شناسایی و رتبه‌بندی ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری و تهیه نقشه راه کاهش اثرات آن‌ها برای سرمایه‌گذار

شهریور ۱۴۰۱
سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق

دفتر پژوهش

شناسنامه گزارش

عنوان طرح: شناسایی و رتبه‌بندی ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری و تهیه نقشه راه کاهش اثرات آن‌ها برای سرمایه‌گذار

کارفرما: اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران (مرکز پژوهش‌ها)

مجری: سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق

مدیر پروژه: پگاه پاشا زانوس (دفتر پژوهش)

تاریخ گزارش: اسفند ۱۴۰۰

در تهیه این گزارش از دیدگاه متخصصان، خبرگان و صاحب‌نظران

آقایان: مهندس مطهری، مهندس صبوری، مهندس خوش گفتار، مهندس کاظمی، مهندس غیاث‌الدین، مهندس مسعودی و دکتر معصومی بهره جسته‌ایم و قدردان زحمات ایشان هستیم.

همچنین از حمایت تمامی همکاران محترم سندیکا تشکر می‌شود.

فهرست

چکیده ۷
فصل اول ۱٤
۱. مقدمه ۱٥
۲. توصیف وضع موجود ۱۷
۲-۱. بررسی تاریخی ۱۷
۲-۲. الگوی حکمرانی و نظام‌های مدیریتی مستقر ۱۹
وزارت نیرو ۱۹
شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی ۱۹
شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۱۹
شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر) ۲۰
هیات تنظیم بازار برق ایران ۲۰
۲-۳. نگاه آماری ۲٤
۳. مروری بر ادبیات موضوع ۳۳
۳-۱. مرور نظری ۳۳
۳-۱-۱. مفاهیم سرمایه‌گذاری، ریسک و ارتباط میان آن‌ها ۳۳
۳-۲. مرور تجربی ٦٥
۳-۲-۱. مرور داخلی ٦٦
۳-۲-۲. مرور خارجی ۷۸
تجربه چین ۷۸
تجربه فیلیپین ۸۰
تجربه پاکستان ۸۳
تجربه ترکیه ۸٥
۴. طراحی ساختار شکست ریسک برای موضوع مورد بررسی ۸۷
۵. جمع‌بندی ۹۱
فصل دوم ۹٤
۱. مقدمه ۹٥

۲. مرور نظری ۹۶
۲-۱. مروری بر فرآیند مدیریت ریسک و جایگاه ارزیابی ریسک در این فرآیند ۹۶
۲-۲. تکنیک‌های ارزیابی ریسک ۱۰۰
۳. مرور تجربی ۱۱۶
۴. روش‌شناسی ۱۲۶
۴-۱. ارزیابی احتمال و تاثیر برای ماتریس ریسک عمومی (GRM) ۱۲۶
۵. تجزیه و تحلیل نتایج و رتبه‌بندی ریسک‌ها ۱۲۸
۶. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۱۵۷
فصل سوم ۱۶۰
۱. مقدمه ۱۶۱
۲. ساختار نمونه نقشه راه به همراه معرفی اجزای آن ۱۶۲
۲-۱. بیانیه چشمانداز ۱۶۴
۲-۲. وضعیت فعلی پایه ۱۶۴
۲-۳. اهداف ۱۶۶
۲-۳-۱. شناسایی اهداف ۱۶۶
۲-۳-۱-۱. اهدافSMART ۱۶۷
۲-۳-۱-۲. شناسایی شاخص‌های عملکرد اهداف ۱۶۷
۲-۴. فعالیت‌ها ۱۶۸
۲-۴-۱. شاخصهای انطباق فعالیت‌های شناسایی شده ۱۶۹
۲-۴-۲. اولویت فعالیت‌ها ۱۶۹
۲-۵. برنامه پیاده‌سازی ۱۷۲
۲-۶. ساختار حکمرانی ۱۷۳
۲-۷. تحقق منابع ۱۷۴
۲-۸. ریسک‌ها و فروض ۱۷۴
۲-۹. جدول جمع‌بندی ۱۷۵
۳. فرآیند تهیه و طراحی نقشه راه و اقدامات عملی مورد نیاز ۱۷۵

۴. طراحی نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای BOO ۱۷۸
۴-۱. نقشه راه پیشنهادی و اجزای آن ۱۷۹
۴-۲. سایر ملاحظات ۱۹۵
۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۱۹۷
منابع ۱۹۹
پیوست ۱ ..... ۲۰۶
پیوست ۲ ..... ۲۱۲
پیوست ۳ ..... ۲۱۳
پیوست ۴ ..... ۲۲۰

فهرست جداول

جدول (۱). عملکرد نیروگاه‌های BOO بر اساس سال بهره‌برداری ۲۵
جدول (۲). اسامی نیروگاه‌ها به همراه شرکت‌های سرمایه‌گذار ۲۷
جدول (۳). سهم بخش‌ها از افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کشور (درصد) ۳۰
جدول (۴). تقسیم‌بندی ریسک‌های پروژه‌های زیرساختی بر مبنای زمان و سطح اثرگذاری ۵۳
جدول (۵). ریسک‌های ساخت نیروگاه در الگوهای مشارکتی و دسته بندی آن‌ها ۵۴
جدول (۶). تسهیم ریسک در نیروگاه جنوب اصفهان ۷۰
جدول (۷). ریسک‌های موجود در پروژه نیروگاهی لایبین B و تخصیص آن میان بازیگران پروژه ۷۹
جدول (۸). ساختار شکست ریسک در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری ۸۸
جدول (۹). کمی‌سازی احتمال وقوع ریسک ۱۰۶
جدول (۱۰). کمی‌سازی اثرات (منفی) ۱۰۷
جدول (۱۱). کمی‌سازی اثرات (مثبت) ۱۰۷
جدول (۱۲). تحلیل ریسک بر اساس امتیاز ۱۰۸
جدول (۱۳). فاکتورهای ریسک: روش‌های تعیین اهداف ۱۱۰
جدول (۱۴). فاکتورهای ریسک: نتایج شکست در دست‌یابی به اهداف ۱۱۱
جدول (۱۵). کمی سازی احتمال وقوع ریسک ۱۱۳
جدول (۱۶). کمی سازی شدت اثر ریسک بر اهداف پروژه (مورد زمان) ۱۱۴
جدول (۱۷). خطرات شناسایی شده در نیروگاه و شدت و فرکانس اختصاص داده شده به هر یک در مطالعه شیرالی و همکاران ۱۲۵
جدول (۱۸). نمونه ماتریس ریسک ساده‌سازی شده ۱۲۶
جدول (۱۹). ترکیبات احتمال – اثر با وزن‌ها ۱۲۷
جدول (۲۰). اثرات و احتمالات و نوع دسته‌بندی آن‌ها ۱۲۸
جدول (۲۱). رتبه‌بندی ریسک‌ها ۱۳۰
جدول (۲۲). رتبه‌بندی ریسک‌ها برای احتمال و اثرات ۱۴۲
جدول (۲۳). ابزارهای مورد استفاده در تهیه وضعیت پایه نقشه راه ۱۶۴
جدول (۲۴). ساختار حکمرانی ۱۷۳
جدول (۲۵). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک نوسانات ارزی ۱۸۰
جدول (۲۶). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق ۱۸۳
جدول (۲۷). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تامین مالی ۱۸۴
جدول (۲۸). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک درآمدی در بازار برق ۱۸۶
جدول (۲۹). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تحریم ۱۸۷
جدول (۳۰). عوامل موثر بر شناسایی اولویت اجرای فعالیت‌ها ۱۸۸
جدول (۳۱). جدول خلاصه نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌های سرمایه‌گذاری ۱۹۲

فهرست نمودارها

نمودار (۱). افزایش ظرفیت سالانه تولید برق (مگاوات) ۱۳۹۹- ۱۳۸۴ ..... ۲۹
نمودار (۲). سرمایه‌گذاری دولتی در صنعت برق به تفکیک زیربخش‌ها ۱۳۹۹- ۱۳۷۶ ..... ۳۰
نمودار (۳). سرمایه‌گذاری دولتی (دلاری) در تولید برق ۱۳۹۸- ۱۳۷۶ ..... ۳۱
نمودار (۴). ظرفیت نامی تولید برق کشور در سال ۱۳۹۹ به تفکیک نوع تکنولوژی تولیدی (درصد) ۳۳

فهرست اشکال

شکل (۱). ساختار پروژه‌های BOT (BOO) ٤٢
شکل (۲). ساختار قراردادی نیروگاه جنوب اصفهان ٦٩
شکل (۳). ساختار قراردادی پروژه نیروگاهی توس ٧٤
شکل (۴). ساختار مالی پروژه نیروگاهی توس ٧٥
شکل (۵). ساختار مالی و قراردادی پروژه مگات فیلیپین ٨١
شکل (۶). ساختار مالی و قراردادی پروژه برق مترو پاکستان ٨٤
شکل (۷). فرآیند مدیریت ریسک ٩٧
شکل (۸). نمونه ماتریس احتمال - اثر ١٠٥
شکل (۹). ماتریس برآورد ریسک ١٠٥
شکل (۱۰). نمونه ماتریس ریسک ١٠٩
شکل (۱۱). رتبه‌بندی ریسک‌های نهایی برای زمان، کیفیت و هزینه ١١٢
شکل (۱۲). ماتریس ارزیابی ریسک ١٥٤
شکل (۱۳). ساختار سند نقشه راه ١٦٣
شکل (۱۴). تکنیک‌های دست‌یابی به وضعیت پایه ١٦٦
شکل (۱۵). برنامه اولویت‌بندی فعالیت‌ها ١٧١
شکل (۱۶). مدل سه مرحله‌ای برای تهیه و طراحی نقشه راه تسهیل تجارت ١٧٦
شکل (۱۷). برنامه پیاده‌سازی فعالیت‌ها ١٩٠

چکیده

برق از جمله کالاهای اساسی و ضروری است که در دنیای امروز پیش نیاز تولید سایر کالاها و خدمات و نیز دست‌یابی به رفاه اجتماعی است. تامین برق پایدار پیش شرط دست‌یابی به توسعه پایدار و رشد اقتصادی است. به این دلیل که متناسب با افزایش جمعیت، صنعتی شدن و رشد اقتصادی هر ساله تقاضای برق افزایش می‌یابد و نیز با توجه به اینکه قابلیت ذخیره‌سازی برق در مقیاس گسترده وجود ندارد و عرضه و تقاضای برق در هر لحظه باید برابر باشند، تامین برق بدون اختلال و خاموشی، نیازمند افزایش عرضه متناسب با تقاضا است. افزایش عرضه برق به معنای سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه و یا توسعه واحدهای موجود در قالب افزودن بخش بخار به نیروگاه‌های گازی و تبدیل آن‌ها به واحدهای سیکل ترکیبی با ظرفیت و راندمان بالاتر است. از طرفی ساخت نیروگاه فرآیندی زمان‌بر است که معمولا بین ۳ تا ۵ سال به طول می‌انجامد و بنابراین باید در نظر داشت که از زمان تصمیم‌گیری برای ساخت نیروگاه، در صورت فراهم بودن منابع مالی و سایر شرایط، افزایش تولید و عرضه با یک وقفه زمانی قابل توجه صورت می‌پذیرد. هر چند که در کل فصول سال نیاز به استفاده حداکثری از تمام ظرفیت‌های تولید برق نیست، اما هزینه‌های اقتصادی اجتماعی هر دقیقه خاموشی برای بخش خانگی و تولیدی آنقدر بالاست که هر گونه سرمایه‌گذاری در تولید برق را توجیه می‌کند. ضمن آنکه کمبود برق احتمال بروز ناامنی‌های اجتماعی را افزایش داده و به واسطه ناتوانی در عمل به تعهدات صادراتی، موقعیت بین‌المللی کشور را به مخاطره می‌اندازد و تبعات سنگین داخلی و خارجی به همراه دارد.

آنچه در سالیان اخیر در سطح جهانی و به فاصله اندکی در ایران اتفاق افتاده، تغییر رویکرد به برق از کالایی عمومی به کالایی اقتصادی بوده است و در نتیجه این تغییر و به دلایلی از جمله افزایش بازدهی، کاهش فشارهای سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه‌ها بر بودجه عمومی دولت‌ها و افزایش شفافیت قیمت‌گذاری، تجدید ساختار صنعت برق در بسیاری از کشورها تجربه شده و زمینه حضور بخش خصوصی را در تولید و توزیع برق فراهم کرده است.

در جریان تجدید ساختار صنعت برق در ایران، ورود بخش غیر دولتی به تولید برق در بخش حرارتی (نیروگاه‌های بزرگ مقیاس) به چهار شیوه صورت گرفته است. گروه نخست نیروگاه‌هایی هستند که در جریان خصوصی سازی و در قالب رد دیون دولت به بخش غیر دولتی واگذار شده‌اند که عملکرد در این قسمت ۱۵۴۵۴ مگاوات بوده است. گروه دوم نیروگاه‌هایی هستند که با سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی و در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری (BOO) و ساخت، تملک، واگذاری (BOT) احداث شده‌اند. در این بخش ۱۶۵۶۵ مگاوات عملکرد وجود دارد. گروه سوم نیروگاه‌های احداث شده توسط صنایع بزرگ هستند که مجموعا ۶۳۷۱

مگاوات است و در نهایت آخرین گروه واگذاری‌های صورت گرفته به روش مزایده است که ۷۹۹۵ مگاوات می‌باشد (اطلاع نگاشت‌های برق حرارتی، ۱۳۹۸). همچنین در شرایط فعلی، مجموعا ۶۷۰ مگاوات ظرفیت تولید برق انرژی‌های نو شامل بادی، خورشیدی، زباله سوز، بازیافت حرارتی و سایر در بخش غیر دولتی است که با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به بهره‌برداری رسیده است (آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)).

در میان نیروگاه‌هایی که با سرمایه بخش غیر دولتی در بخش حرارتی ساخته شده، عمده قراردادهای موجود BOO بوده و سه نیروگاه در قالب قرارداد BOT به بهره‌برداری رسیده است.[۱] بنابراین الگوی رایج قراردادی در بخش ساخت نیروگاه‌های حرارتی، قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری می‌باشد.

با وجود آنکه در ابتدای فرآیند تجدید ساختار، بخش خصوصی از این تغییرات به خوبی استقبال کرد، اما آمار سرمایه‌گذاری در تولید برق نشان می‌دهد از سال ۱۳۹۲ به بعد رشد افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کاهش یافته است. به طوریکه در فاصله سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱ به صورت میانگین سالانه ۳۹۵۵ مگاوات به ظرفیت‌های تولید برق کشور افزوده شده است که در سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۹ این رقم به ۲۰۴۶ مگاوات رسیده است و ۴۸ درصد کاهش نشان می‌دهد که ناشی از روند کاهشی سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق است. مطابق اطلاعات موجود در طول سال‌های برنامه ششم توسعه یعنی از سال ۱۳۹۶ تاکنون هیچ مناقصه‌ای در زمینه احداث نیروگاه جدید منجر به نتیجه نشده است و نیروگاه‌های جدیدی که در این سال‌ها به مدار آمده، از محل قراردادهای منعقد شده در برنامه‌های چهارم و پنجم توسعه است. این روند نگرانی تامین برق پایدار کشور را به همراه دارد. همانطور که از تابستان ۱۳۹۷ تاکنون شاهد کمبود برق در فصول پر مصرف و اعمال خاموشی به بخش‌های مختلف خصوصا صنایع هستیم.

از آنجا که سرمایه‌گذار به دنبال بازگشت سرمایه و سودآوری مناسب است، دلیل کاهش انگیزه‌های بخش خصوصی برای ورود به تولید برق را می‌توان از طریق تحلیل ریسک‌های سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در تولید برق که سودآوری این نوع سرمایه‌گذاری را به خطر انداخته است، آسیب‌شناسی کرد. به همین منظور پژوهش پیش رو درصدد شناسایی و رتبه‌بندی ریسک‌های موجود در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری و ارائه نقشه راه به منظور کاهش اثرات این ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار است تا از

[۱] . نیروگاه‌های جنوب اصفهان؛ حافظ و پره‌سر

این طریق و با اعمال اصلاحاتی در صنعت برق، شرایط برای رونق مجدد سرمایه‌گذاری به این صنعت زیر ساختی فراهم شود.

به لحاظ اقتصادی ریسک، تغییرپذیری در بازدهی آتی سرمایه‌گذاری است. همچنین در دیدگاه مارکوویتز، ریسک سرمایه‌گذاری، متغیر بودن بازده مورد انتظار است. ریسک عبارت است از امکان قرار گرفتن در معرض زیان. در ادبیات اقتصادی دسته‌بندی‌های مختلفی از ریسک‌های سرمایه‌گذاری صورت گرفته است و نیز پژوهش‌های متعددی در زمینه استخراج این ریسک‌ها برای پروژه‌های نیروگاهی وجود دارد. به طور کلی طبقه‌بندی ریسک‌ها در الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی (PPP) به شیوه‌های مختلفی ممکن است. عمدتا از معیارهای زمان، مراحل پروژه، سطوح اثرگذاری و منشا ریسک برای این طبقه‌بندی‌ها استفاده می‌شود. در طبقه‌بندی‌های مبتنی بر زمان عمدتا ریسک‌ها به کوتاه‌مدت و بلندمدت تفکیک می‌شوند. از نقطه نظر مراحل اثرگذاری می‌توان ریسک‌ها را به ریسک‌های مرحله انتخاب پروژه، مرحله ساخت و مرحله بهره‌برداری تقسیم کرد. همچنین به لحاظ سطوح اثرگذاری، ریسک پروژه‌های PPP در حالت کلی به سه دسته ریسک‌های سطح خرد، میانی و کلان تمیز داده می‌شوند.

ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نیروگاهی نیز در مطالعات مختلف به شیوه‌های گوناگون دسته‌بندی شده است. روش مورد استفاده در این پژوهش برای استخراج ساختار شکست ریسک مناسب، بررسی اولیه به شیوه کتابخانه‌ای و استخراج فهرست مقدماتی از ریسک‌های موجود و سپس قراردادن این فهرست در اختیار برخی از خبرگان صنعت برق و تجمیع نظرات موجود برای جمع‌بندی نهایی است. بر همین اساس ریسک‌های شناسایی شده برای پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای BOO به شرح زیر استخراج گردید.

ریسک‌های سیاسی شامل: تحمیل شرایط یک سویه از جانب جریان‌های سیاسی حاکم در تصمیم‌گیری، سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه‌گذار، تحریم، حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها، قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی، اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده و عدم پذیرش پروژه از سوی جامعه محلی.

ریسک‌های اقتصادی شامل: بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ مالیات‌های مستقیم و غیر مستقیم، افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان، تاخیر در احداث، بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان و افزایش نرخ ارز.

ریسک‌های درآمدی شامل: عدم دریافت بهای تمام شده برق از مصرف کننده نهایی، عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق، عدم تناسب فرمول تعدیل قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی برق با اقتصاد پروژه، انحصار خرید یا ترانزیت برق توسط وزارت نیرو، افزایش قیمت سوخت، تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق، عدم بازگشت سرمایه ناشی از تعهد ۵۰ درصدی take or pay در قراردادهای خرید تضمینی، جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق، افزایش هزینه‌های O & M، اعمال قوانین سخت‌گیرانه از سوی حاکمیت برای صادرات برق توسط بخش خصوصی، افزایش بهای تمام شده برق و کاهش حاشیه سود عملیاتی، عدم درج خسارت تاخیر در پرداخت صورت حساب‌های فروش برق از سوی خریدار در قراردادهای خرید تضمینی و بازار برق.

ریسک‌های فنی شامل: تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی، مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد، نواقص طراحی، تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت)، توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران داخلی و یا محدود بودن ظرفیت آن‌ها، دشواری تامین تجهیزات عمده ساخت نیروگاهی از داخل، عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره، دشواری تامین قطعات برای بهره‌برداری و تعمیرات، مطالعات امکان سنجی فنی و اقتصادی ناقص یا دارای اشتباهات اساسی، عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات، سخت‌گیری‌ها و استفاده ابزاری شبکه در صدور مجوزها مانند مجوز اتصال به شبکه برای انتقال برق.

ریسک‌های حقوقی / قانونی شامل: عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین، تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود، تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانون، نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد برق، تغییر در عوارض و حقوق گمرکی، تغییر مکرر در قوانین، ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی و یا عدم وجود تضامین کافی در برخی موارد، ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه (الزام به ارائه گواهی ظرفیت نیروگاه)، توقیف و ضبط اموال پروژه، عدم تمدید پروانه بهره‌برداری، حذف یا کاهش معافیت‌های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی.

ریسک‌های تامین مالی شامل: ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق، تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق، عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی، عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی، افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات)، نبود شیوه‌های جدید تامین مالی در پاسخ به نیازهای سرمایه‌گذاران، تغییر دیدگاه بانک‌ها برای ورود به پروژه با تغییر مدیریت بانک و غیره.

