad-Sadeghi, A. Value Engineering A How to Manual, Tehran, Forat, pp.10-20 (2003).
13. Shiravi, A. Bot Contracts. Tehran, Tehran Uni Press, pp.116-118 (2004).
14. HM Treasury. PFI: strengthening long- term partnerships. UK, HM Treasury, pp. 82-83 (2006). Available at: <http://hm-treasury.gov.uk>
15. Devaporita K.A.K. "Governance issues in financing of public-private partnership organizations in network infrastructure industries" *International Journal of Project Management* **24**, pp 557-565 (2006).
16. HM Treasury. PFI: strengthening long- term partnerships. UK, HM Treasury, pp. 55-57 (2006). Available at: <http://hm-treasury.gov.uk>
17. Kumaraswamy M.M. and Zhang X.Q. "Government role in BOT-led infrastructure development". *International Journal of Project Management* **19**, pp 195-205 (2001).
18. European Commission. Guidelines for Successful Public-Private Partnerships. Vienna. European Commission, PP. 78 (2003). Available at: http:// europa.eu.int /comm/regional_policy /sources/ docgener/ guides/PPPguide.htm
19. Bing L. et al. "The allocation of risk in PPP/PFI construction projects in the UK". *International Journal of Project Management* **23**, pp 25-35, 2005.
20. Ministry of power and water (Pakistan). Policy for Power Generation Projects Year (2002), Ministry of power and water, Pakistan, pp. 1-27 (2002).
21. Grimsey D., and Lewis M.K. "Evaluating the risks of public private partnerships for infrastructure projects" *International Journal of Project Management* **20**, pp. 107-118 (2002).
22. Wang S.Q., and L.K. Tiong. "Case study of government initiative for PRC's BOT power plant project" *International Journal of Project*, **18**, pp 69-78 (2000).
23. UNIDO. Guidelines for infrastructure development Guidelines for infrastructure development through BOT projects. UNIDO publication, Vienna, pp. 154-177 (1996).
24. European Commission. Guidelines for Successful Public- Private Partnerships. Vienna. European Commission, PP. 50-55 (2003). Available at: [http://europa.eu.int/comm/regional_policy/sources/ docgener/guides/PPPguide.htm](http://europa.eu.int/comm/regional_policy/sources/docgener/guides/PPPguide.htm)
25. Sobhiyah M.H. "Project Start-up and its relevance to organizational development and project management in Iran" *PhD Theses, the University of Birmingham*, pp. 12-14 (1999).
26. Yin RK. The case study research: design and methods. Sage Publications, Newbury Park, pp. 1-5 (1989).
27. Sobhiyah M.H. "Project Start-up and its relevance to organizational development and project management in Iran" *PhD Theses, the University of Birmingham*, pp. 15-18 (1999).