ریسک‌های مدیریتی در سمت سرمایه‌گذار شامل: تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیر دولتی، بروز مشکلات در روابط بین اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری و نقض تعهدات توسط برخی از اعضا، عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌گذار (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)، عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه، سوء استفاده مدیران از منابع پروژه، برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه، ورشکستگی شرکت پروژه، انتخاب هیئت مدیره ناآشنا با موضوعات برق و نیروگاه، انتخاب مدیر پروژه ناآگاه با موضوعات تخصصی پروژه.

ریسک‌های زیرساخت و تدارکات شامل: ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح، مشکل در تامین زمین، حبس انرژی به دلیل مکان‌یابی نادرست ساختگاه و نبود ساختارهای انتقال کافی، سرقت تجهیزات نصب شده، مشکل در حمل و نقل تجهیزات.

ریسک‌های قراردادی شامل: مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها)، تاخیر دولت در اجرای قراردادها، مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت‌نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم، قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت، نبود ساز و کار بازپرداخت هزینه‌های انجام شده از سوی سرمایه‌گذار در صورت فسخ قرارداد توسط او، تاخیر در انجام تعمیرات ناشی از مشکلات شبکه و نبود ساز و کاری در قراردادها به منظور پیش‌بینی این شرایط.

ریسک‌های فورس ماژور شامل: فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره)، وقوع حملات سایبری و خرابکارانه.

ریسک‌های مدیریتی در سمت سرمایه‌پذیر شامل: جهت‌دار شدن و یا ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات، توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر، ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی، عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌پذیر (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)، تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران، عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه، عدم رعایت الزامات سیستم مدیریت پروژه و سایر استانداردهای مدیریتی مورد نیاز.

ریسک‌های زیست محیطی شامل: مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی، تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی، تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین‌المللی، بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی و بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی.

قدم بعدی برای تعیین اهمیت نسبی ریسک‌های شناسایی شده، رتبه‌بندی آن‌ها بر اساس تکنیک‌های رایج ارزیابی ریسک است. در پژوهش پیش رو از ماتریس ارزیابی ریسک استفاده شد. برای این منظور ریسک‌های شناسایی شده در فرآیند مصاحبه حضوری با هشت نفر از خبرگان صنعت برق که در فرآیند ساخت پروژه‌های

نیروگاهی به روش قراردادهای BOO در بخش مدیریت ریسک صاحب تخصص هستند، به اشتراک گذاشته شد. برای هر ریسک سه سوال مطرح شد. نخست آنکه احتمال وقوع ریسک چگونه ارزیابی می‌شود (در محدوده ۰ تا ۴۰ درصد؛ ۴۰ تا ۶۰ درصد و ۶۰ تا ۱۰۰ درصد) و سوال دوم که اگر ریسک مورد نظر به وقوع بپیوندد، چه تاثیراتی بر اهداف زمانی پروژه (در محدوده کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)؛ ۵ تا ۱۰ درصد تاخیر و بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)) و اهداف هزینه‌ای پروژه (در محدوده کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)؛ ۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش و بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)) خواهد گذاشت. بر اساس پاسخ‌های دریافتی رتبه نهایی هر ریسک محاسبه شد که طبق نتایج این تحقیق، ده ریسکی که بحرانی‌ترین وضعیت را برای سرمایه‌گذاری در این پروژه‌ها دارند عبارتند از: افزایش نرخ ارز (در گروه ریسک‌های اقتصادی)، تحریم (در گروه ریسک‌های سیاسی)، تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب های فروش برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)، ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)، عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)، عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)، عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)، تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)، افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات) (در گروه ریسک‌های تامین مالی)، افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان (در گروه ریسک های اقتصادی).

بر اساس این نتایج، نقشه راه کاهش اثرات ریسک بر مبنای شناسایی فعالیت‌هایی که منجر به کاهش تاثیرات شوند، دستگاه متولی انجام این فعالیت و دستگاه‌های همکار، نوع اجرای فعالیت، سطح حکمرانی اجرای فعالیت، فروض مورد نیاز برای موفقیت و اصول اولویت‌بندی فعالیت‌ها استخراج شده است که مطابق آن، توصیه‌های سیاستی و پیشنهادهای این پژوهش برای کاهش تاثیرات ریسک عبارتند از:

- کاهش اثرات ریسک نوسانات نرخ ارز: تعدیل محدوده تعیین شده برای نرخ ارز متناسب با تفاوت نرخ تورم داخلی و خارجی در زمان‌های مناسب و جلوگیری از انباشت تورم؛ تنوع سازی در صادرات و عدم اتکا صادرات به یک محصول؛ انضباط مالی، مدیریت هزینه و کسری بودجه دولت و افزایش درآمدهای دولت از طریق کانال‌هایی غیر از فروش نفت مانند افزایش درآمدهای مالیاتی، از راه‌هایی نظیر افزایش پایه‌های مالیاتی، کاهش فرارهای مالیاتی و غیره (بدون اثرات رکودی)؛ اتخاذ سیاست‌های پولی شفاف و متناسب با سیاست‌های ارزی؛ ایجاد ابزارهایی (مانند بازار آتی و انواع اختیار معامله) برای پوشش ریسک نرخ ارز و نهایتا مدیریت انتظارات؛ تنظیم و مدیریت بازارهای

طلا، مسکن، سرمایه و سیستم بانکی متناسب با واقعیت‌های اقتصادی که بازدهی و جذابیت سرمایه‌گذاری در بازارها با هم تفاوت فاحشی نداشته باشد که اختلال و نوسان در بازار یک دارایی موجب انتقال بحران به بازار سایر دارایی‌های جانشین نگردد (مانند تعدیل و تعیین نرخ سودهای بانکی متناسب با شرایط اقتصادی که در شرایط تحریمی و بحران ارزی معمولا اقدام به افزایش نرخ سود بانکی می‌کنند)؛ استقلال بانک مرکزی جهت کنترل و مدیریت بهتر سیاست‌های پولی و ارزی و تورم؛ اجرای مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹ هـ مورخ ۹۴/۳/۱۲ هیات وزیران برای نیروگاه‌هایی که با استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی اقدام به ساخت نیروگاه کرده‌اند.

- کاهش اثرات ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق: ثبت ما به التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی فروش برق در قوانین بودجه سنواتی و در نظر گرفتن منابع مالی برای پرداخت آن به وزارت نیرو (عمل به ماده ۶ قانون حمایت از صنعت برق) و تخصیص این منابع از سوی این وزرات خانه بابت پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها؛ عمل به تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه و استفاده از آن به منظور اصلاح قراردادهای خرید برق از نیروگاه‌ها با درج خسارت تاخیر در تادیه و پرداخت این خسارت به شرکت‌های غیردولتی تولیدکننده برق.
- کاهش ریسک تامین مالی: مکلف شدن وزارت نیرو به تخصیص بخشی از ظرفیت خطوط صادراتی برای بخش خصوصی و فراهم کردن زمینه حضور بخش خصوصی در صادرات برق و ایجاد درآمدهای ارزی صادراتی برای سرمایه‌گذار خصوصی؛ اهرم کردن بدهی‌ها به سرمایه از طریق مشارکت شرکای ساخت و احداث در تامین مالی پروژه‌ها.
- کاهش ریسک درآمدی در بازار برق: تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی.
- کاهش ریسک تحریم: استفاده از ظرفیت معاهدات تجاری کشورهای منطقه، روسیه و چین برای مبادلات پولی و مالی؛ شناسایی نقاط حساس و آسیب‌پذیر زنجیره تامین و اجرای عملیات ویژه برای مقابله با نقاط آسیب‌پذیر؛ اصلاح قوانین و مقررات قراردادهای بین دولت و بخش خصوصی برای پوشش ریسک قراردادها (اصلاح مفاد تعدیل، خاتمه و فسخ با شرایط ویژه تحریم)؛ جذب نقدینگی خرد و هدایت به سمت پروژه‌ها با توسعه ابزارهای بازار سرمایه و تضمین بازده توسط دولت.

فصل اول

توصیف وضع موجود و استخراج ساختار شکست ریسک مناسب

۱. مقدمه

با توجه به آنکه تقاضای برق هر ساله به دلایلی چون رشد جمعیت و رشد اقتصادی افزایش می‌یابد، تامین برق پایدار نیازمند سرمایه‌گذاری مناسب در ایجاد ظرفیت‌های تولید برق است. اهمیت این سرمایه‌گذاری در اسناد بالادستی کشور نیز به خوبی تصریح شده است. برای مثال در بند «ت» ماده ۴۸ قانون برنامه ششم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی آمده است:

« وزارت نیرو در طول اجرای برنامه نسبت به افزایش توان تولید برق تا بیست و پنج هزار مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری موسسات عمومی غیر دولتی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی شرکت‌های تابعه یا به صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری از جمله ساخت، بهره‌برداری و تصرف (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) اقدام نماید ».

که معادل سالانه به طور متوسط ۵ هزار مگاوات ظرفیت جدید تولید برق است. با این وجود مطالعه روندهای موجود در ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق، موفقیت در دست‌یابی به این هدف را نشان نمی‌دهد. به طوری‌که در سال‌های دهه ۱۳۹۰، هرگز این رقم به بیش از سالانه ۳۷۲۹ مگاوات نرسیده است و در سال ۱۳۹۴ میزان افزایش ظرفیت صورت گرفته تنها ۹۴۳ مگاوات بوده است (۵۳ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار و آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی، ۱۳۹۹). این مساله منجر شد در سال ۱۳۹۷ کشور با کمبود شدید برق در فصل تابستان و لذا خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده مواجه شود و در سال ۱۳۹۸ نیز سیاست‌های سخت‌گیرانه مدیریت مصرف به منظور کنترل کمبود برق در پیک مصرف به کار گرفته شد.

از آنجا که فشارهای مالی و الزام به کوچک شدن نقش دولت در تولید برق بر اساس سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، مانع از افزایش سهم دولت در تامین برق کشور می‌شوند، حل مشکل مطرح شده نیازمند بررسی شرایط حضور بخش خصوصی در سرمایه‌گذاری برای ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق است. از آنجا که سرمایه‌گذار خصوصی در آوردن منابع مالی و سرمایه خود به منظور ساخت و توسعه نیروگاه تولید برق، بازگشت سرمایه خود را مدنظر قرار می‌دهد، هر عاملی که بر نرخ بازگشت سرمایه او موثر باشد بر تصمیم او برای سرمایه‌گذاری نیز موثر خواهد بود. ریسک‌ها از جمله این عوامل هستند که باید در زمان تعریف پروژه در نظر گرفته شوند (برای مثال مراجعه شود به ویرلیس[۱] ۲۰۱۳؛ ساکاگوچی و همکاران[۲] ۲۰۱۳).

[۱]. Virlics 2013
[۲]. Sakaguchi et al. 2013

یک ریسک رخداد یا شرایطی است که در صورت وقوع می‌تواند بر هزینه‌ها یا بازدهی مالی اولیه تاثیر بگذارد. اثرگذاری ریسک‌ها اغلب به هنگام بروز حوادثی ظاهر می‌شود که منجر به افزایش هزینه‌ها و یا کاهش بازده مالی می‌شوند. شناسایی ریسک‌های نرخ بازگشت سرمایه با تحلیل ریسک‌های عمومی پروژه‌ها آغاز شده و سپس با تمرکز بر ریسک‌های مرتبط با پروژه و ریسک‌های خاص پروژه ادامه پیدا می‌کند (باچ کرو و آندرو[1] ۲۰۱۱).

ریسک‌های موجود در پروژه‌ها را از جهات مختلفی می‌توان تقسیم‌بندی کرد. از جمله تقسیم‌بندی بر اساس: مراحل پروژه (توسعه، ساخت و بهره‌برداری)، منابع ریسک (نظارتی، سیاسی، فورس ماژور، فیزیکی، مالی، درآمدی، ساخت، تحلیل، راه‌اندازی و مراحل اولیه)، پیامد حوادث نامشخص (محض و غیر محض یا قماری و شرطی)، عام (سیاسی، اقتصادی و حقوقی) و خاص (توسعه، ساخت / تکمیل، بهره‌برداری) (برزویی، ۱۳۹۷) و ریسک‌های ایستا و پویا (ناشی از تغییرات در سیستم اجتماعی، اقتصادی و سایر تغییرات از جمله تغییرات با منشا طبیعی). همچنین طبقه‌بندی ریسک‌ها تحت تاثیر موضوع پروژه با تغییراتی همراه می‌شود که باعث می‌شود ساختار مناسب طبقه‌بندی ریسک‌های پروژه و نوع ریسک‌های شناسایی شده از بخشی به بخش دیگر با تفاوت‌هایی همراه باشد.

از تاثیرات بسیار مهم ریسک‌ها بر روند اجرایی پروژه‌ها می‌توان به تخطی در هزینه برآورد شده، تکمیل نشدن پروژه در تاریخ مورد نظر و افت کیفیت و بهره‌وری اشاره کرد. این مسائل با توجه به حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز در صنعت برق می‌تواند موجب زیان‌های بزرگ مالی در سطح کشور شود. این موضوع نشان دهنده اهمیت شناسایی و مدیریت ریسک در این صنعت است (کلاهان و همکاران، ۱۳۹۴).

اهدافی که در فصل نخست این پروژه دنبال می‌شوند عبارتند از: توصیف وضع موجود سرمایه‌گذاری در تولید برق بر اساس روندهای آماری، ساختار مالکیت و الگوهای مشارکت بخش خصوصی – عمومی و بررسی عملکرد آن‌ها؛ شناسایی و دسته‌بندی ریسک‌های موجود در سرمایه‌گذاری پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری بر اساس ساختار شکست ریسک مناسب و مقایسه وضع موجود در ایران با سایر کشورها. به منظور دست‌یابی به اهداف فوق در ادامه این گزارش ابتدا توصیفی از وضع موجود ارائه می‌کند که شامل بررسی تاریخی، الگوی حکمرانی و نظام‌های مدیریتی مستقر و نگاه آماری می‌باشد. پس از آن مروری بر ادبیات موضوع شامل مرور نظری و تجربی صورت خواهد گرفت. بخش بعدی به طراحی ساختار شکست ریسک مناسب برای پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری و

[1]. Botchkarev and Andru 2011

بازنگری و اصلاح آن بر اساس نظرات خبرگان اختصاص دارد و در نهایت جمع‌بندی مطالب فوق قسمت آخر این فصل خواهد بود.

۲. توصیف وضع موجود

در این گزارش از سه زاویه به توصیف وضع موجود پرداخته می‌شود. نخست بررسی تاریخی است. سپس الگوی حکمرانی و نظام‌های مدیریتی مستقر در تولید برق ترسیم می‌شود و در نهایت نگاه آماری با تحلیل روندهای موجود ارائه خواهد شد.

۲-۱. بررسی تاریخی

در گذشته تصور عمومی بر این بود که تمام بخش‌های صنعت برق شامل تولید، انتقال و توزیع از انحصار طبیعی برخوردار است و امکان ایجاد رقابت در بازار این کالا میسر نیست. بنابراین ادغام عمودی تمامی اجزای آن، با کاهش هزینه متوسط عرضه برق همراه می‌شود. این مساله در کنار کلیدی و استراتژیک بودن برق، این صنعت را عمدتا به فعالیتی دولتی با حیطه تصدی‌گری مطلق دولت تبدیل کرده بود. تصور عمومی بودن کالای برق و وجود انحصار طبیعی در تمام فرآیند زنجیره ارزش آن، در دهه ۸۰ میلادی با تغییرات جدی رو به رو شد. شکل‌گیری ایده امکان ایجاد رقابت در تولید و بخش‌هایی از توزیع برق با عملکرد ضعیف دولت‌ها در ارائه خدمات و هزینه‌های بالای تشکیلات دولتی همراه و منجر به مطرح شدن ضرورت فرآیند تجدید ساختار در این صنعت شد و در فاصله کمی توسط کشورهای مختلف مورد پی‌گیری قرار گرفت. اتفاقی که کمی بعد در ایران نیز از دهه ۸۰ شمسی پا گرفت.

به لحاظ تاریخی صنعت برق ایران چهار دوره زمانی متوالی را از بعد مالکیت دارایی‌های موجود و ماهیت فعالان حاضر در آن طی کرده است که عبارتند از: فعالیت بخش خصوصی، فعالیت موازی بخش‌خصوصی و عمومی، تمرکزگرایی و حضور انحصاری دولت و در نهایت گرایش به عدم تمرکز، تجدید ساختار در صنعت برق و تلاش برای جلب مشارکت بخش خصوصی در بخش‌های تولید و توزیع.

دوره اول (۱۲۸۰تا ۱۳۱۵): در این دوره خرید، راه اندازی، مالکیت و مدیریت صنعت برق توسط اشخاص و بخش خصوصی صورت می‌گرفت و نظارت و نرخ‌گذاری توسط شهرداری‌ها و وزارت کشور (بلدیه و امور داخله) انجام می‌شد. خصوصیات صنعت برق در این دوره عبارت بودند از: کم بودن تعداد مشترکین؛ محدود بودن

زمان عرضه برق (۶ ساعت در روز)؛ تشریفاتی بودن برق؛ عدم تخصص ایرانی‌ها در امور فنی برق؛ بالا بودن قیمت برق به دلیل گرانی سوخت (ذغال سنگ و دشواری حمل آن)؛ سطح فناوری پایین و کم بودن راندمان کارخانه تولید برق؛ تولید برق به صورت مولدهای پراکنده در نقاط مختلف و منحصرا در شهرها. دوره دوم (۱۳۱۶ تا ۱۳۴۰): در این دوره توسعه و گسترش شهرنشینی منجر به احداث و فعالیت تولید برق توسط بخش‌های عمومی و شهرداری‌ها شد. عمده مشخصات و شرایط صنعت برق در این دوره عبارت بود از: توسعه صنعت برق با هدف تامین مصارف خانگی، روشنایی شهرها و فراهم آوردن رفاه اجتماعی؛ خریداری مولدهای بزرگ توسط بخش خصوصی و شهرداری‌ها؛ ساختن سدهای بزرگ؛ احداث خطوط انتقال فشار قوی برق و برق‌دار کردن ۱۷۰ شهر کشور؛ نگاه به صنعت برق نه با نگاه اقتصادی بلکه به عنوان خدمت و رفاه اجتماعی؛ بالا بودن هزینه‌های تولید برق؛ پایین بودن کیفیت برق و خاموشی‌های طولانی. دوره سوم (۱۳۴۱ تا ۱۳۶۸): ویژگی‌ها و تحولات صنعت برق در این دوران عبارتند از: کیفیت نامناسب و گران خدمات بخش خصوصی؛ تصویب قانون سازمان برق ایران (۱۳۴۶)؛ تصویب قانون تاسیس وزارت آب و برق؛ ایجاد شرکت‌های برق منطقه‌ای؛ توقف فعالیت بخش خصوصی در صنعت برق و ادغام در فعالیت انحصاری دولت؛ تاسیس شرکت توانیر؛ اتصال شبکه برق استان‌های مختلف و ایجاد خطوط فشار قوی و نیروگاه‌های با ظرفیت بالا؛ تمرکز کامل در سرمایه‌گذاری و تصدی در صنعت برق؛ سعی در ایجاد تاسیسات با استاندارد بالا و تامین برق با کیفیت مطلوب از نظر ولتاژ و فرکانس؛ تبدیل برق به سرویس انحصاری دولتی؛ تبدیل تعرفه‌های برق از حالت تعرفه‌های نزولی (تشویقی) به تصاعدی در اواخر دوره. دوره چهارم (بعد از ۱۳۶۸): در این دوران کاهش وظایف تصدی در صنعت برق آغاز و اقدامات مهمی که صورت گرفت عبارت بودند از: واگذاری بعضی از تاسیسات و بسیاری از وظایف شرکت توانیر به شرکت‌های برق منطقه‌ای؛ خود گردانی نیروگاه‌ها و تشکیل شرکت‌های غیر دولتی؛ تشکیل شرکت‌های توزیع نیروی برق استانی؛ تاسیس شرکت سرمایه‌گذاری نیرو؛ تاسیس مرکز دیسپاچینگ ملی؛ تاسیس شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی (مپنا) و تاسیس سازمان توسعه برق ایران (دشت بزرگ و علی آبادی، ۱۳۹۴).

در شرایط فعلی و پس از نزدیک به دو دهه پی‌گیری جدی حضور بخش خصوصی به ویژه در تولید برق، ۶۰ درصد تولید برق کشور در بخش غیر دولتی انجام می‌شود و این بخش نقش کلیدی در تامین برق ایفا می‌کند. با این وجود، از آنجا که به موازات شکل‌گیری تفکر تجدید ساختار در صنعت برق قانون جامع و کاملی تدوین نشده است که الزامات موفقیت این فرآیند را روشن سازد و شرایط حضور و نقش نهادهای تاثیرگذار را برای

بازیگران آن آشکار کند[1] بعد از گذشت تقریبی دو دهه هم‌چنان مشکلات متعددی گریبان‌گیر این صنعت کلیدی و زیرساختی است که تاثیر مستقیم بر وضعیت سرمایه‌گذاری و تامین برق کشور داشته است.

۲-۲. الگوی حکمرانی و نظام‌های مدیریتی مستقر

به لحاظ ساختار نهادی و الگوی حکمرانی در صنعت برق عمده سازمان‌های اثرگذار عبارتند از:

وزارت نیرو: اهمیت تامین و توزیع آب و برق با کیفیت مطلوب که از حیاتی‌ترین نیازهای جامعه است، مهم‌ترین هدف این وزارت‌خانه محسوب می شود. از دیگر اهداف اصلی این وزارت‌خانه عبارتند از:

- ✓ مطالعه و تحقیق درباره انواع انرژی و تعیین سیاست‌ها و اجرای برنامه‌های انرژی؛
- ✓ سیاست‌گذاری، هماهنگی، نظارت و بهره‌برداری از شرکت‌ها و موسساتی که وظیفه تولید، انتقال و توزیع انرژی درسراسر کشور را به عهده دارند.
- ✓ مطالعه و شناخت منابع آب کشور و بهره‌برداری از آن‌ها؛
- ✓ احداث نیروگاه‌های برق و تاسیسات تصفیه و آبرسانی در تمام نقاط کشور؛
- ✓ ساخت و تولید انواع کالاهای آب و برق.

شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی: شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی، با قریب به ۱۲۹ نیروگاه دولتی و خصوصی در ۲۸ استان با ظرفیت (نامی) تولید برق ۶۸۳۸۸ مگاوات در سراسر کشور، مسئولیت ساماندهی فعالیت‌های تصدی دولت در زمینه تولید نیروی برق حرارتی متصل به شبکه انتقال و فوق توزیع برق کشور، راهبری شرکت‌های زیر مجموعه و برنامه‌ریزی، مدیریت توسعه و بهره‌برداری از نیروگاه‌های یاد شده در چارچوب سیاست‌های وزارت نیرو و تسهیل مشارکت بخش غیر دولتی در تولید برق حرارتی را بر عهده دارد.

شرکت مدیریت شبکه برق ایران: شرکت مدیریت شبکه برق در راستای تجدید ساختار صنعت برق ایران به استناد بند (ژ) تبصره (۱۲) قانون بودجه سال ۱۳۸۳ کل کشور در نیمه دوم سال ۱۳۸۳ فعالیت خود را آغاز نمود. موضوع فعالیت و اهداف این شرکت به شرح زیر می‌باشد:

[1] . قانون صنعت برق ایران مربوط به سال ۱۳۴۶ است و با وجود تغییر ساختاری و بنیادی در شرایط این صنعت، قانون جدیدی برای آن تدوین نشده است.

- ✓ راهبری و پایش بهره‌برداری از شبکه تولید و انتقال برق کشور به منظور حفظ پایایی و امنیت شبکه و تامین مطمئن برق کشور؛
- ✓ فراهم ساختن امکان دسترسی به شبکه برق کشور برای متقاضیان اعم از دولتی و غیر دولتی به منظور خرید، فروش و جابجایی (ترانزیت) برق؛
- ✓ برقراری شرایط برای خرید و فروش رقابتی برق و ایجاد، اداره و توسعه بازار و بورس برق؛
- ✓ اتخاذ تدابیر و انجام اقدامات لازم در راستای حصول اطمینان از تامین برق، گسترش مشارکت بخش غیر دولتی و توسعه رقابت در تولید و توزیع برق در چارچوب سیاست‌های وزارت نیرو.

شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر): ماموریت این شرکت مدیریت عرضه و تقاضا کارا، مطمئن، پایدار و فراگیر برق است. همچنین موارد زیر به عنوان اهداف این شرکت بیان شده است:

- تامین برق مطمئن و پایدار؛
- مدیریت یکپارچه و هماهنگ عرضه و تقاضای برق؛
- تامین برق اقتصادی؛
- ارتقاء سطح رضایت‌مندی مشترکان، متقاضیان و سایر ذی‌نفعان؛
- اصلاح، بهینه‌سازی و توسعه زیرساخت‌های شبکه برق؛
- تامین منابع مالی و تنوع بخشی به سبد سرمایه‌گذاری در برق؛
- اتوماسیون و هوشمندسازی شبکه برق؛
- کاهش تلفات برق؛
- مرکزیت تبادل برق در منطقه؛
- کسب فناوری‌های نوین و کاربردی؛
- تاب‌آوری شبکه و توانمندی صنعت در مدیریت بحران و پدافند غیرعامل؛
- انطباق فعالیت‌ها با ملاحظات زیست محیطی، ایمنی و سلامتی.

هیات تنظیم بازار برق ایران: هیات تنظیم بازار برق ایران نقش نهاد رگولاتور (تنظیم کننده) در بازار برق ایران را بر عهده دارد و اختیارات وزیر نیرو در حوزه تنظیم‌گری به این هیات واگذار شده است. هیات تنظیم بازار برق ایران، در پی دستور وزیر وقت نیرو (شماره ۱۷۴۱۵/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۸۴/۳/۲۸) به استناد " آیین نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در سراسر کشور " (ابلاغیه شماره ۳۳۹۶۷/۱۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۸۲/۰۶/۰۳) و در راستای تحقق موضوع بند ب ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و

فرهنگی جمهوری اسلامی ایران، در مهرماه ۱۳۸۲ تشکیل شد. بنابراین پشتوانه تاسیس آن دستور وزیر و نه قوانین بالادستی کشور بوده است. این هیات، با توجه به نیاز تجدید ساختار و سیاست‌گذاری در صنعت برق کشور، به منظور هدایت و نظارت بر بازار برق کشور، در امور برق وزارت نیرو بوجود آمد و متشکل از هفت نفر است، که با حکم وزیر نیرو برای مدت دو سال منصوب می‌شوند و تصمیمات آن با رای اکثریت مطلق اعضاء اتخاذ می‌شود. اهم وظایف اعضاء هیات تنظیم بازار برق ایران براساس حکم وزیر محترم نیرو به شرح ذیل می‌باشد:

- ✓ نظارت مستمر بر حسن اجرای آیین نامه " تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه سراسری برق کشور" موضوع ابلاغیه ۳۲۲۵۱/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۸۴/۰۵/۲۵؛
- ✓ تدوین و ابلاغ رویه‌های اجرایی؛
- ✓ صدور، تمدید، تعلیق و ابطال پروانه شرکت در بازار برق؛
- ✓ تدوین شاخص‌های کارآمدی بازار و نظارت بر عملکرد بازار و مرکز و گردش سالم و کارآمد بازار برق؛
- ✓ تدوین و پیشنهاد اصلاح و یا تکمیل مفاد آیین نامه فوق‌الذکر.

به دلیل انتقاداتی که بر عمکرد هیات تنظیم بازار برق وارد بود[۱] به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، ضرورت تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به تایید مرکز ملی رقابت رسید. بر همین اساس در دی ماه ۱۳۹۷، اساس‌نامه پیشنهادی این مرکز تقدیم هیات دولت شد، در خرداد ۱۳۹۹ با تغییراتی در هیات دولت تصویب و در مرداد ۱۳۹۹ تقدیم مجلس شد. پس از بررسی و اعمال اصلاحاتی در کمیسیون‌های مرتبط مجلس در اسفند ۱۳۹۹، در نیمه دوم سال ۱۴۰۰ در دستور کار صحن مجلس قرار گرفت اما با وجود الزام قانونی برای تاسیس آن، درخواست استرداد لایحه تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق از مجلس شد و در نتیجه لایحه بازگشت داده شد.

تعدد سازمان‌ها و نیز حضور همزمان دولت و بخش خصوصی در تولید برق که به معنای رقابت دولت در فروش برق با بخش خصوصی است، پیچیدگی‌هایی را برای فعالیت در این صنعت و سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در ساخت نیروگاه‌ها ایجاد می‌کند.

[۱] . از جمله انتخاب اعضا با حکم وزیر نیرو و در نتیجه عدم استقلال تصمیم‌گیری، تمام وقت نبودن اعضا، عدم وجود پیش شرط برای انتصاب اعضا که منجر شد در ادوار گذشته برخی اعضا با وظایف رگولاتوری آشنایی نداشته باشند، عدم استقلال مالی و عدم ضمانت اجرایی مصوبات و ...

مسائل مرتبط با سرمایه‌گذاری در تولید برق در قوانین و اسناد بالادستی نیز مد نظر بوده است. از جمله مهم‌ترین موارد به شرح زیر می‌باشند:

توسعه نیروگاهی

قانون برنامه پنجم توسعه؛ ماده ۱۳۳ بند «الف»

به منظور تنوع در عرضه انرژی کشور، بهینه‌سازی تولید و افزایش راندمان نیروگاه‌ها، کاهش اتلاف و توسعه تولید همزمان برق و حرارت، شرکت توانیر و شرکت‌های وابسته و تابعه وزارت نیرو موظفند:

الف - با استفاده از منابع حاصل از فروش نیروگاه‌های موجود یا در دست اجراء و سایر اموال و دارایی‌های شرکت‌های مذکور و با رعایت قانون نحوه اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ نسبت به پرداخت یارانه خرید برق از تولیدکنندگان برق پراکنده با مقیاس کوچک و ظرفیت‌های تولید برق مشترکین از طریق عقد قراردادهای بلندمدت و همچنین تبدیل تا ۱۲ هزار مگاوات نیروگاه گازی به سیکل ترکیبی اقدام نمایند.

تبصره: در صورت تمایل بخش‌های غیر دولتی به تبدیل نیروگاه‌های گازی موجود خود به سیکل ترکیبی، شرکت توانیر و شرکت‌های وابسته و تابعه وزارت نیرو می‌توانند از محل منابع موضوع بند (الف) این ماده نسبت به پرداخت تسهیلات در قالب وجوه اداره شده به آن‌ها اقدام نمایند.

قانون حمایت از صنعت برق کشور؛ ماده ۱

به منظور اجرای طرح‌های افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها و استفاده از حداکثر امکانات موجود کشور و کاهش وابستگی تولید برق به گاز و نفت؛ احداث و توسعه نیروگاه حرارتی ذغال سوز و تبدیل برج تر به برج خشک نیروگاه‌های بخاری با اولویت کامل مشمول بند «پ» ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقای نظام مالی کشور مصوب ۱۳۹۴/۰۲/۰۱ می‌شود.

سرمایه‌گذاری و خرید برق از بخش غیر دولتی

قانون برنامه پنجم توسعه؛ ماده ۱۳۳ بندهای «د» و «و»

ماده ۱۳۳ بند «د»

وزارت نیرو مجاز است در طول برنامه نسبت به افزایش توان تولیدی برق تا بیست و پنج هزار (۲۵۰۰۰) مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری بخش‌های عمومی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی

شرکت‌های تابعه و یا به صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری از جمله ساخت، بهره‌برداری و تصرف (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) اقدام نماید.

تبصره: سهم بخش‌های خصوصی و تعاونی از میزان بیست و پنج هزار (۲۵۰۰۰) مگاوات مذکور در این بند، حداقل ده هزار (۱۰۰۰۰) مگاوات است.

ماده ۱۳۳ بند «و»

وزارت نیرو مکلف است در صورت نیاز با حفظ مسئولیت تامین برق، به منظور ترغیب سایر موسسات داخلی به تولید هرچه بیشتر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت آن وزارتخانه، بر اساس دستورالعملی که به تایید شورای اقتصاد می‌رسد، نسبت به خرید برق این نیروگاه‌ها اقدام نماید.

قانون برنامه ششم توسعه؛ ماده ۴۸ بند «ت»

دولت مکلف است:

از طریق وزارت نیرو در طول اجرای برنامه نسبت به افزایش توان تولید برق تا بیست و پنج هزار مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری موسسات عمومی غیر دولتی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی شرکت‌های تابعه یا به صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری از جمله ساخت، بهره‌برداری و تصرف (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT)، اقدام نماید. خرید تضمینی برق بر اساس نرخ تعیین شده توسط شورای اقتصاد خواهد بود.

اصلاح اقتصاد برق

قانون برنامه پنجم توسعه؛ ماده ۱۰۱ بند «د» تبصره ۲

در اجرای این بند، چنانچه قیمت فروش کالا یا خدمات کمتر از قیمت عادله روز تکلیف شود، ما به التفاوت قیمت عادله روز و قیمت تکلیفی باید همزمان تعیین و از محل اعتبارات و منابع دولت در سال اجرا پرداخت شود و یا از محل بدهی دستگاه ذی‌ربط به دولت تهاتر گردد.

قانون برنامه ششم توسعه؛ ماده ۳۹ بند «الف»

به منظور ارتقای عدالت اجتماعی، افزایش بهره‌وری در مصرف آب و انرژی و هدفمند کردن یارانه‌ها در جهت افزایش تولید و توسعه نقش مردم در اقتصاد به دولت اجازه داده می‌شود که قیمت آب و حامل‌های انرژی و

سایر کالاها و خدمات یارانه‌ای را با رعایت ملاحظات اجتماعی و اقتصادی و حفظ مزیت نسبی و رقابتی برای صنایع و تولیدات، به تدریج تا پایان سال ۱۴۰۰ با توجه به مواد (۱)، (۲) و (۳) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مصوب ۸۸/۱۰/۱۵ اصلاح و از منابع حاصل به صورت هدفمند برای افزایش تولید، اشتغال، حمایت از صادرات غیرنفتی، بهره‌وری، کاهش شدت انرژی، کاهش آلودگی هوا و ارتقای شاخص‌های عدالت اجتماعی و حمایت‌های اجتماعی از خانواده‌های نیازمند و تامین هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری شرکت‌های ذی‌ربط در چهارچوب بودجه‌های سالانه اقدام لازم را به عمل آورد.

قانون حمایت از صنعت برق کشور؛ ماده ۶ و تبصره آن

سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور موظف است اعتبار لازم جهت پرداخت ما به التفاوت قیمت فروش تکلیفی انرژی برق و انشعاب با قیمت تمام شده (مورد تایید سازمان حسابرسی) و همچنین معافیت‌های قانونی اعمال شده برای هزینه‌های انشعاب را در بودجه سنواتی کل کشور پیش‌بینی و در فواصل زمانی سه ماهه به وزارت نیرو پرداخت کند.

تبصره: سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور موظف است ما به التفاوت موضوع این ماده از سال ۱۳۸۸ تا سال ۱۳۹۳را بر اساس صورت‌های مالی مورد تایید سازمان حسابرسی محاسبه و در لوایح بودجه سال‌های آتی پیش‌بینی و در اختیار وزارت نیرو جهت پرداخت بدهی‌های بخش برق اعم از پیمانکاران، مشاوران، سازندگان تجهیزات برقی، فروشندگان برق، بانک‌ها و سایر طلبکاران قرار دهد.

۲-۳. نگاه آماری

در این بخش مروری بر روند متغیرهای کلیدی مرتبط با سرمایه‌گذاری در ساخت و توسعه نیروگاه‌ها صورت می‌گیرد. هدف درک فضای فعلی تولید برق کشور به استناد آمارهای موجود و تبیین مساله است.

در جریان تجدید ساختار صنعت برق، ورود بخش غیر دولتی به تولید برق در بخش حرارتی (نیروگاه‌های بزرگ مقیاس) به چهار شیوه صورت گرفته است. گروه نخست نیروگاه‌هایی هستند که در جریان خصوصی سازی و در قالب رد دیون دولت به بخش غیر دولتی واگذار شده‌اند که عملکرد در این قسمت ۱۵۴۵۴ مگاوات بوده است. گروه دوم نیروگاه‌هایی هستند که با سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی و در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری[۱](BOO) و ساخت، تملک، واگذاری[۲](BOT) احداث شده‌اند. در این بخش ۱۶۵۶۵ مگاوات عملکرد

۱. Build-Own-Operate
۲. Build-Operate-Transfer

وجود دارد. گروه سوم نیروگاه‌های احداث شده توسط صنایع بزرگ هستند که مجموعا ۶۳۷۱ مگاوات است و در نهایت آخرین گروه واگذاری‌های صورت گرفته به روش مزایده است که ۷۹۹۵ مگاوات می‌باشد (اطلاع نگاشت‌های برق حرارتی، ۱۳۹۸). همچنین در شرایط فعلی، مجموعا ۶۷۰ مگاوات ظرفیت تولید برق انرژی‌های نو شامل بادی، خورشیدی، زباله سوز، بازیافت حرارتی و سایر در بخش غیر دولتی است که با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به بهره‌برداری رسیده است (آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)).

در میان نیروگاه‌هایی که با سرمایه بخش غیر دولتی در بخش حرارتی ساخته شده است، عمده قراردادهای موجود BOO بوده و سه نیروگاه در قالب قرارداد BOT به بهره‌برداری رسیده است.[1] بنابراین الگوی رایج قراردادی در بخش ساخت نیروگاه‌های حرارتی، قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری می‌باشد. لیست این نیروگاه‌ها به همراه سال بهره‌برداری آن‌ها در جدول (۱) آمده است.

جدول (۱). عملکرد نیروگاه‌های BOO بر اساس سال بهره‌برداری

	نام نیروگاه	تعداد واحد سنکرون	ظرفیت هر واحد (MW)	ظرفیت بهره‌برداری شده در هر سال (مگاوات)														
				۸۵	۸۶	۸۷	۸۸	۸۹	۹۰	۹۱	۹۲	۹۳	۹۴	۹۵	۹۶	۹۷	۹۸
بخش گاز سیکل ترکیبی	رودشور	۳	**۲۶۴**	۵۲۸	۲۶۴												
	فردوسی	۶	۱۵۹		۶۳۶	۳۱۸											
	عسلویه	۶	۱۵۹		۳۱۸	۶۳۶											
	خرمشهر	۶	۱۶۲			۱۶۲	۳۲۴	۱۶۲				۳۲۴					
	گلستان	۶	۱۶۲					۹۷۲									
	زواره	۲	۱۶۲						۳۲۴								
	گناوه	۲	۱۶۲							۳۲۴							
	شیرکوه	۲	۱۶۲							۳۲۴							
	سرو	۲	۱۶۶									۳۳۲					
	شوباد	۲	۱۶۲									۳۲۴					
	تابان	۲	۱۶۲										۳۲۴				
	بهبهان	۲	۱۶۶											۳۳۲			
	گل گهر	۲	۱۶۶											۳۳۲			
	سمنگان	۲	۱۶۶											۳۳۲			
	پتروشیمی دماوند (خود مصرف)	۲	۳۲۴												۳۲۴		
	ایران ال ان جی	۲	۳۲۴												۳۲۴		
	کاسپین	۱	۳۰۷													۳۰۷	
	هرمز	۱	۱۶۰													۱۶۰	
	دالاهو	۱	۳۰۷														۳۰۷

[1] . نیروگاه‌های جنوب اصفهان؛ حافظ و پره‌سر

	غرب کارون خود مصرف	۱	۱۷۰														۱۷۰
	هریس	۱	۳۱۰														۳۱۰
	گازی قشم	۲	۱۷۰														۳۴۰
بخش بخار سیکل ترکیبی	زواره	۱	۱۶۰						۱۶۰								
	شیرکوه	۱	۱۶۰					۱۶۰									
	گناوه	۱	۱۶۰			۱۶۰											
	سرو	۱	۱۶۰				۱۶۰										
	کهنوج	۱	۱۶۰			۱۶۰											
	سمنگان	۱	۱۶۰		۱۶۰												
	تابان	۱	۱۶۰		۱۶۰												
	بهبهان	۱	۱۶۰		۱۶۰												
	گل گهر	۱	۱۶۰														۱۶۰
سایر پروژه‌ها	گازی کوچک کهنوج	۳	۲۵					۲۵					۵۰				
	گازی کوچک نوشهر	۲	۲۵									۵۰					
	گازی کوچک شمس سرخس	۲	۲۵		۲۵			۵۰									
	گازی کوچک امیرآباد	۳	۳۴		۳۴												
	گازی کوچک قشم	۳	۷۰		۷۰												
	گازی کوچک پرند (پرنیان)	۱	۲۵		۲۵												
	گازی کوچک ماکو	۲	۳۸			۷۶											

منبع: شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی

چنانچه نیروگاه‌های خود مصرف و نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر از ۱۰۰ مگاوات را از فهرست جدول (۱) کنار بگذاریم، شرکت‌های سرمایه‌گذار نیروگاه‌های باقیمانده به شرح جدول (۲) می‌باشد:

جدول (۲). اسامی نیروگاه‌ها به همراه شرکت‌های سرمایه‌گذار

ردیف	نام نیروگاه	شرکت سرمایه‌گذار
۱	رودشور	شرکت تولیدی آرین ماهتاب گستر
۲	فردوسی	شرکت تولید برق توس مپنا
۳	عسلویه	شرکت تولید برق عسلویه مپنا
۴	خرمشهر	شرکت تولید نیروی جنوب غرب صبا
۵	گلستان	شرکت تولید نیروی آذرخش
۶	زواره	شرکت پرشیان فولاد
۷	گناوه	شرکت تولید برق گناوه مپنا
۸	شیرکوه	شرکت مولد برق یزد
۹	سرو	شرکت معدنی و صنعتی چادرملو
۱۰	شوباد	شرکت تولید برق ماهتاب کهنوج
۱۱	تابان	شرکت انرژی گستر جم
۱۲	بهبهان	شرکت تولید برق خوزستان غدیر
۱۳	سمنگان	شرکت نیروگاهی سیکل ترکیبی کرمانیان
۱۴	کاسپین	شرکت تولید برق ماهتاب کاسپین
۱۵	دالاهو	شرکت مولد برق اسلام آباد
۱۶	هریس	شرکت مولد نیروگاهی هریس
۱۷	گازی قشم	شرکت تولید انرژی گستر قشم
۱۸	کهنوج	شرکت تولید برق ماهتاب کهنوج
۱۹	خرم آباد	شرکت مولد نیروی خرم آباد

منبع: سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق

نمودار (۱) روند افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کشور را در فاصله سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۹ نشان می‌دهد.

همانطور که مشاهده می‌شود از سال ۱۳۹۲ به بعد رشد افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کاهش یافته است. به طوریکه در فاصله سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱ به صورت میانگین سالانه ۳۹۵۵ مگاوات به ظرفیت‌های تولید برق کشور افزوده شده است که در سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۹ این رقم به ۲۰۴۶ مگاوات رسیده است و ۴۸ درصد کاهش نشان می‌دهد که ناشی از روند کاهشی سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق است. مطابق اطلاعات موجود در طول سال‌های برنامه ششم توسعه یعنی از سال ۱۳۹۶ تاکنون هیچ مناقصه‌ای در زمینه احداث نیروگاه جدید منجر به نتیجه نشده است و نیروگاه‌های جدیدی که در این سال‌ها به مدار

آمده، از محل قراردادهای منعقد شده در برنامه‌های چهارم و پنجم توسعه است. این روند نگرانی تامین برق پایدار کشور را به همراه دارد. در توضیح دلایل بروز این وضعیت باید اشاره کرد:

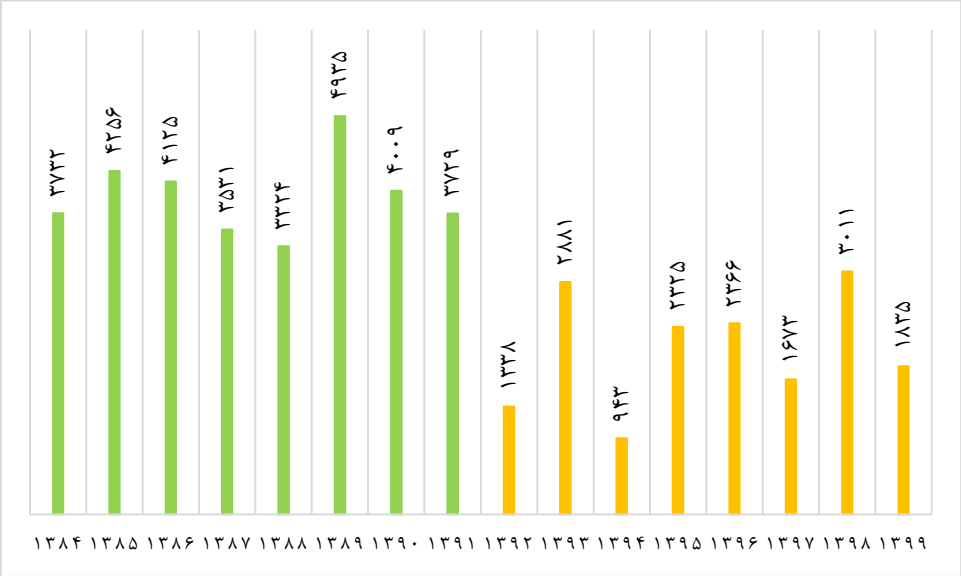
- قیمت خرید برق از نیروگاه‌ها در بازار عمده فروشی برق که حجم اصلی معاملات برق در آن صورت می‌گیرد، در فاصله سال‌های ۱۳۹۳ تا پایان ۱۳۹۸ به دلیل عدم افزایش نرخ پایه پرداخت بابت آمادگی و سقف قیمت انرژی، هیچ گونه افزایشی نداشته است. در حالی که سطح عمومی قیمت‌های کشور در این بازه زمانی رشد قابل توجه داشته است. این مساله بر روی درآمدزایی و سودآوری نیروگاه‌ها اثر گذاشته و سرمایه‌گذاران را به سوی سایر بازارها سوق داده است.
- الگوی تامین مالی سرمایه‌گذاری در قراردادهای BOO مربوط به ساخت نیروگاه عمدتا مبتنی بر سهم ۱۰ الی ۳۰ درصدی آورده سرمایه‌گذار و سهم ۷۰ تا ۹۰ درصدی تامین منابع مالی از محل ایجاد بدهی و خصوصا دریافت تسهیلات ارزی از صندوق توسعه ملی بوده است. پس از افزایش شدید نرخ ارز در سال ۱۳۹۷و استمرار آن، نیروگاه‌های دریافت کننده این تسهیلات در بازپرداخت اقساط دریافتی وام‌های ارزی خود به نرخ روز با بحران جدی رو به رو شدند. عمل نشدن به مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹ هـ مورخ ۱۳۹۴/۰۳/۱۲[1] هیات وزیران و لاینحل ماندن مشکل نیروگاه‌ها، سرمایه‌گذاران جدید را با بیم بروز مشکل مشابه رو به رو کرده و از ورود به احداث نیروگاه بازداشته است.
- نظام حکمرانی تولید برق که در شرایط فعلی تنظیم‌گری در آن بر عهده هیات تنظیم بازار برق است، به گونه‌ای عمل نکرده که بخش غیر دولتی خود را در شرایط رقابت برابر با بخش دولتی بداند. در نتیجه به دلیل موارد تضاد منافع موجود و فقدان نهاد مستقل حکمیت و داوری، سرمایه‌گذار از ورود سرمایه خود به تولید برق اجتناب می‌کند.
- همچنین موارد متعددی از عدم اجرای قوانین مرتبط با تولید برق وجود دارد که منجر به بی‌ثباتی در فضای تولید برق کشور شده و اثر منفی بر ورود سرمایه به این صنعت زیر ساختی داشته است. به صورت فهرست‌وار می‌توان به دستورالعمل بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم توسعه در زمینه تعدیل سالیانه نرخ پایه آمادگی متناسب با تغییرات تورم و ارز؛ دستورالعمل بند (ت) ماده ۴۸ قانون برنامه

[1] . این مصوبه بانک مرکزی جمهوری اسلامی را موظف کرده است تا بر اساس درخواست بانک عامل طرف قرارداد با صندوق توسعه ملی، طبق جدول بازپرداخت ارزی تسهیلات مذکور، شرایط لازم برای تبدیل ریال به ارز را با نرخ رسمی (در زمان صدور مصوبه نرخ رسمی برابر با نرخ مبادله‌ای بوده است) فراهم آورد و پس از دریافت مبلغ ریالی هر قسط، معادل ارزی آن را به حساب صندوق توسعه ملی نزد خود منظور نماید.

ششم توسعه در خصوص اعلام ضوابط مالی تعیین سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی در بازار عمده فروشی برق؛ ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق در زمینه پرداخت ما به التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده برق توسط دولت؛ حکم هیات عمومی دیوان عدالت اداری مبنی بر لزوم جبران زیان مالی نیروگاه‌ها ناشی از عدم تعدیل نرخ پایه پرداخت آمادگی در دو سال پایانی برنامه پنجم توسعه؛ تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه مبنی بر لزوم جبران مالی تاخیر دولت در پرداخت بدهی‌های خود و ... اشاره کرد.

بنابراین همانطور که مشاهده می‌شود سرمایه‌گذار ساخت نیروگاه با مجموعه‌ای از ریسک‌های درآمدی، اقتصادی، حقوقی، قانونی و کشوری رو به رو است که به دلیل ماهیت برخی از ریسک‌های فوق، بخش خصوصی توانایی مدیریت و کنترل نتایج آن‌ها بر خروجی‌های پروژه را ندارد و بنابراین از آوردن سرمایه خود به این صنعت زیرساختی اجتناب می‌کند.

نمودار (۱). افزایش ظرفیت سالانه تولید برق (مگاوات) ۱۳۹۹- ۱۳۸۴



منبع: ۵۳ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (۱۳۹۸) و آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)

جدول (۳) سهم بخش‌های غیر دولتی، دولتی و صنایع بزرگ را از افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کشور نشان می‌دهد.

جدول (۳). سهم بخش‌ها از افزایش ظرفیت سالانه تولید برق کشور (درصد)

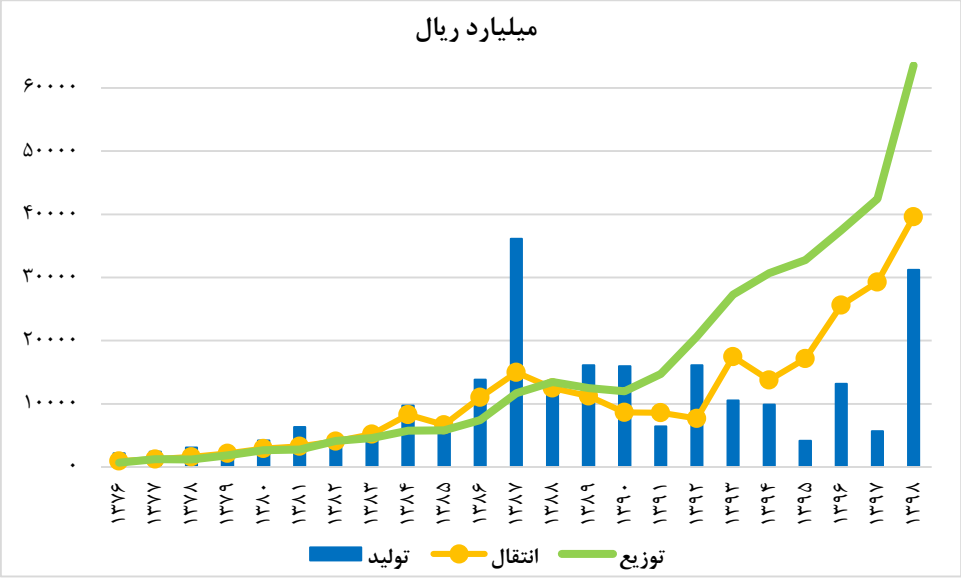
سال	سهم بخش غیر دولتی	سهم بخش دولتی	سهم صنایع بزرگ
۱۳۹۵	۶۴.۸	۳۵.۲	۰
۱۳۹۶	۵۴.۷	۳۱.۶	۱۳.۷
۱۳۹۷	۸۳.۶	۶.۸	۹.۶
۱۳۹۸	۷۸.۶	۲۱.۴	۰
۱۳۹۹	۸۹.۷	۱۰.۳	۰

منبع: ۵۳ سال صنعت برق در آیینه آمار (۱۳۹۸) و آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)

ملاحظه می‌شود که عمده نیروگاه‌هایی که در پنج سال اخیر به مدار آمده سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی بوده است. همانطور که گفته شد قرارداد این پروژه‌ها در سال‌های پیش‌تر (برنامه چهارم و پنجم توسعه) منعقد شده است.

نمودار (۲) روند سرمایه‌گذاری دولتی در تولید برق را به صورت ریالی در فاصله سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۹۸ نشان می‌دهد.

نمودار (۲). سرمایه‌گذاری دولتی در صنعت برق به تفکیک زیربخش‌ها ۱۳۹۸- ۱۳۷۶



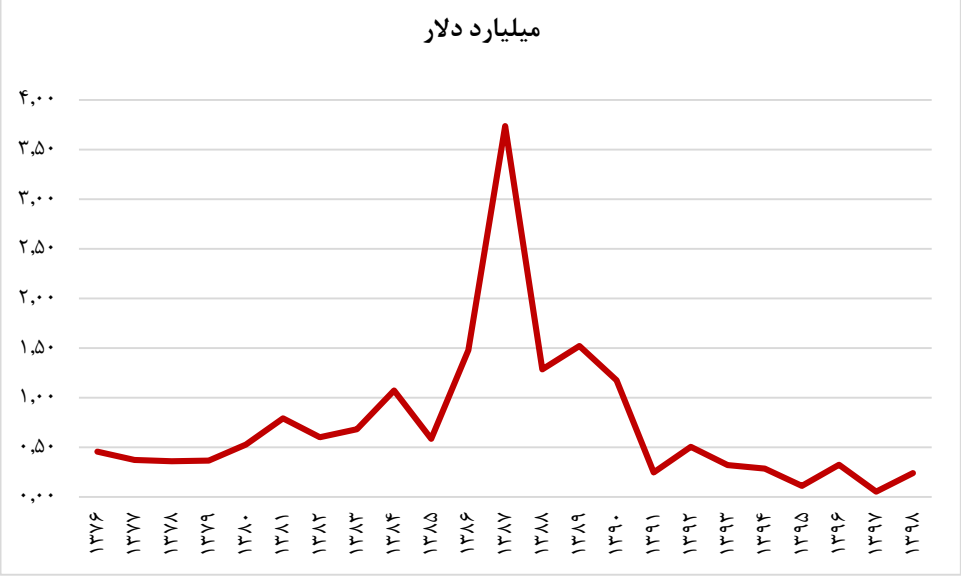
منبع: ۵۳ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (۱۳۹۸)

همانطور که مشاهده می‌شود سرمایه‌گذاری دولتی در زیربخش‌های صنعت برق عمدتا بر بخش‌های انتقال و توزیع متمرکز بوده است و سهم بخش تولید در طول زمان رو به کاهش گذاشته است. به طوریکه در سال

۱۳۹۷ کل سرمایه‌گذاری دولت در تولید برق ۵۶۵۶ میلیارد ریال، به میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای احداث یک نیروگاه کمتر از ۱۰۰ مگاواتی بوده است. در حالیکه نیاز کشور بر اساس هدف‌گذاری برنامه پنجم و ششم توسعه سالانه ۵۰۰۰ مگاوات است.

چنانچه سرمایه‌گذاری ریالی صورت گرفته توسط دولت در همین بازه زمانی با نرخ ارز غیررسمی به دلار تبدیل شود، مشاهده می‌شود از سال ۱۳۸۷ به بعد سرمایه‌گذاری دلاری در تولید برق روند نزولی داشته است و از رقم ۳,۷۵ میلیارد دلار در این سال به رقم ۰,۰۵ در سال ۱۳۹۷ و ۰,۲۴ در سال ۱۳۹۸ رسیده است. نمودارهای (۲) و (۳) به خوبی کمبود شدید منابع مالی دولت را در انجام سرمایه‌گذاری‌های کافی به منظور تامین برق پایدار در آینده نشان می‌دهند.

نمودار (۳). سرمایه‌گذاری دولتی (دلاری) در تولید برق ۱۳۹۸- ۱۳۷۶



منبع: ۵۳ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (۱۳۹۸) و بانک اطلاعات سری‌های زمانی، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران

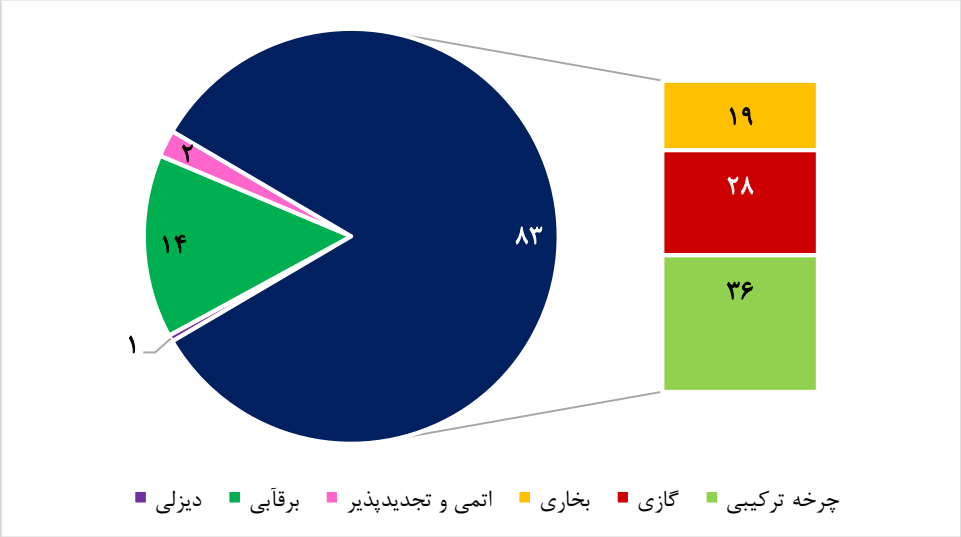
ساخت یک نیروگاه ۵۰۰ مگاواتی بین ۲۵۰ تا ۳۰۰ میلیون یورو منابع مالی نیاز دارد که با نرخ ۲۸ هزار تومان برای هر یورو، معادل ۷۰۰۰ تا ۸۴۰۰ میلیارد تومان منابع مالی است. در نتیجه افزایش سالانه ۵۰۰۰ مگاوات ظرفیت جدید تولید برق نیازمند ۷۰ هزار تا ۸۴ هزار میلیارد تومان سرمایه‌گذاری است. برای مقایسه بزرگی این رقم و در نتیجه دشواری و پیچیدگی تامین مالی در ساخت و توسعه نیروگاه‌ها مقایسه‌ای با بعضی شاخص‌ها صورت می‌گیرد:

- تسهیلات پرداختی بانک‌ها و موسسات اعتباری به کل بخش صنعت و معدن در ۱۲ ماهه سال ۱۳۹۸، بالغ بر ۳۱۷ هزار میلیارد تومان بوده است.[۱] نسبت منابع مورد نیاز برای افزایش ظرفیت سالانه ۵۰۰۰ مگاوات به این رقم، ۲۴ درصد است.
- در سال ۱۳۹۸ حجم کل تامین مالی از طریق بازار سرمایه ۴۶۷ هزار میلیارد تومان بوده است.[۲] نسبت منابع مورد نیاز برای افزایش ظرفیت سالانه ۵۰۰۰ مگاوات به این رقم، ۱۶٫۵ درصد است.
- مجموع سرمایه‌گذاری دولتی در تولید برق در پنج سال برنامه پنجم (۱۳۹۰ تا ۱۳۹۴)، نزدیک به ۶ هزار میلیارد تومان بوده است[۳]. در سال‌های ۱۳۹۷ و ۱۳۹۸ افزایش ظرفیت دولتی در تولید برق مجموعا ۴۵۵ مگاوات بوده است.
- جمع رقم سرمایه‌گذاری خارجی شامل سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی، سرمایه‌گذاری در اوراق بهادار و سایر انواع سرمایه‌گذاری در سال ۱۳۹۸ ، ۱۰۰۰ میلیون دلار بوده است.[۴] تخصیص کل این میزان به ساخت نیروگاه نیز قادر نخواهد بود حتی نیمی از هدف سالانه ۵۰۰۰ مگاوات افزایش ظرفیت جدید را محقق کند.

اگر ظرفیت تولید برق در سال ۱۳۹۹ به تفکیک انواع تکنولوژی تولید برق مورد بررسی قرار گیرد، مشاهده می‌شود ۲۸ درصد ظرفیت منصوبه نامی کشور معادل ۲۳۹۵۷ مگاوات مربوط به نیروگاه‌های گازی است که با افزوده شدن بخش بخار، پتانسیل تبدیل به واحدهای سیکل ترکیبی با راندمان و قدرت نامی بالاتر را دارد.

[۱] . بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران
[۲] . بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران
[۳] . ۵۲ سال صنعت برق در آیینه آمار
[۴] . بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران

نمودار (۴). ظرفیت نامی تولید برق کشور در سال ۱۳۹۹ به تفکیک نوع تکنولوژی تولیدی (درصد)



منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)

سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌ها از جمله راهکارهای افزایش راندمان و توان تولید برق کشور است که به دلیل مشکلات قراردادی در تولید برق بسیاری از این پروژه‌ها نیز متوقف مانده است.

۳. مروری بر ادبیات موضوع

۳-۱. مرور نظری

در بخش مرور نظری ابتدا به مفاهیم ریسک، سرمایه‌گذاری، ارتباط میان آن‌ها و ریسک‌های سرمایه‌گذاری در حالت کلی پرداخته می‌شود. سپس به انواع ریسک‌های موجود در سرمایه‌گذاری‌های مبتنی بر الگوهای مشارکتی عمومی – خصوصی (PPP) که الگوی ساخت، تملک و بهره‌برداری (BOO) نیز از زیر مجموعه‌های آن است، پرداخته می‌شود و در بخش آخر ریسک‌های پروژه‌های نیروگاهی در سرمایه‌گذاری بر اساس این الگو تشریح خواهد شد.

۳-۱-۱. مفاهیم سرمایه‌گذاری، ریسک و ارتباط میان آن‌ها

فرهنگ لغات تخصصی کمبریج اصطلاح سرمایه‌گذاری را هرگونه صرف زمان، انرژی، وقت، تلاش و نهاده‌های اقتصادی از این قبیل، با هدف کسب سود یا مزیت و منفعتی در زمان آتی تعریف می‌نماید. دایره‌المعارف معتبر

بریتانیکا در یک تعریف مشابه سرمایه‌گذاری را چشم پوشی از مصرف یک دارایی در زمان حال و به جریان اقتصادی انداختن آن به منظور کسب عواید بیشتر در زمان آینده دانسته و این فرایند را نتیجه انتظارات درآمدی مطلوب‌تر سرمایه‌گذار در زمان آتی می‌داند. تفضلی سرمایه‌گذاری را فرایندی تعریف می‌نماید که در آن کالاهای سرمایه‌ای برای تولید کالاها و یا خدمات دیگر به کار می‌روند.

دورنبوش و فیشر[۱]سرمایه‌گذاری را هرگونه تغییر در ذخایر سرمایه تعریف می‌نمایند. در تعریف آن‌ها شیوه‌های گوناگون سرمایه‌گذاری، سرمایه‌گذاری ثابت کسب و کار (که شامل مخارج بنگاه‌ها در ماشین آلات بادوام، تجهیزات و سازه‌هایی نظیر کارخانه‌ها است)، سرمایه‌گذاری در مسکن (که عمدتا سرمایه‌گذاری در خانه‌های مسکونی را شامل می‌شود) و در نهایت سرمایه‌گذاری در ذخایر انبار (یا همان کالاهایی که بنگاه‌ها و تولید کنندگان در انبار نگهداری می‌نمایند، مانند مواد، ملزومات، کالاهای در جریان ساخت و کالای ساخته شده) می‌باشد (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲).

آورام و همکاران[۲](۲۰۰۹) سرمایه‌گذاری را به صورت کلی به عنوان مخارجی که امروز انجام می‌شود تا در آینده ایجاد عایدی کند، تعریف می‌کنند. شرکتی که اقدام به سرمایه‌گذاری می‌کند باید قادر به توسعه و بقا در بازار رقابتی باشد. هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای به دست آوردن سود صورت می‌گیرد و در دسته‌بندی دیگری می‌تواند به دو طریق انجام شود. سرمایه‌گذاری ثابت مانند ساختمان، ماشین‌آلات یا کارخانه‌ها یا سرمایه‌گذاری‌های پولی مانند سهام، اوراق قرضه و غیره. هر دو نوع سرمایه‌گذاری می‌تواند باعث رشد یک شرکت شود.

تقاضا برای انجام یک پروژه سرمایه‌گذاری تحت تاثیر تجربه سودآوری گذشته سرمایه‌گذار و برآورد فرصت‌های سودآوری در آینده است. تصمیم به انجام سرمایه‌گذاری به سودآوری مورد انتظار، هزینه دارایی‌ها و دسترسی به منابع مالی و چگونگی تامین مالی بستگی دارد. سرمایه‌گذار در تصمیم‌گیری برای برنامه‌ریزی سرمایه‌گذاری از سویی به نرخ مورد انتظار سودآوری و به ریسک فرصت‌های بالقوه مختلف سرمایه‌گذاری توجه می‌کند و از سوی دیگر به هزینه تامین مالی. اگر نرخ سود پیش بینی شده بیش از هزینه تامین مالی با حاشیه مورد نیاز برای پوشش ریسک باشد، سرمایه‌گذار مشتاق می‌شود پروژه را به عهده گیرد. سرمایه‌گذار همچنین نیاز دارد از دوره بازگشت سرمایه اطلاع داشته باشد (هارکورت و همکاران[۳] ۱۹۶۷).

سرمایه‌گذاری تخصیص منابع به بازه زمانی میان‌مدت تا بلندمدت است و اثرات مورد انتظار آن باید هزینه‌های سرمایه‌گذاری را پوشش دهد و سودآوری بالایی نیز داشته باشد. علاوه بر منابع مالی از منابع مادی و نیروی

---

۱. Dornbusch and Fischer
۲. Avram et al. 2009
۳. Harcourt et al. 1967

انسانی نیز در سرمایه‌گذاری استفاده می‌شود. محیط اقتصادی و مالی بر روی سرمایه‌گذاری اثر می‌گذارد. بنابراین نتایج مورد انتظار نامشخص است (آورام و همکاران، ۲۰۰۹). تصمیم به سرمایه‌گذاری پس از تحلیل کامل شرایط پروژه سرمایه‌گذاری صورت می‌گیرد. یکی از عوامل بنیادین که بر روی تصمیم به سرمایه‌گذاری اثر می‌گذارد، ریسک سرمایه‌گذاری است. ریسک سرمایه‌گذاری از عدم اطمینان در مورد پوشش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و ایجاد سود آوری مناسب نشات می‌گیرد (ویرلیس[۱] ۲۰۱۳).

هر چند مکاتب مختلف اقتصادی از جمله کلاسیک‌ها، کینزین‌ها و نئوکلاسیک‌ها روش‌های گوناگون و متغیرهای متنوعی برای برآورد تابع سرمایه‌گذاری پیشنهاد نمودند، با این حال تمام آن‌ها بر اهمیت و تاثیرگذاری ریسک به عنوان یک عامل کیفی بر تصمیمات سرمایه‌گذاری اشخاص تاکید نموده‌اند.

اقتصاددانان کلاسیک از جمله آدام اسمیت و ریکاردو بیشتر بر جنبه‌های نرخ بهره و سود حاصل از سرمایه‌گذاری تاکید داشته و با قبول فرض تصمیم‌گیری عقلائی به طور کلی سرمایه‌گذاران را ریسک گریز می‌دانستند. کینزین‌ها با قبول اهمیت نرخ بهره بر اهمیت بازده داخلی و بازدهی نهایی فرصت‌های سرمایه‌گذاری در ترجیحات سرمایه‌گذاران تاکید نمودند. نئو کلاسیک‌ها و از جمله جور گنسون و توبین برای نخستین بار ریسک را به صورت کمی در برآورد تابع سرمایه‌گذاری وارد نمودند.

به طور کلی هر سرمایه‌گذاری بر دو پایه استوار است. نخست ریسک و عامل دیگر بازده حاصل از سرمایه‌گذاری. مطابق تئوری کنش عقلائی فرد زمانی به سرمایه‌گذاری مبادرت می‌ورزد که حد مطلوبی از ریسک و بازدهی برای او تامین شده باشد، در غیر این صورت انجام سرمایه‌گذاری برای او مطلوب نخواهد بود. به عبارت دیگر، بازدهی و امنیت دو عامل اصلی در تصمیم برای سرمایه‌گذاری است. به عنوان مثال، اگر یک سرمایه‌گذار باور داشته باشد که نرخ بازده فعالیت‌های تولیدی کمتر از نرخ سود اوراق مشارکت یا نرخ سود بانکی است به طور قطع در فعالیت‌های تولیدی سرمایه‌گذاری نخواهد کرد، اما اگر انتظار بازدهی بیشتری داشته باشد با پذیرش حد معینی از ریسک وارد فعالیت تولیدی خواهد شد (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲).

در شرایط اطمینان که تمامی اطلاعات برای درک برآیندهای آتی شناخته شده است، تصمیم به سرمایه‌گذاری ساده است. با این وجود در شرایط نااطمینانی عامل ریسک در تصمیم سرمایه‌گذار وارد می‌شود. بدان معنی که بازده حاصل از سرمایه‌گذاری به توزیع احتمال بازده تبدیل می‌شود (فوربس[۲] ۲۰۰۹).

ریسک از مسائل پیچیده است که در فرآیند سرمایه‌گذاری مطالعه، شناخت و درک آن ضروری است. تصمیم به سرمایه‌گذاری بدون تحلیل ریسک ممکن نیست. سرمایه‌گذار بر مبنای تحلیل ریسک می‌تواند تصمیم بگیرد

---

۱. Virlics 2013
۲. Forbes 2009

در قبال عدم اطمینان‌ها چه اقداماتی انجام دهد، چگونه ریسک‌ها را مدیریت کند و اینکه اساسا مبادرت به سرمایه‌گذاری کند یا خیر (ویرلیس، ۲۰۱۳).

هرچند تعابیر متفاوتی در تعریف ریسک به کار رفته است، با این حال محتوای تمام این تعاریف یکسان است. برای نمونه موسسه بین‌المللی مدیریت پروژه[۱](PMI) ریسک را یک واقعه یا رویداد غیر مسلم که در صورت بروز یک یا چند هدف از اهداف پروژه را متاثر می‌سازد، تعریف نموده است (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲).

ریسک‌های پروژه شامل احتمال و درجه انحراف غیر قابل قبول از ویژگی‌های پیش بینی شده است که اساس تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری هستند. از این نظر، شناسایی منابع اصلی عدم اطمینان و ریسک مرتبط با سرمایه‌گذاری‌ها اهمیت دارد. در حقیقت، تجزیه و تحلیل ریسک یکی از بخش‌های اساسی توسعه پروژه است (کانها و فریرا[۲] ۲۰۱۴).

به لحاظ اقتصادی ریسک تغییرپذیری در بازدهی آتی سرمایه‌گذاری است (کست و لپید[۳] ۲۰۰۶). همچنین در دیدگاه مارکوویتز، ریسک سرمایه‌گذاری متغیر بودن بازده مورد انتظار است. ریسک عبارت است از امکان قرار گرفتن در معرض زیان. تعیین ریسک بر اساس تجربه و اطلاعات زیادی است که امکان تخمین پیامدهای احتمالی را فراهم می‌کند (آیونیتا[۴] ۲۰۰۱). چاواز[۵](۲۰۰۴) ریسک را نمایانگر هر موقعیتی می‌داند که در آن موقعیت برخی رخدادها به طور قطعی پیش از موعد مشخص شناخته نمی‌شوند. بنابراین بر اساس این تعریف زمان یکی از ویژگی‌های کلیدی ریسک است. ریسک دارای یک بعد زمانی است و ریسک‌ها در هر نقطه از بازه زمانی ویژگی‌های متفاوتی دارند. بنابراین در تعریف ریسک، در نظر گرفتن عامل زمان ضروری است.

با این وجود برای رسیدن به تعریف مفیدی از ریسک، مولفه‌های دیگری نیز باید اضافه شوند. ریسک مفهومی چند وجهی است. چاواز (۲۰۰۴) سه عامل را که در به وجود آمدن یک اتفاق ریسکی مشارکت دارند مشخص می‌کند: نخست اینکه ریسک وجود دارد زیرا بعضی از عواملی که به وجود آورنده رویدادها هستند (عوامل علی) به صورت دقیق قابل کنترل یا اندازه‌گیری نیستند. دومین عامل توانایی محدود پردازش اطلاعات است و سومین فاکتور که در به وجود آمدن ریسک مشارکت می‌کند، هزینه اطلاعات است. این هزینه‌ها می‌تواند پولی یا غیر پولی باشد. زمانی پردازش اطلاعات ارزشمند است که مزایای این کار از هزینه‌های آن بیشتر باشد (ویرلیس، ۲۰۱۳).

---

۱. Project Management Institute
۲. Cunha & Ferreira 2014
۳. Kast & Lapied 2006
۴. Ionita 2001
۵. Chavas 2004

طبقه‌بندی‌های مختلفی از انواع ریسک‌ها وجود دارد که برخی از آن‌ها عبارتند از:

ریسک‌های ایستا و پویا[۱]: ریسک‌های پویا آن دسته از ریسک‌هایی هستند که در آن‌ها احتمال تغییرات پویا وجود دارد. این نوع از ریسک‌ها در نتیجه تغییرات در شرایط اقتصادی، برای مثال سطح قیمت‌ها، سلیقه مصرف کنندگان، رفتارهای پس‌اندازی یا تغییرات تکنولوژی رخ می‌دهند و معمولا در بلندمدت به نفع کل جامعه هستند. ریسک‌های ایستا آن دسته از زیان‌هایی را وارد می‌سازند که در اثر اتفاقاتی غیر اقتصادی از قبیل تصادف، آتش‌سوزی یا سایر رخدادهای طبیعی حادث شده‌اند. این قبیل زیان‌ها ممکن است در اثر اقدامات بی‌قاعده یا اشتباهات انسانی نیز رخ دهند. این قبیل ریسک‌ها ممکن است برای یک نفر منبع عایدی شوند اما معمولا زیان‌هایی از قبیل تخریب دارایی‌ها به همراه دارند و منبع سود و منفعت برای جامعه نیستند.

ریسک‌های خالص و سوداگرانه[۲]: ریسک‌های سفته‌بازی یا سوداگرانه وضعیتی را توصیف می‌کنند که احتمال زیان و همچنین سود وجود دارد. فعالیت‌هایی که چنین خطراتی را ایجاد می‌کنند معمولا به امید کسب سود انجام می‌شوند. خطرات محض یا خالص ریسک‌هایی هستند که فقط چشم انداز ضرر را ارائه می‌دهند. خطرات طبیعی یا پیامدهای ناشی خطاهای انسانی معمولا فقط خطرات محض هستند.

خطرات بنیادی و خطرات خاص[۳]: ریسک‌های خاص زیان‌هایی هستند که در اثر رویدادهای انفرادی ایجاد می‌شوند. خطرات بنیادی شامل ضررهایی است که بخش بزرگی از جمعیت را تحت تاثیر قرار می‌دهد و در اثر پدیده‌های اقتصادی، اجتماعی، اقلیمی، بهداشتی یا سیاسی ایجاد می‌شوند. ریسک‌های بنیادی می‌توانند ایستا یا پویا باشند.

ریسک‌های کشوری و بین‌المللی[۴]: ریسک کشوری را می‌توان به عنوان ضررهای مالی احتمالی ناشی از رویدادهای کلان اقتصادی و/یا سیاسی در یک کشور خاص تعریف کرد. در سطح کشور، ریسک‌های تجاری اساسا در قالب ریسک‌های عملیاتی، ریسک‌های سیاسی اجتماعی و ریسک‌های مالی طبقه‌بندی می‌شوند. ریسک‌های عملیاتی مربوط به محیط اقتصادی، فنی، زیرساختی و فرهنگ محلی هستند. در حالی که خطرات سیاسی اجتماعی مربوط به دولت میزبان و سیاست‌ها، برنامه‌ها و شیوه‌های اجرای آن‌ها است. به عنوان مثال تغییر در دولت‌ها ممکن است منجر به تغییر رفتار یا نگرش نسبت به منافع ملی شود. ریسک‌های مالی از آنجا نشات می‌گیرند که جریان نقدینگی سرمایه‌گذاری به پول محلی است و این احتمال وجود دارد که کنترل‌های

---

۱. Static and Dynamic Risks
۲. Pure and Speculative Risks
۳. Fundamental and Particular Risks
۴. Country and International Risks

ارزی یا محدودیت‌های انتقال وجوه خطراتی را برای سرمایه‌گذار ایجاد کند. ریسک‌های کشوری ماهیتا ریسک‌های پویا هستند.

عوامل خارجی و بین‌المللی نیز می‌توانند به طور غیرمنتظره‌ای تغییر کرده و ریسک یک کشور را تغییر دهند. بنابراین، درک ریسک‌ها، بسته به نحوه توسعه اقتصاد جهانی و سیاست‌های بین‌المللی، ناگزیر در معرض تغییر است.

ریسک‌های سیستماتیک و غیر سیستماتیک[1] این یک اصل اساسی در مدیریت مالی است که تنوع بخشی منجر به تخفیف ریسک می‌شود. اگر همه پیامدهای رویدادهای مخاطره‌آمیز یکسان نباشند یا همه در یک زمان به وجود نیایند، تنوع بخشی ریسک‌ها را کاهش می‌دهد. ریسکی که از طریق تنوع بخشی می‌توان با آن رو به رو شد، به عنوان ریسک متنوع یا غیر سیستماتیک شناخته می‌شود (کواترویل،[2] ۲۰۰۶).

ریسک غیر سیستماتیک بخشی از ریسک کل است که تنها یک صنعت یا یک شرکت خاص را در بر می‌گیرد. به عنوان مثال توان مدیریت و انعطاف پذیری در یک شرکت تنها در بازده سرمایه‌گذاری سهام آن شرکت تاثیر دارد یا اینکه اعتصابات کارگری در یک صنعت تنها آن صنعت خاص را تحت تاثیر قرار می‌دهد. اینگونه عوامل از نظر سرمایه‌گذار، قابل کنترل است؛ چرا که سرمایه‌گذار قادر است با تشخیص آن‌ها سرمایه خویش را از یک شرکت به شرکت دیگر یا از یک صنعت به صنعت دیگر منتقل کرده یا اینکه با توزیع سرمایه خویش در صنایع مختلف ریسک مذکور را به حداقل برساند. در حالی که در مقابله با عوامل ریسک سیستماتیک، از آنجا که این عوامل بازده انواع متفاوت سرمایه‌گذاری‌ها را تحت تاثیر قرار می‌دهند سرمایه‌گذار به راحتی نمی‌تواند از آن اجتناب ورزد. اکثر ریسک‌های غیر سیستماتیک از طریق اعمال مدیریت صحیح ریسک توسط بنگاه‌های اقتصادی قابل تعدیل بوده و در مواردی نیز می‌توانند به فرصت تبدیل شوند. ریسک غیر سیستماتیک خود به دو بخش تقسیم می‌شود که در ادامه به صورت خلاصه به هر یک اشاره می‌گردد.

ریسک تجاری

این ریسک به آثار شرایط بهره‌برداری که یک شرکت با آن مواجه است در میزان درآمد (ناخالص) شرکت اطلاق می‌شود. عدم استقبال مشتریان از یک محصول، ورود رقبای جدید، تولید محصولات مشابه، ورود تکنولوژی‌های جدید در تولید محصول، تغییر قیمت فروش و تغییر هزینه مواد اولیه شرایطی هستند که بر درآمد و به تبع آن ریسک تجاری شرکت تاثیر می‌گذارند. به این ترتیب همواره شرکت‌ها برحسب شرایط بهره‌برداری که با آن

[1]. Systematic and Unsystematic Risks
[2]. Outreville 2006

مواجه هستند نوعی عدم اطمینان در عایدی خود خواهند داشت. اینکه یک شرکت تا چه حد از چنین شرایطی متاثر است به میزان زیادی به ساختار مدیریتی و بهره‌برداری شرکت‌ها بستگی دارد.

ریسک مالی

این ریسک به تاثیر ساختار سرمایه یک شرکت در میزان عایدی هر سهم اطلاق می‌شود. منظور از ساختار سرمایه چگونگی ترکیب سرمایه صاحبان سهام و حجم بدهی‌ها است. پیش‌تر گفته شد که ریسک تجاری تغییرات عایدی قبل از بهره و مالیات در اثر شرایط بهره‌برداری است. با کسر مالیات و بهره بدهی‌ها سود قابل تقسیم مشخص و در نهایت عایدی هر سهم تعیین می‌گردد. درصورتی که حجم بدهی در ساختار سرمایه زیاد باشد مبلغ عایدی هر سهم به شرایط عملیاتی حساس‌تر می شود. به عبارت دیگر، وجود بدهی عامل تشدیدکننده در نوسانات عایدی هر سهم است. درصورتی که شرایط عملیاتی مطلوب باشد وجود بدهی افزایش مضاعفی در عایدی هر سهم به وجود می‌آورد و اگر شرایط عملیاتی نامطلوب باشد وجود بدهی کاهش عایدی هر سهم را تشدید می‌نماید (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲).

از سویی برخی از اجزای اجتناب ناپذیر ریسک نیز وجود دارد زیرا عوامل خاصی به طور سیستماتیک همه شرکت‌های اقتصاد را به میزان بیشتر یا کمتر تحت تاثیر قرار می‌دهند. این ریسک به عنوان ریسک بازار یا سیستماتیک شناخته می‌شود (کواترویل، ۲۰۰۶).

ریسک‌های سیستماتیک به طور عام از جنبه کلان مطرح و دایر بر عوامل محیطی هستند که خارج از توان اداره و کنترل بنگاه‌های تولیدی می‌باشند. ریسک سیستماتیک احتمال تغییر در نرخ بازده سرمایه‌گذاری است که به دلیل عوامل غیر قابل کنترل (محیطی) نظیر شرایط اقتصادی، سیاسی و اجتماعی حاکم به وجود می‌آید. این شرایط تنها روی یک نوع سرمایه‌گذاری خاص تاثیر ندارد بلکه انواع مختلف سرمایه‌گذاری را تحت تاثیر قرار می‌دهد، بنابراین سرمایه‌گذار نقشی در کنترل یا هدایت آن نداشته و ناگزیر از رویارویی با آن می‌باشد. ریسک‌های سیستماتیک خود دارای انواعی است که مهمترین آن‌ها در ادامه به اختصار تشریح می‌شوند.

ریسک بازار

این ریسک به تغییر قیمت سهام به دلیل تغییر دیدگاه سرمایه‌گذاران اطلاق می‌شود. تغییر در توقع سرمایه‌گذاران عمدتا ناشی از وقوع حوادث سیاسی، اجتماعی و اقتصادی است. البته گاهی مسائل روانی نیز موجب این تغییر می‌شود. به عنوان مثال، فروش یکباره سهام توسط یک سرمایه‌گذار عمده موجب می‌شود سایر سرمایه‌گذاران نیز احساس خطر نمایند که در نتیجه این روند فروش سهام تشدید شده و سر انجام کاهش عمومی قیمت‌ها حاصل گردد.

ریسک نرخ بهره

این ریسک به تغییر سطح عمومی نرخ بهره گفته می‌شود. دلیل اصلی تغییر نرخ بهره تغییر در نرخ بهره اوراق قرضه دولتی که تقریبا بدون ریسک هستند، می‌باشد. با افزایش نرخ بهره اوراق قرضه دولتی، از آنجا که سرمایه‌گذاری بدون ریسک با نرخ بالاتری میسر می‌شود مطلوبیت بیشتری را برای سرمایه‌گذاران در این اوراق به وجود می‌آورد و در پی آن بخشی از سرمایه‌هایی که پیش از آن در زمینه‌های دیگر، به عنوان مثال سهام یا اوراق قرضه شرکت‌ها سرمایه‌گذاری شده به خرید این اوراق اختصاص می‌یابد و موجب می‌گردد ارزش سهام یا اوراق قرضه شرکت‌ها کاهش یابد.

ریسک قدرت خرید

ریسک بازار و ریسک نرخ بهره به طور مستقیم معرف عدم اطمینان در دریافت پول مورد انتظار و در نتیجه عدم اطمینان در نرخ بازگشت سرمایه هستند. ریسک قدرت خرید عدم اطمینان از قدرت خرید متناظر با پول دریافتی است. به عبارت دیگر، با فرض اینکه نرخ بازگشت سرمایه مورد انتظار محقق شود تا چه حد این نرخ می‌تواند کاهش قدرت خرید حاصل از تورم در جامعه را پوشش دهد.

ریسک نرخ برابری ارزها

شرایط اقتصادی کشورها از طریق نرخ برابری ارز بر یکدیگر تاثیر می‌گذارد. بازده سرمایه‌گذاری‌هایی که متاثر از نرخ برابری ارز است همواره با تغییر این نرخ برابری تغییر خواهد کرد (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲).

در کنار طبقه‌بندی‌های کلی صورت گرفته از ریسک‌ها، مطالعات متعددی نیز به دسته‌بندی ریسک‌ها در قالب قراردادهای خاص یا زمینه‌های خاص سرمایه‌گذاری پرداخته‌اند. از آنجا که هدف نهایی این بخش معرفی انواع ریسک‌ها در قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری و پروژه‌های نیروگاهی است، ابتدا ریسک‌های این قراردادها در حالت کلی معرفی شده و سپس ریسک‌های پروژه‌های احداث نیروگاه در قالب این قراردادها تشریح می‌شود.

الگوی مشارکت عمومی – خصوصی[۱](PPP) در حقیقت ایجاد رابطه‌ای است بین بخش دولتی و بخش خصوصی جهت توسعه و گسترش زیرساخت‌های کشور پذیرای سرمایه از طریق سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در زیرساخت‌هایی که در اصل بخش دولتی مسئول گسترش آن‌ها می‌باشد. دولت‌ها از این روش برای توسعه زیرساخت‌ها با استفاده از سرمایه بخش خصوصی و افزایش ارزش پول[۲]در پروژه‌ها استفاده می‌کنند.

PPP موفقیت‌آمیز و ایده‌آل توافق نامه‌ای است که در آن بخش خصوصی و بخش دولتی وارد شراکت بلندمدت شده و مهم‌ترین هدف بخش دولتی از وارد شدن به چنین رویکردی افزایش ارزش پول خدمات حاصله می‌باشد.

---

۱. Public- Private Partnership
۲. Value for Money

نه تنها جذب سرمایه بخش خصوصی بلکه بهره‌مندی از توانایی‌های مدیریتی و بازدهی بالای بخش خصوصی نیز از دیگر اهداف PPP می‌باشد.

منظور از افزایش ارزش پول در حقیقت یکپارچه نمودن هزینه‌های پرداختی از طرف بخش دولتی و مصرف کنندگان برق از یک طرف و بهای خروجی / خدمات ارائه شده از طرف دیگر می‌باشد (صبحیه و کشتیبان؛ ۱۳۸۸).

قراردادهای PPP انواع مختلفی دارند. برخی از آن‌ها که کاربرد بیشتری در صنعت برق دارند عبارتند از قراردادهای:

ساخت، بهره‌برداری، انتقال:[۱] پروژه‌ای با مجوز دولت توسط یک شرکت خصوصی ساخته می‌شود و پس از ساخت، برای مدتی مورد بهره‌برداری آن شرکت قرار می‌گیرد و پس از انقضای مدت قرارداد، پروژه به دولت میزبان منتقل می‌گردد. به عبارت دیگر دولت به یک کنسرسیوم خصوصی متشکل از شرکت‌های مختلف امتیاز می‌دهد تا مطابق قرارداد، تامین مالی طرح را عهده‌دار شده و آنرا بسازد. به این ترتیب که در خلال دوره ساخت، بخش خصوصی تامین مالی پروژه را بر عهده داشته و با عملیاتی شدن پروژه، شروع به بهره‌برداری از آن به منظور بازپرداخت وام و کسب سود سرمایه نماید و پس از آن پروژه را به نهاد دولتی بدون هیچ هزینه‌ای بازگرداند.

ساخت، تملک، بهره‌برداری:[۲] در این روش سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی نیروگاه‌ها را ساخته و با مالکیت خود مورد بهره‌برداری قرار می‌دهند و برق آن را به وزارت نیرو و یا شرکت‌های توزیع می‌فروشند.

ساخت، مالکیت، بهره‌برداری، انتقال:[۳] این روش ساخت، تملک؛ بهره‌برداری و انتقال نیروگاه را در بر می‌گیرد.

ساخت، اجاره، بهره‌برداری، انتقال:[۴] در این روش بخش خصوصی ساخت، اجاره، بهره‌برداری و انتقال نیروگاه را بر عهده داشته و پس از مدت زمان مشخص انتقال آن به بخش دولتی صورت می‌پذیرد.

بازسازی، بهره‌برداری، انتقال[۵] که عبارت از ترمیم و نوسازی نیروگاه‌ها، بهره‌برداری از آن‌ها و سپس انتقال به دولت یا بخش عمومی است.

در دو دهه گذشته اجرای پروژه‌های زیربنایی با روش ساخت، بهره‌بردای، انتقال و مشتقات آن به عنوان یکی از روش‌های پذیرفته شده جهت جلب مشارکت بخش خصوصی در توسعه پروژه‌های زیربنایی در سطح دنیا

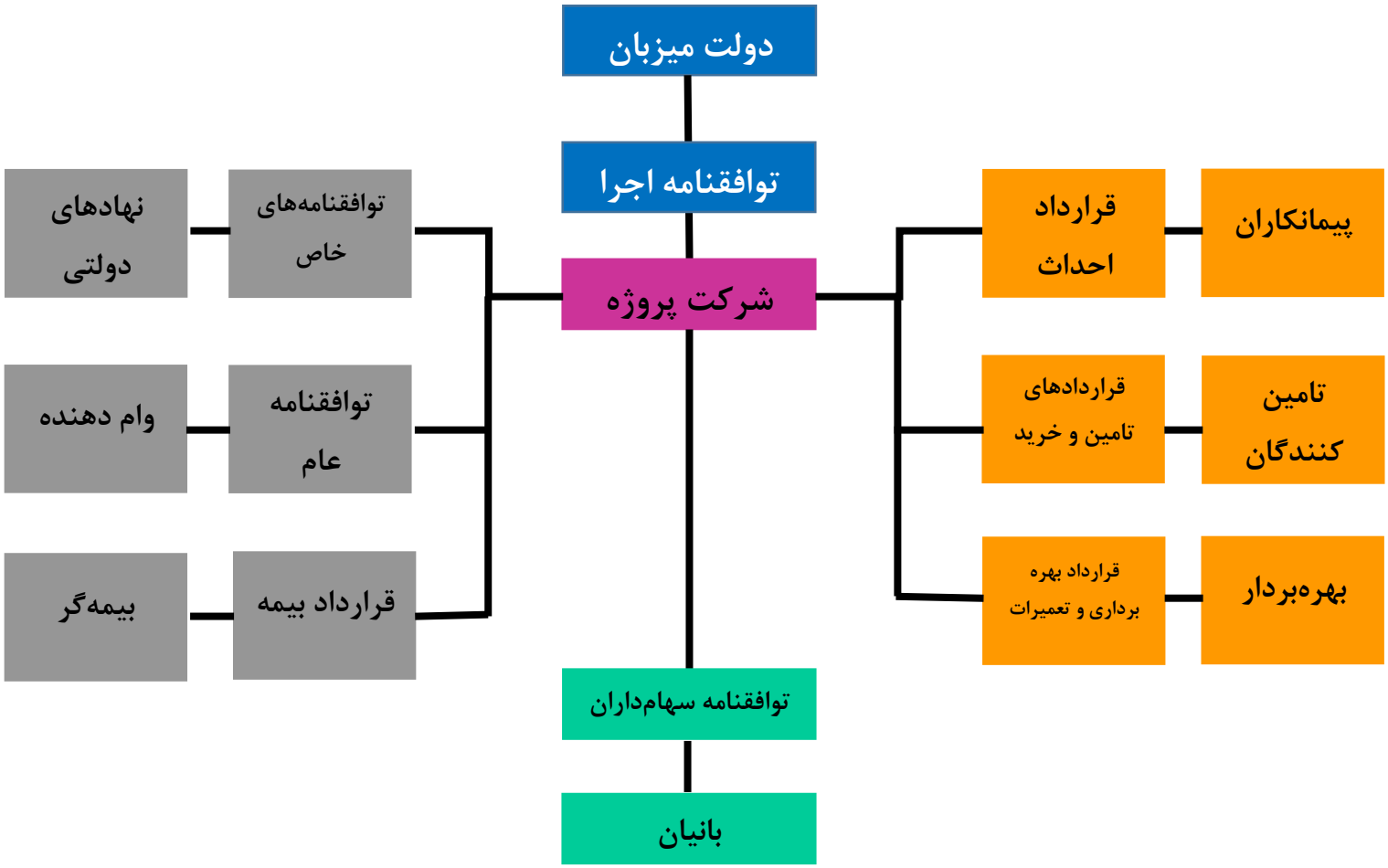
---

۱. Build, Operate, Transfer (BOT)
۲. Build, Ownership, Operate (BOO)
۳. Build, Ownership, Operate, Transfer (BOOT)
۴. Build, Lease, Operate, Transfer (BLOT)
۵. Rehabilitate, Operate, Transfer (ROT)

شناخته شده است. از مهمترین ویژگی‌های این روش انتقال بار تامین مالی و همچنین برخی از ریسک‌های پروژه به بخش خصوصی می‌باشد (نوری و همکاران، ۱۳۹۴).

پروژه‌های BOT و BOO مشابهت‌های زیادی از جمله در الگوی تامین مالی، عوامل موفقیت و شکست و ریسک‌ها دارند. ساختار سازمانی این پروژه‌ها را در شکل (۱) می‌توان نشان داد:

شکل (۱). ساختار پروژه‌های BOT (BOO)



منبع: نوری و همکاران (۱۳۹۴)

این طرح‌ها از نظر مذاکرات و توافقاتی که باید توسط طرفین انجام شود، بسیار پیچیده هستند. به طور کلی ویژگی این پروژه‌ها به این صورت است که:

- سرمایه‌گذاری پروژه به طور مستقیم یا غیرمستقیم توسط کنسرسیوم تعریف شده، برنامه‌ریزی و تامین مالی می‌شود و ساخت و ساز بر مبنای آن صورت می‌گیرد (اغلب یک کنسرسیوم خصوصی است و معمولا از طریق یک شرکت پروژه فعالیت می‌کند).
- پروژه‌های فوق معمولا شامل مشارکت بخش خصوصی هستند.
- تامین مالی آن‌ها با حق رجوع محدود بر مبنای ریسک‌ها و نقدینگی پروژه است.
- سرمایه‌گذاری با فروش محصولات بازپرداخت می‌شود.
- به طور معمول درآمدزایی یا از طریق تعرفه‌گذاری توافق شده و یا توافق نامه خرید طولانی مدت تضمین می‌شود.

همه پروژه‌ها دارای چرخه عمری هستند که شامل سه مرحله مشخص است:

- مرحله توسعه پروژه، که طی آن فعالیت‌هایی از قبیل مطالعه بازار، امکان سنجی، طراحی، ارزیابی اثرات زیست محیطی و آماده‌سازی اسناد مناقصه صورت می‌گیرد.
- مرحله اجرای پروژه یا مرحله ساخت، که طی آن نیروگاه ساخته و راه‌اندازی می‌شود.
- مرحله بهره‌برداری از پروژه که طی آن از نیروگاه برای تولید انرژی الکتریکی استفاده می‌شود.

در اجرای موفقیت آمیز این پروژه‌ها مراحلی باید طی شود که عبارتند از:

قانون‌گذاری دولت: بدان معنا که دولت میزبان متعهد می‌شود از پروژه پشتیبانی کند. برای مثال در ارتباط با مواردی همچون تملک اجباری زمین یا جابجایی ساکنان محلی. در صورتی که پروژه از حمایت کامل و متعهدانه دولت کشوری که پروژه در آن انجام می‌شود، برخوردار نباشد، فرصتی برای تحقق آن وجود ندارد. حمایت‌های دولت میزبان البته موضوعی است که وام دهندگان قبل از تعهد به تامین اعتبار مورد نیاز پروژه، مایلند از آن مطلع باشند و با دقت آن را بررسی می‌کنند.

اعطای امتیاز: این مرحله چارچوب نظارتی و تضامینی را ارائه می‌کند که به کنسرسیوم حامی مالی حق ساخت و ساز می‌دهد و هسته اصلی این پروژه‌ها است. زیرا اساسا قرارداد اعطای امتیاز است که به حامیان مالی اجازه انجام پروژه را می‌دهد و حقوق خاصی برای آن‌ها قائل می‌شود. به عنوان مثال حقوق استفاده از زمین. در توافق نامه اعطای امتیاز، به طور کلی حق ساخت نیروگاه و حق فروش انرژی الکتریکی تعریف می‌شود.

قرارداد ساخت و ساز: که ممکن است شامل قرارداد طراحی، قرارداد O&M[1] و قرارداد فعالیت‌های عمرانی باشد. تامین کنندگان تجهیزات در مرحله ساخت به عنوان پیمانکار فرعی برای پیمانکار فعالیت خواهند کرد. همچنین طرح‌هایی وجود دارد که در آن شرکت‌های طراحی و ساخت و نیز تامین کنندگان تجهیزات عضو کنسرسیوم پروژه هستند.

بودجه پروژه: بودجه این طرح‌ها معمولا از ۷۵ درصد بدهی و ۲۵ درصد حقوق صاحبان سهام تامین می‌شود. تامین مالی در این روش به ترکیبی از تجزیه و تحلیل دقیق ریسک نیاز دارد. تحلیل اقتصادی - برای نشان دادن میزان بازده پروژه و تجزیه و تحلیل مالی - برای نشان دادن کفایت جریان نقدی.

قرارداد بهره‌برداری: بهره‌بردار را ملزم به اجرا و نگهداری پروژه مطابق با تعهداتی می‌کند که دولت میزبان در قرارداد امتیاز وضع کرده است.

بر اساس تحلیل SWOT ، **نقاط قوت** این روش‌ها عبارتند از:

- ✓ ترویج سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در کشورهای در حال توسعه؛
- ✓ کاهش فشارها بر دولت از نظر تامین مالی پروژه‌های زیربنایی و نیز هزینه‌های مکرر حاصل از پروژه‌ها؛
- ✓ بهبود بار بدهی ملی و تعهدات پرداخت بهره؛
- ✓ افزایش تعهد پیمانکاران و سرمایه‌گذاران نسبت به عملکرد موفقیت آمیز پروژه‌ها؛
- ✓ سخت‌گیری بیشتر در ارزیابی پروژه؛
- ✓ استفاده کمتر و کاهش احتمال استفاده از فناوری نامناسب.

نقاط ضعف

- ➢ عدم قابلیت استفاده در تمامی پروژه‌های زیربنایی؛
- ➢ نیاز به تعرفه‌های بالا برای جذابیت پروژه یا بدست آوردن بازده مناسب؛
- ➢ به دلیل احتمال کاهش ارزش پول و تردید در قابلیت تبدیل ارز، معمولا درآمد باید به ارزهای معتبر پرداخت شود.
- ➢ نیاز به ارائه ضمانت‌نامه‌ها و توافقات گسترده حقوقی به عنوان پیش شرط سرمایه‌گذاری در این روش که می‌تواند افزایش هزینه‌ها را به همراه داشته باشد.

[1]. Operations & Maintenance

فرصت‌ها

- عمل کردن به عنوان ابزاری برای معرفی سریع و موفقیت‌آمیز فناوری‌های جدید به کشورهای در حال توسعه؛
- فراهم کردن زمینه مناسب برای انتقال فناوری و آموزش کارکنان محلی؛
- ایجاد کانالی برای مشارکت بخش خصوصی و همچنین توسعه و استفاده از بازارهای نوظهور برای تامین اعتبار پروژه‌ها؛
- ایجاد انگیزه برای ورود سرمایه اضافی به کشور و ممانعت از فرار سرمایه.

تهدیدها

- اتلاف منابع طبیعی در کشورهای در حال توسعه در صورت عدم سامان‌دهی درست طرح‌ها توسط بانیان پروژه؛
- محتاط شدن سرمایه‌گذاران در مورد انجام هرگونه توافق طولانی مدت در این طرح‌ها به دلیل بی‌ثباتی سیاسی و تهدید ملی شدن (گراسام[1] ۱۹۹۷).

در زمینه الگوی تامین مالی، این پروژه‌ها مبتنی بر الگوی تامین مالی پروژه محور هستند. این بدان معنی است که وام دهندگان به دنبال دارایی و جریان درآمدی پروژه هستند تا تضمین‌های دیگری نظیر ضمانت‌های دولتی یا دارایی بانیان پروژه.

تامین مالی پروژه محور روشی است که از آن برای تامین مالی بر پایه استقراض طویل‌المدت در پروژه‌های بزرگ بهره گرفته می‌شود. این روش بر اساس وام گرفتن روی جریان نقدینگی یک پروژه خاص بنا نهاده شده و برای استفاده از آن باید ارزیابی دقیقی از ریسک‌های دوران ساخت، بهره‌برداری و کسب درآمد و نحوه تخصیص این ریسک‌ها بین سرمایه‌گذاران، وام دهندگان و سایر بخش‌های مربوط به آن داشت.

محوریت ساختار پروژه‌ها با یک شرکت تک منظوره به نام شرکت پروژه است که به منظور بهره‌گیری همزمان از سهم آورده بانیان و استقراض از منابع موجود در بازار سرمایه تاسیس شده است (نوری و همکاران، ۱۳۹۴).

هر مرحله از فازهای پروژه ریسک‌های مختص خود را دارد که عدم شناسایی آن‌ها به معنای کاهش ضریب اطمینان پروژه و افزایش هزینه‌های کارفرماست (خزائنی و همکاران، ۲۰۱۲). با توجه به تعدد طرفین قرارداد

[1]. Grausam 1997

و نیز تنوع قراردادها، نیز به دلیل بالا بودن هزینه‌ها و مخارج، زمان‌بر بودن تحویل پروژه و اتکای وام دهندگان و سرمایه‌گذاران به بازگشت سرمایه و سود از محل جریان سهم نقدی پروژه، ریسک و خطرات پروژه در این الگوها افزایش می‌یابد (برزویی، ۱۳۹۷). این پروژه‌ها تمایل به داشتن شبکه‌های پیچیده‌ای از روابط از جمله بین پیمانکاران، نهادهای عمومی، تامین کنندگان، وام دهندگان، بهره‌برداران، دولت و سایر نهادها دارند که در توافق نامه‌های پروژه با کنسرسیوم پروژه دخیل هستند. بنابراین قابلیت اطمینان این نهادها برای کنار آمدن با روابط پیچیده مهم است (وانگ و همکاران[۱] ۲۰۰۰). در نظر داشتن این نکته که واگذاری مدیریت و کنترل هر گونه ریسک هزینه‌ها و تبعات خود را دارد، انتقال هر ریسکی به بخش خصوصی باید با مشوق‌ها، تضمین‌ها و حمایت‌های بخش دولتی همراه باشد. هرگونه انتقال ریسک به بخش خصوصی با تاثیرات مالی بر پروژه همراه است (صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸). بنابراین هر دو بخش خصوصی و عمومی شرکت کننده در این پروژه‌ها باید تسلط کامل به ساختار پایه‌ای این گونه روش‌ها داشته و همچنین توجه ویژه به تحلیل و مدیریت ریسک به طور جامع امری ضروری به نظر می‌رسد (ابوالحسنی و بمانیان، ۱۳۸۹). درک درست و عمیقی از قواعد تخصیص ریسک، اندازه‌گیری ریسک‌ها و قراردادهای حمایت دولتی پیش شرط جذابیت سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در زیر ساخت‌ها است. در نتیجه، ریسک‌ها باید به طور واضح قابل طبقه‌بندی، اندازه‌گیری و از نظر قراردادی قابل تخصیص به طرفی باشند که توانایی مدیریت آن‌ها را داشته باشد. درک سرمایه‌گذاران از ریسک‌های مرتبط با زیرساخت‌ها و توانایی کاهش موثر این ریسک‌ها نقشی اساسی در تعیین جریان‌های تامین مالی خصوصی بازی می‌کند. تامین مالی تحت تاثیر ریسک‌های موجود در سرمایه‌گذاری زیرساخت‌ها قرار می‌گیرد (گزارش OECD، ۲۰۱۷).

طبقه‌بندی ریسک‌ها در الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی به شیوه‌های مختلفی ممکن است. عمدتا از معیارهای زمان، مراحل پروژه، سطوح اثرگذاری و منشا ریسک برای این طبقه‌بندی‌ها استفاده می‌شود.

در طبقه‌بندی‌های مبتنی بر زمان عمدتا ریسک‌ها به کوتاه‌مدت و بلندمدت تفکیک می‌شوند. ریسک‌های کوتاه مدت دوره مدیریت، کنترل و تاثیر آن‌ها کوتاه است و در حقیقت به دوره قبل از بهره‌برداری تجاری تاسیسات محدود می‌شوند. دوره بروز ریسک‌های بلندمدت طولانی است و گاها تا پایان دوره بهره‌برداری تجاری پروژه نیز کشیده می‌شوند.

از نقطه نظر مراحل اثرگذاری می‌توان ریسک‌ها را به گروه‌های زیر تفکیک کرد:

[۱]. Wang et al. 2000

مرحله انتخاب پروژه: ریسک‌های این مرحله عمدتا به مخاطرات ناشی از نبود مناقصه‌های رقابتی؛ تاخیر در دریافت تاییدیه و مجوزها؛ تغییرات مقیاس پروژه (ساستوکیو و همکاران[۱] ۲۰۱۶) مخالفت‌های عمومی؛ تقاضا و اقبال به اجرای پروژه و رقابت (عبدالکریم[۲] ۲۰۱۱) مربوط می‌شوند. همچنین ریسک‌های طراحی نیز در این گروه قرار دارند.

فرآیند اخذ مجوز و تاییدیه‌های لازم که می‌توان از آن به دیوان سالاری اداری نیز یاد کرد، یک فرایند بسیار زمان‌بر بوده و می‌تواند پروژه و کارآیی مالی آن را به تاخیر بیندازد و به نوبه خود تبعات و آثار مخربی برای سرمایه‌گذار و شرکت پروژه به دنبال دارد از جمله این که تاخیر در تکمیل پروژه و بهره‌برداری می‌تواند موجب به تاخیر افتادن باز پرداخت اقساط وام‌های دریافتی از وام دهندگان گردد (برزویی، ۱۳۹۷).

مرحله ساخت: خطراتی که در این مرحله مطرح است عبارتند از: افزایش هزینه‌های ساخت و ساز؛ تاخیر در زمان‌بندی؛ در دسترس بودن مواد اولیه؛ نقص در کار پیمانکاران فرعی؛ امنیت سایت (ساستوکیو و همکاران، ۲۰۱۶) و همچنین می‌توان موارد: مالکیت زمین؛ دسترسی به نیروی کار مناسب؛ دسترسی به منابع مالی؛ تغییر بیش از حد در قرارداد (ریسک‌های قراردادی)؛ ضعف و ناتوانی کنسرسیوم؛ تکنیک‌های مهندسی تایید نشده؛ کیفیت؛ تغییر در مقیاس پروژه (عبدالکریم، ۲۰۱۱) را نیز به این لیست افزود. در نهایت اینکه در مرحله ساخت و ساز اطمینان از وجود یا تاسیس شبکه انتقال کارآمد و موثر نیز باید مد نظر قرار گیرد (گراسام، ۱۹۹۷).

مرحله بهره‌برداری: به این معنا که با وجود اتمام دوره ساخت، پروژه طبق برنامه‌ریزی ابتدایی و اصلی به بهره‌برداری نرسد. این مساله می‌تواند به دلیل فقدان نیروی کار مناسب؛ قطعات یدکی یا انجام نشدن تعمیر و نگهداری باشد (گراسام، ۱۹۹۷). همچنین مخاطرات دیگر این مرحله مرتبط هستند با: افزایش بیش از حد هزینه‌های بهره‌برداری؛ هزینه تعمیرات بیش از حد انتظار؛ ریسک‌های مالی بهره‌برداری؛ بهره‌وری پایین؛ قیمت‌گذاری کالاها یا خدمات تولیدی؛ نقص و خطای اپراتور؛ کیفیت بهره‌برداری؛ تغییرات در شرایط بهره‌برداری پروژه؛ خدمات و زیرساخت‌های حمایتی؛ تکنولوژی؛ اتلاف مواد اولیه (عبدالکریم، ۲۰۱۱)؛ ضمن آنکه ریسک‌های فنی نیز عمدتا در این مرحله مطرح هستند (برزویی، ۱۳۹۷).

به لحاظ سطوح اثرگذاری، ریسک پروژه‌های PPP در حالت کلی به سه دسته تقسیم می‌شود:

۱. Sastoque et al., 2016
۲. Abd Karim, 2011

ریسک در سطح کلان: که ریسک‌های بیرونی یا ریسک‌های عمومی نیز نامیده می‌شوند و از شرایط سیاسی، اقتصادی و قانونی کشور پذیرای سرمایه ناشی می‌شوند. این گونه ریسک‌ها تحت تاثیر رشد اقتصادی کشور پذیرای سرمایه، شرایط سیاسی، مجموعه قوانین مالیاتی، سیستم حقوقی و سیاست‌های پولی در مقابل ارزهای معتبر قرار دارند. این ریسک‌ها در حقیقت ریسک‌هایی هستند که غالبا سرمایه‌گذار پروژه توانایی کنترل و مدیریت آن‌ها را نداشته و یا به صورت جزیی می‌تواند به کنترل آن‌ها بپردازد چون در حقیقت خاستگاه این ریسک‌ها بخش دولتی است. چنین ریسک‌هایی در حقیقت در خارج از محدوده پروژه قرار می‌گیرند. تحمل این ریسک‌ها در شرایط ناپایدار سرمایه‌گذاری بسیار مشکل است و بخش دولتی در این شرایط برای جذب سرمایه باید تضمین‌های کافی در اختیار بخش خصوصی قرار دهد؛ در غیر این صورت بخش خصوصی رغبت چندانی برای سرمایه‌گذاری در چنین شرایطی از خود نشان نخواهد داد. این ریسک‌ها در عرف بین‌الملل ریسک کشوری نیز خوانده می‌شوند.

ریسک در سطح میانی: که ریسک‌های درونی یا ریسک‌های مخصوص پروژه نیز نامیده می‌شوند و به شرایط خاص هر پروژه مربوط می‌شوند. به عبارت دیگر آن‌ها ریسک‌هایی هستند که به درون سیستم پروژه متصل هستند و سرمایه‌گذار پروژه این توانایی را دارد که آن‌ها را کنترل کرده و مدیریت نماید. خاستگاه این ریسک‌ها بیشتر مربوط به عملکرد بخش خصوصی است. این گونه ریسک‌ها دارای گستره وسیعی هستند که از آن جمله می‌توان به ریسک‌های برنامه‌ریزی، مهندسی، ساخت، مدیریت، بهره‌برداری و .... اشاره کرد.

ریسک در سطح خرد: ریسک‌هایی هستند که از چگونگی روابط بین ذی‌نفعان مختلف یک پروژه ناشی می‌شوند. این ریسک‌ها جز ریسک‌های درونی هر پروژه‌ای به حساب می‌آیند ولی با ریسک‌های سطح میانی متفاوت هستند و در کل شامل ریسک‌هایی هستند که مربوط به روابط و شراکت بین بخش خصوصی و دولتی می‌شوند. تمام ریسک‌های در سطح کلان جز ریسک‌های بلندمدت نیز می‌باشند (صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸).

مطابق طبقه‌بندی بر اساس مراحل پروژه عمدتا سه گروه ریسک‌های مراحل توسعه، ساخت و بهره‌برداری وجود دارد. ریسک‌های مراحل توسعه، شامل ریسک‌های فناوری، اعتبار و ریسک‌های مربوط به مناقصه می‌شود و ریسک‌های مرحله ساخت، ریسک‌های تکمیل، اضافه هزینه‌ها، اجرا و سیاسی را در بر می‌گیرد و بالاخره ریسک‌های مرحله بهره‌برداری شامل ریسک اجرا، اضافه هزینه، وام و بدهی، خرید محصول و... می‌گردد.

پروفسور تیونک[1] و همکارانش از جمله صاحب نظران برجسته، در خصوص پروژه‌های BOT، خطرات پروژه‌های BOT را به پنج مرحله تقسیم می‌کنند که عبارت است از: خطر پیش از سرمایه‌گذاری، خطر اجرا، خطر ساخت، خطر بهره‌برداری، خطر انتقال و واگذاری (برزویی، ۱۳۹۷).

[1]. Tiong

از بعد منشا یا فاکتورهای ریسک نیز، انواع مختلفی از مخاطرات برای پروژه‌ها شناسایی شده است که به شرح زیر می‌باشند:

ریسک‌های سیاسی: مربوط به اقدامات دولت هستند که می‌تواند پروژه را به مخاطره بیندازد. هنگامی که دولت یا شرکت دولتی، طرف قرارداد است این مساله اهمیت می‌یابد که آیا با تغییر ساختار و مجموعه دولت، تعهدات دولت به قوت خود باقی خواهد بود یا خیر؟ به دیگر سخن، با تغییر دولت و اعضای هیات دولت ممکن است تغییراتی مثلا در بودجه و یا نسبت به میزان و نحوه مشارکت بخش خصوصی داخلی و خارجی در پروژه‌های زیربنایی به وجود آید یا ممکن است اوضاع سیاسی به سمت و سویی سوق داده شود که مشارکت خارجی در توسعه پروژه‌های زیربنایی نامطلوب تلقی شود.

این موضوع به ویژه در کشورهای جهان سوم و در حال توسعه اهمیتی دو چندان دارد؛ زیرا دوره ساخت و بهره‌برداری پروژه در این قراردادها حداقل ۲۰ - ۳۰ سال است و در این مدت ممکن است دولت، ساختار و ترکیب آن چند بار تغییر کند و با هر تغییر این پرسش مطرح می‌شود که آیا مسئولیت‌ها و تعهدات پذیرفته شده مندرج در قرارداد پروژه توسط دولت قبلی از بین می‌رود یا به قوت خود باقی است؟

ریسک‌های سیاسی با موقعیت سیاسی داخلی و خارجی و ثبات کشور میزبان، نگرش دولت نسبت به میزان سوددهی بخش خصوصی از پروژه‌های زیربنایی، تغییر در رژیم مالی کشور میزبان از جمله مالیات‌بندی، سلب مالکیت و ملی کردن مالکیت پروژه‌ها به وسیله کشور میزبان، ابطال امتیاز بهره‌برداری و عوامل مشابه مرتبط هستند و به دو گروه عمده کلان و خرد تقسیم می‌شوند؛ ریسک‌های سیاسی کلان عبارت است از: سلب مالکیت، بایکوت یا تحریم اقتصادی، زمینه‌های قانونی برای ملی کردن مالکیت، قوانین محدودکنندهٔ سرمایه‌گذاری خارجی در رشته‌های خاص. منظور از ریسک سیاسی خرد ریسک‌هایی است که تنها در بخش‌های خاصی از اقتصاد و یا در ارتباط با شرکت‌های مشخص خارجی وجود دارد. این دسته از ریسک‌ها، مقررات ویژه برای برخی صنایع، وضع مالیات بر رشته‌های خاص از فعالیت‌های اقتصادی و تجاری، قوانین مربوط به بومی یا ملی کردن تولید را شامل می‌شود.

نکته قابل توجه در ریسک‌های سیاسی این است که این ریسک‌ها توسط پیمانکاران قابل کنترل نیست. از این رو پیمانکاران سعی می‌کنند تا حد امکان، بخش عظیمی از این خطر را از طریق قرارداد پروژه (قرارداد امتیاز) متوجه دولت یا شرکت دولتی اعطاءکننده پروژه (دولت سرمایه‌پذیر) نمایند. به دیگر سخن، دولت میزبان تنها طرف قراردادی است که توان کنترل خطر سیاسی و کاهش اثرات آن را دارد (برزویی، ۱۳۹۷).

از جمله دیگر ریسک‌های این گروه می‌توان به تغییر در قوانین؛ تاخیر در تصویب و دریافت مجوز پروژه؛ عملکرد ضعیف بخش عمومی در فرآیند تصمیم‌گیری؛ ناسازگاری در سیاست‌های دولتی؛ ضدیت و مخالفت‌های سیاسی

قوی؛ بی‌ثباتی دولت؛ مداخله دولت؛ نبود قابلیت اعتماد به دولت؛ ضعف و ناتوانی در اعطای امتیازات (عبد کریم، ۲۰۱۱) و تغییر در الزامات مشارکت بومی و کنترل‌های ارزی که دولت میزبان تحمیل می‌کند، اشاره کرد. دولت ممکن است از این اقدامات برای تحت تاثیر قرار دادن پروژه استفاده کند که برای سرمایه‌گذار ایجاد خطر می‌کند و می‌تواند هزینه‌ها را افزایش دهد یا ایجاد تاخیر کند که منجر می‌شود سرمایه‌گذار خصوصی اغلب نیاز به نرخ بازگشت سرمایه بالایی داشته باشد (گراسام، ۱۹۹۷).

ریسک‌های حقوقی به مشکلات احتمالی ناشی از ترتیبات قراردادی و چارچوب حقوقی که پروژه در آن انجام می‌گیرد، می‌پردازد. حضور طرفین متعدد و قراردادهای گوناگون بین این طرفین پیچیدگی‌های فراوانی را به همراه دارد و هر نوع ابهام در قوانین و ضمانت اجرایی آن‌ها باعث می‌گردد پروژه متوقف شود. این طرح‌ها به شرایط قراردادی و چارچوب حقوقی که از شرایط مالی پروژه حمایت می‌کند، متکی هستند. تغییر قوانین از جمله خطرات حقوقی است که متوجه سرمایه‌گذاران و تامین کنندگان مالی می‌گردد. به عنوان نمونه پس از انعقاد قرارداد و در جریان اجرای طرح، تغییر قوانین و مقررات محیط زیستی و یا مالی و مالیاتی بر کارآیی طولانی مدت پروژه تاثیر منفی می‌گذارد. البته این خطرات بر حسب کشور و پروژه می‌تواند متغیر باشد.
سه خطر قابل توجه حقوقی عبارت است از: خطر تغییر قوانین (همانند تغییر در سیاست‌های دولت در ارتباط با قوانین و مقررات در زمینه‌هایی مانند تورم، تبدیل ارز، نرخ‌ها و روش‌های مالیات‌بندی یا تعیین قیمت محصول تولیدی مانند تعرفه برق). خطر اجرای قوانین و خطر ابهام در قوانین (برزویی، ۱۳۹۷).
همچنین در کنار موارد ذکر شده در ارتباط با قوانین، فساد و عدم تمکین به قانون (عبد کریم ، ۲۰۱۱)؛ فقدان تنظیم‌گری حقوقی؛ تغییرات قرارداد؛ قصور در قرارداد؛ فقدان قراردادهای استاندارد (ساستوکیو و همکاران، ۲۰۱۶) نیز در گروه ریسک‌های حقوقی می‌باشند.
ریسک تامین مالی که مشخص کننده عواقب بالقوه منفی بر ارزش دارایی‌ها در اثر فرآیندهای کنونی و یا پیشامدهای آتی است. به زبان ساده‌تر، هرگونه عامل بالقوه اثرگذار بر جریان نقدینگی در چرخه عمر پروژه و تامین مالی که منجر به تغییر و یا نوسان شاخص‌های تامین مالی نظیر نرخ بازگشت سرمایه گردد، ریسک تامین مالی محسوب می‌شود. تامین مالی پروژه، توام با ریسک‌های متنوع و متفاوتی برای هر یک از ارکان و ذی‌نفعان پروژه است که شناخت دقیق این ریسک‌ها و نحوه مدیریت و توزیع آن‌ها در قالب قراردادهای منعقده از ضروریات و دغدغه‌های همیشگی است. پیچیدگی پروژه‌ها سبب پدید آمدن ریسک‌های مختص آن‌ها می‌شود و از سوی دیگر، هر یک از بازیگران و ذی‌نفعان کلیدی در تامین مالی پروژه‌ها علایق، منافع و اثرات خاص خود را داشته و بالطبع با شدت اثر و احتمال متفاوتی با ریسک‌های تامین مالی مواجه می‌گردند. چنانچه یک ریسک برای یکی از طرفین غیر قابل پذیرش باشد، ممکن است برای یکی دیگر از بازیگران قابل مدیریت و پذیرش

بوده که آن‌ها را در درک بهتر مسئولیت‌ها و تعهداتشان یاری می‌رساند. بنابراین، شناخت دقیق ریسک‌های مرتبط با ذی‌نفعان کلیدی، رمز موفقیت پروژه‌ها می‌باشد. ذی‌نفعان کلیدی اثرگذار یا اثر پذیر از تامین مالی پروژه عبارتند از: حامیان، وام دهندگان، پیمانکاران، بهره‌بردار، تامین‌کنندگان، خریدار، دولت میزبان، دولت کشورهای ثالث (در صورت وجود)، سرمایه‌گذاران (سهامداران پروژه)، شرکت پروژه، بیمه‌گران، سازندگان، مشاوران (فنی، مالی، حقوقی). قبول و تسهیم ریسک‌ها بر مدل مالی پروژه اثرگذار بوده و منجر به افزایش یا کاهش هزینه‌های ذی‌ربط هر یک از ذی‌نفعان پروژه می‌شود (جمالی و نراقی، ۱۳۹۲).

از جمله ریسک‌های تامین مالی می‌توان به افزایش نرخ بهره اشاره کرد. زیرا معمولا این پروژه‌ها توسط بانک‌ها و موسسات اعتباری تامین مالی شده و بعضا پرداخت وام‌ها تمدید می‌گردد که افزایش نرخ بهره در این شرایط می‌تواند تاثیر منفی بر پروژه بگذارد (برزویی، ۱۳۹۷). همچنین از دیگر ریسک‌های این گروه می‌توان به جذابیت مالی پروژه برای سرمایه‌گذاران؛ هزینه‌های بالای تامین مالی؛ عدم تامین اعتبار؛ ناتوانی در پرداخت بدهی؛ فقدان ضمانت‌های دولتی؛ تاخیر در پرداخت‌های سالیانه؛ عدم اشتیاق تامین کنندگان مالی (حامیان مالی) به تحمل ریسک بالا اشاره کرد (عبد کریم ، ۲۰۱۱).

ریسک‌های اقتصادی منعکس کننده محیط کلی اقتصادی هستند که در آن شرکت پروژه به فعالیت و اجرای پروژه می‌پردازد. این گونه خطرات با تبدیل پذیری درآمد حاصل از پروژه به ارز، نوسانات بهره، تورم و ... مرتبط هستند (خزائنی و همکاران، ۲۰۱۲). افزون بر خطرات پیش گفته به ریسک ناشی از تغییر نرخ مالیات، محدودیت در انتقال سرمایه به خارج، محدودیت صادرات و واردات، تغییر سیاست‌های اقتصادی دولت، عوارض و حقوق گمرکی، روال نامناسب تغییر یا تعیین تعرفه‌ها و افزایش نرخ ارز نیز در این گروه می‌توان اشاره کرد. همچنین ریسک نرخ مبادله ارز در این گروه مطرح است که به معنای امکان تغییر در نرخ‌های تبدیل ارز است که باعث تغییر در گردش نقدی حاصل از پروژه می‌شود. قیمت‌ها و پرداختی‌هایی که مشتریان یا استفاده کنندگان از خدمات پروژه می‌پردازند معمولا به صورت واحد پول محلی است حال آن که تسهیلات وام و بعضا هزینه‌های ساخت و تجهیزات ممکن است به صورت ارزی باشد.

انجام مراحل اجرایی پروژه و احداث آن مستلزم فعالیت‌های متعددی از جمله تهیه تجهیزات و قطعات یدکی مورد نیاز پروژه است که گاه این قطعات و تجهیزات باید از خارج کشور خریداری گردد و خرید تجهیزات از خارج کشور نیازمند تبدیل پول داخلی به ارز است. زیرا درآمدهای حاصله از پروژه به پول رایج کشور میزبان پرداخت می‌گردد که جهت انتقال به خارج از کشور سرمایه‌پذیر باید به ارز قابل انتقال تبدیل شود. پس در صورتی که خرید تجهیزات از خارج از کشور با سهولت میسر نگردد در اجرای پروژه، تکمیل، بهره‌برداری از

پروژه و بالاخره فروش محصولات و خدمات و کسب درآمد جهت پرداخت وام‌ها و جبران سرمایه و سود وقفه ایجاد می‌شود (برزویی، ۱۳۹۷).

یکی از مسائل کلی و مهم برای این پروژه‌ها این است که چگونه حامیان مالی پروژه خود را از کاهش ارزش پول و ریسک تبدیل ارز محافظت می‌کنند. اگر ارزهای متفاوتی در پروژه مطرح باشد، شرکت پروژه و وام دهندگان در معرض تغییرات ارزی قرار دارند، علاوه بر این، توافق دولت در مورد مقدار و شرایطی که پول محلی به ارز تبدیل می‌شود نیز برای وام دهندگان از اهمیت برخوردار است (گراسام، ۱۹۹۷).

همچنین هرگونه محدودیت در واردات کالاهای سرمایه‌ای و تجهیزات و صدور کالاها و محصولات پروژه به خارج، حسب مورد می‌تواند منجر به وقفه در مراحل اجرایی، احداث پروژه و بهره‌برداری از آن و عدم کسب درآمد موردنظر و جبران سرمایه و سود آن گردد.

تورم بر هزینه‌های پروژه تاثیر گذاشته و موجب افزایش آن می‌شود. بدین ترتیب، در صورتی که قراردادهای پروژه با قیمت ثابت در نظر گرفته شود، افزایش هزینه پروژه، طرح موضوعاتی از جمله اینکه افزایش هزینه ناشی از تورم را چه اشخاصی از شرکت کنندگان در پروژه متقبل می‌شوند، به دنبال دارد (برزویی، ۱۳۹۷).

از دیگر ریسک‌های این گروه که بقای پروژه را تحت تاثیر قرار می‌دهند عبارتند از: رکود اقتصادی در کشور میزبان و ورشکستگی سهامداران و تامین کنندگان که در اثر بی‌ثباتی اقتصادی شرایط پروژه ایجاد می‌شوند (گراسام، ۱۹۹۷).

ریسک درآمدی که به درآمدزایی پروژه پس از بهره‌برداری مرتبط است. با اتمام پروژه، تولید باید بتواند درآمد کافی برای تامین بدهی شرکت پروژه و ایجاد بازده مناسب سرمایه‌گذاری برای حامیان فراهم کند. عوامل زیادی وجود دارند که ممکن است بر کمبود درآمد تاثیر بگذارند، از جمله ریسک‌های قیمتی و بازپرداخت که ممکن است قیمت‌ها و دریافتی‌ها به میزان کمتر از حد مورد نظر باشد. همچنین ریسک‌های ایجاد شده از محل هزینه‌های حمل و نقل و نیروی انسانی در همین دسته قرار می‌گیرند (گراسام، ۱۹۹۷).

این گروه ریسک‌ها در مطالعات مختلف تحت عنوان ریسک‌های بازار نیز شناخته می‌شوند که شامل تغییرات تعرفه؛ تقاضای بازار و نوسانات در هزینه مواد اولیه می‌شوند.

ریسک‌های فنی ریسک‌هایی هستند که مربوط به فرآیندهای طراحی، مهندسی، تامین کیفیت و استانداردهای مورد نیاز، مدیریت و برنامه‌ریزی پروژه، برآوردها، انتخاب بخش خصوصی مناسب و ..... می‌شوند. با توجه به کوتاه‌مدت و میانی بودن این دسته از ریسک‌ها شرکت پروژه به راحتی و با هزینه کمتری می‌تواند به مدیریت

آن‌ها بپردازد. البته یکی از مهم‌ترین ریسک‌هایی که در این بین بر عهده بخش دولتی قرار گرفته، ریسک انتخاب بخش خصوصی مناسب می‌باشد (صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸).

ریسک‌های ساختمانی ریسک‌هایی هستند که از سوی مسئولیت‌های تامین تجهیزات، حمل و نقل تجهیزات، ساخت، نصب، تست و راه‌اندازی نیروگاه متوجه شرکت پروژه می‌شوند (صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸).

ریسک روابط که شامل روش‌های کاری متفاوت در بین شرکای کاری؛ عدم تجربه کافی در اجرای روش‌های PPP؛ عدم تعهد در بین شرکای عمومی / خصوصی؛ ریسک‌های سازمان دهی و هماهنگی؛ مسئولیت شخص ثالث؛ توزیع نامناسب مسئولیت‌ها و ریسک پروژه؛ بحران‌های کارکنان؛ تفاوت‌های فرهنگی میان سهامداران اصلی و عمده و همراه نشدن جامعه بومی در اجرای پروژه می‌باشد (عبد کریم، ۲۰۱۱).

ریسک‌های طبیعی شامل فورس ماژور و شرایط جغرافیایی (ساستوکیو و همکاران، ۲۰۱۶) و نیز ریسک‌های زیست محیطی (عبد کریم، ۲۰۱۱) که می‌تواند در گروه مجزایی دسته‌بندی شود یا با ریسک‌های طبیعی ادغام شود.

ارتباط میان طبقه‌بندی‌های فوق را می‌توان در جدول (۴) نشان داد:

جدول (۴). تقسیم‌بندی ریسک‌های پروژه‌های زیرساختی بر مبنای زمان و سطح اثرگذاری

سطح ریسک	فاکتور ریسک	طول مدت ریسک
سطح کلان	ریسک‌های سیاسی	بلندمدت
سطح کلان	ریسک‌های مالی	بلندمدت
سطح کلان	ریسک‌های حقوقی	بلندمدت
سطح کلان	ریسک‌های درآمد و بازار	بلندمدت
سطح میانی	ریسک‌های سرمایه‌گذاری	کوتاه‌مدت
سطح میانی	ریسک‌های فنی	کوتاه‌مدت
سطح میانی	ریسک‌های ساختمانی	کوتاه‌مدت
سطح میانی	ریسک‌های بهره‌برداری	بلندمدت
سطح خرد	ریسک‌های روابط	بلندمدت

منبع: صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸

آخرین مطلبی که در این بخش باید به آن پرداخته شود، ریسک‌های موجود در پروژه‌های نیروگاهی است که با استفاده از الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی (عمدتا در صنعت برق BOO و BOT) به اجرا در آمده‌اند.

در اینجا دو نکته وجود دارد. نخست آنکه مطالعات مختلف، ریسک‌های متعددی را شناسایی کرده‌اند که در مواردی هم پوشانی دارند و در مواردی متفاوت هستند و نکته دوم آنکه این احتمال وجود دارد دسته‌بندی یک ریسک یکسان در دو مطالعه مختلف متفاوت باشد. برای مثال تغییر در قوانین در یک مطالعه به عنوان ریسک سیاسی دسته‌بندی شده باشد و در مطالعه دیگر به عنوان ریسک قانونی/ حقوقی. در جدول (۵) به صورت فهرست‌وار به تمامی ریسک‌ها پرداخته و دسته‌بندی‌هایی که در مقالات مختلف برای هر ریسک صورت گرفته است در مقابل آن‌ها درج می‌شود. مواردی که توضیحی برای آن‌ها ارائه نشده است، از مقالاتی استخراج شده‌اند که صرفا به طبقه‌بندی ریسک‌ها پرداخته و توضیحی از ماهیت هر طبقه درج نکرده‌اند.

جدول (۵). ریسک‌های ساخت نیروگاه در الگوهای مشارکتی و دسته بندی آن‌ها

ردیف	ریسک	گروه ریسک	توضیحات
۱	تغییر در قوانین	سیاسی / کشوری / قانونی	ریسک‌های کشوری دربرگیرنده ریسک‌های پولی، مقرراتی/ حقوقی، سیاست‌های مالی و مالیاتی و سیاسی هستند. این ریسک‌ها ناشی از سه عامل عمده تحولات سیاسی، شاخص‌های اقتصادی و فاکتورهای اجتماعی می‌باشند که منجر به کاهش میزان کنترل سرمایه‌گذاران و وام دهندگان می‌شوند و به طور کلی در گروه ریسک‌های غیر تجاری هستند. ریسک‌های غیر تجاری دربرگیرنده آن مجموعه از ریسک‌هایی هستند که مدیریت و کمینه نمودن تاثیرات منفی آن‌ها در حیطه اجرایی و توانمندی حامیان، اعتبار دهندگان، طراحان، پیمانکاران و مجریان پروژه نمی‌باشد. مخاطرات قانونی ناشی از تغییرات غیرمنتظره در قوانین فعلی، به ویژه در بخش انرژی است که ممکن است به نفع سرمایه‌گذاری در سایر رشته‌ها عمل کند. به دلیل تغییرات احتمالی در مقررات (یا سیاست‌های دولت)، ممکن است بقای اقتصادی یک پروژه که در ابتدا سودآور است، به خطر بیفتد. از سوی دیگر، تغییرات مکرر در قوانین می‌تواند باعث عدم اطمینان سرمایه‌گذاران احتمالی شود.
۲	افزایش یا کاهش در مالیات‌ها	سیاسی	

۳	رخدادهای قهریه سیاسی	سیاسی	
۴	خلع ید بخش خصوصی از طرف بخش دولتی (بدون قصور بخش خصوصی)	سیاسی	
۵	عدم پرداخت صورت حساب به دلایل منتسب به دولت	سیاسی	
۶	میزان اجرایی بودن تضمین‌های بخش دولتی	سیاسی	
۷	هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری	سیاسی	
۸	مصادره و ملی شدن پروژه	کشوری	
۹	نقض تدریجی و یا یکباره مجوزات اخذ شده از دولت	کشوری	
۱۰	تحمیل قوانین	کشوری	
۱۱	مقررات و سیاست‌های دولتی و یا اصلاح و تفسیر مجدد آن‌ها ناشی از عدم ثبات کشور و عدم ثبات مدیریتی	کشوری	
۱۲	پس گرفتن و یا کاهش سطح معافیت‌های دریافتی و یا امتیازات تشویقی یا اجباری اخذ شده	کشوری	
۱۳	تحمیل شرایط یک سویه از سوی دولت به خصوص در مالیات‌ها و یا تعرفه‌های خرید محصول یا خدمات پروژه	کشوری	
۱۴	سو استفاده از قدرت قانونی، حقوقی و سیاسی در جهت گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه	کشوری	
۱۵	سهولت اخذ مجوزات و لیسانس‌های قانونی، حقوقی و قضائی (مانند مجوز احداث، بهره‌برداری، اتصال به شبکه، تامین سوخت، محیط زیست، برق دوران ساخت و غیره)	کشوری	
۱۶	تاخیر در ارائه مجوزها و مصوبه‌های سازمان‌های دولتی و یا تمدید آن‌ها	کشوری	
۱۷	ایجاد محدودیت در واردات و صادرات کالاها و تجهیزات و یا محصول پروژه	کشوری	
۱۸	بروز ناآرامی، جنگ، شورش، اعتصابات و ...	کشوری	

۱۹	عدم همراهی و هماهنگی لازم بین دستگاه‌های مسئول ذی‌ربط دولتی و فرآیند پیچیده و طولانی‌مدت تشریفات قانونی، اداری و مالی	کشوری	
۲۰	عدم حمایت و عدم وجود جایگاه مناسب بخش خصوصی در پروژه‌های زیربنایی	کشوری	
۲۱	گارانتی‌ها و تضامینی که می‌تواند از سوی دولت یا بانی پروژه صادر گردد. مانند تضمین پرداخت به شرکت پروژه که توسط دولت صادر می‌شود.	کشوری	
۲۲	ساختار پیچیده حقوقی و قضائی کشور	کشوری	
۲۳	عدم وجود دستگاه‌های نظارتی مستقل و کارآمد	کشوری	
۲۴	زمان طولانی رسیدگی به اختلافات حقوقی	کشوری	
۲۵	ترجیح روابط بر ضوابط	کشوری	
۲۶	عدم تخصص دادگاه‌ها در رسیدگی به این گونه قراردادها	کشوری	
۲۷	اعمال نفوذ دولت در سیستم قضائی و حقوقی در مواردی که حل و فصل اختلافات به آن‌ها ارجاع می‌شود.	کشوری	
۲۸	مشکل در تامین تجهیزات	ساختمان / محدودیت‌ها و منابع	
۲۹	مشکل در حمل و نقل تجهیزات	ساختمان	
۳۰	بالا بودن قیمت زمین	توسعه	ریسک‌های توسعه زیر مجموعه ریسک‌های فنی هستند. ریسک‌های فنی مخاطراتی هستند که در رابطه با مراحل توسعه، ساخت و بهره‌برداری و نگهداری پروژه می‌باشند و جزء ریسک‌های تجاری هستند. ریسک‌های تجاری در برگیرنده آن مجموعه از ریسک‌هایی هستند که مدیریت و کمینه نمودن تاثیرات منفی آن‌ها در حیطه اجرایی و توانمندی حامیان، اعتبار دهندگان، طراحان و پیمانکاران و مجریان پروژه می‌باشد.
۳۱	وجود معارض برای زمین	توسعه	
۳۲	تامین آب دوران احداث	توسعه	

۳۳	تامین برق دوران احداث	توسعه	
۳۴	تامین سیستم مخابراتی دوران احداث	توسعه	
۳۵	تعیین محل و خریداری زمین نیروگاه	توسعه	
۳۶	اخذ سهیمه و عقد قرارداد گازرسانی به نیروگاه	توسعه	
۳۷	تامین سوخت پشتیبان	توسعه	
۳۸	کسب تاییدیه‌های اولیه	توسعه	
۳۹	انعقاد و تبادل قرارداد خرید تضمینی برق	توسعه	
۴۰	توانایی و تجربه و مهارت سرمایه‌گذار و سرمایه‌پذیر در مراحل اجرای پروژه‌های خصوصی	توسعه	
۴۱	ضعف کنسرسیومی که در سرمایه‌گذاری شرکت دارند.	توسعه	
۴۲	ارائه آمار، اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش دولتی	توسعه	
۴۳	تایید گزارشات مطالعات فنی و اقتصادی توسط سرمایه‌پذیر، بانک‌های وام دهنده و سایر سازمان‌های ذی‌ربط	توسعه / محدودیت‌ها و منابع	
۴۴	اخذ مجوز احداث از سرمایه‌پذیر	توسعه حقوقی و قراردادی	
۴۵	نقض تعهدات توسط اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری	توسعه / محدودیت‌ها و منابع	
۴۶	افزایش هزینه‌های مواد، مصالح، ساخت و بهره‌برداری به دلیل تورم	ساخت / مالی / اقتصادی	ریسک‌های ساخت زیر مجموعه ریسک‌های فنی هستند. ریسک‌های فنی مخاطراتی هستند که در رابطه با مراحل توسعه، ساخت و بهره‌برداری و نگهداری پروژه می‌باشند و جزء ریسک‌های تجاری هستند. ریسک‌های تجاری در برگیرنده آن مجموعه از ریسک‌هایی هستند که مدیریت و کمینه نمودن تاثیرات منفی آن‌ها در حیطه اجرایی و توانمندی حامیان، اعتبار دهندگان، طراحان و پیمانکاران و مجریان پروژه می‌باشد. ریسک‌های مالی از ریسک‌های سطح کلان- بلندمدت پروژه به حساب می‌آیند و در رابطه با

			نوسانات نرخ بهره، نرخ تورم و نرخ تبدیل ارز می‌باشند. ریسک‌های اقتصادی که در رابطه با شرایط بازار مانند کاهش قیمت‌ها، کاهش سطح تقاضا و افزایش هزینه‌ها می‌باشند. این ریسک‌ها از احتمال عملکرد اقتصادی ضعیف پروژه ناشی می‌شوند. در این حالت، درآمد حاصل اگرچه قادر به پوشش هزینه‌های عملیاتی و بهره‌برداری است، اما ممکن است برای تامین هزینه اولیه سرمایه‌گذاری و دست‌یابی به نرخ بازده لازم کافی نباشد.
۴۷	افزایش زمان ساخت پروژه	ساخت	
۴۸	تغییرات نرخ ارز و کاهش ارزش پول	مالی / عوامل محیطی	
۴۹	تغییر در زمان، محدوده، هزینه و کیفیت پروژه	ساخت	
۵۰	توانایی و تجارب پیمانکاران و مشاوران	ساخت	
۵۱	وجود انحصار در تامین تجهیزات عمده نیروگاهی	ساخت	
۵۲	وجود انحصار در مشاورین به خصوص در مشاور طراح نیروگاه	ساخت	
۵۳	وجود انحصار پیمانکار EPC	ساخت	
۵۴	بالا بودن هزینه ساخت و اجرا به دلیل انحصاری بودن پیمانکار EPC	ساخت	
۵۵	عدم وجود رویه هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در بازدیدهای دوره‌ای و موردی از کارگاه	ساخت	
۵۶	تهیه و ارائه گزارشات، برنامه زمان‌بندی و غیره...	ساخت	
۵۷	تامین مواد، مصالح، ماشین‌آلات، تجهیزات و نیروی انسانی خصوصا نیروی انسانی کارآمد، متعهد و متخصص	ساخت	
۵۸	عدم برآورده ساختن معیارهای کمی و کیفی در زمان ساخت که منجر به نقص و	ساخت	

	کارایی پایین واحد در دوره بهره‌برداری می‌شود.		
۵۹	مسئولیت پاسخگویی به تمام خسارت‌ها و عدم نفع‌ها و همچنین مسئولیت نسبت به دولت، به اشخاص ثالث به کارکنان و غیره	ساخت	
۶۰	عدم به کارگیری مهندسی ارزش در طراحی‌ها به دلیل تجارب طراحی و اجرای نیروگاه‌های تیپ توسط پیمانکاران	ساخت	
۶۱	تغییرات طراحی	ساخت / مدیریت و برنامه‌ریزی	
۶۲	دسترسی و تصرف سخت به زمین یا سایت پروژه	ساخت / مدیریت و برنامه‌ریزی	
۶۳	کاهش سطوح تعرفه برای امکان رقابت با دیگر تولیدکنندگان بخش دولتی یا خصوصی در شرایط بازار رقابتی	اقتصادی	
۶۴	عدم بازبینی و تعیین قیمت‌های جدید یا تعدیل شده در قراردادهای طولانی مدت	اقتصادی	
۶۵	کنترل شدید و اعمال نفوذ دولت بر سطح تعرفه‌ها	اقتصادی	
۶۶	مشکلات در وصول درآمدها از متقاضیان محصول پروژه	اقتصادی	
۶۷	فسخ و انقضای قرارداد خرید نیروی برق و نیز عدم امکان فروش برق پس از دوره قرارداد	اقتصادی	
۶۸	در دسترس بودن منابع لازم که قرار است از طریق آورده توسط سهامداران شرکت پروژه تامین شود.	اقتصادی	
۶۹	امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی و یا صندوق ذخیره ارزی	اقتصادی	
۷۰	افزایش هزینه‌ها در نتیجه فرسودگی فنی تجهیزات	تکنیکی، اقتصادی	

۷۱	کاهش در قیمت‌های بازار انرژی ناشی از رقابت و تغییرات غیر عقلایی در برنامه‌ریزی ایجاد ظرفیت‌های تولید برق	تکنیکی، اقتصادی	
۷۲	کافی نبودن درآمد به منظور پوشش هزینه سرمایه‌گذاری و دست‌یابی به نرخ بازده مناسب	اقتصادی	
۷۳	تغییر نرخ بهره	مالی	
۷۴	انتقال ارز ناشی از درآمد پروژه از کشور به خارج	مالی	
۷۵	وضعیت و جایگاه حقوقی ساختار ضمانت‌ها	حقوقی	
۷۶	چگونگی و تملک موضوع پروژه	حقوقی	
۷۷	ورشکستگی شرکت پروژه	حقوقی	
۷۸	نقص اسناد مالی	حقوقی	
۷۹	عدم آشنایی کافی به قوانین بین‌المللی	حقوقی	
۸۰	عدم آشنایی کافی به قوانین و ساختارهای قانونی داخلی	حقوقی	
۸۱	انتخاب نامناسب عوامل پروژه، از قبیل پیمانکار و مشاور	حقوقی و قراردادی	
۸۲	نامناسب بودن نوع قراردادهای انتخاب شده (روش اجرای پروژه مانند EP،EPC و غیره)	حقوقی و قراردادی	
۸۳	درک نادرست نیازهای کارفرما و پیمانکار به علت کلی گویی، تعاریف نامفهوم، عدم شفافیت در بندهای قرارداد	حقوقی و قراردادی	
۸۴	کندی روند انعقاد قراردادها	حقوقی و قراردادی	
۸۵	نامناسب بودن پرداخت‌های تعریف شده در مراحل مختلف قرارداد	حقوقی و قراردادی	
۸۶	تمایل برخی عوامل پروژه مانند ناظر به طولانی شدن زمان پروژه جهت دریافت هزینه کار نظارت	حقوقی و قراردادی	
۸۷	نقصان در توان خروجی	بهره‌برداری	
۸۸	تحریم اقتصادی	بهره‌برداری / کشوری / سیاسی	

۸۹	ریسک بالای کشوری	بهره‌برداری	
۹۰	کمبود منابع داخلی	بهره‌برداری / محدودیت‌ها و منابع	
۹۱	مشکلات اخذ وام	بهره‌برداری	
۹۲	نوسان قیمت انرژی برق	بهره‌برداری	
۹۳	تامین سوخت اصلی و نوسان قیمت آن در بازارهای جهانی	بهره‌برداری / فنی / تکنیکی، اقتصادی	ریسک‌های فنی، که در رابطه با مراحل توسعه، ساخت و بهره‌برداری و نگهداری پروژه می‌باشند و جزء ریسک‌های تجاری هستند. ریسک‌های تجاری در برگیرنده آن مجموعه از ریسک‌هایی هستند که مدیریت و کمینه نمودن تاثیرات منفی آن‌ها در حیطه اجرایی و توانمندی حامیان، اعتبار دهندگان، طراحان و پیمانکاران و مجریان پروژه می‌باشد. ریسک‌های تکنیکی، اقتصادی به به زیان ناشی از تصویب و اجرای تصمیمات مدیریتی غیرمنطقی اطلاق می‌شوند که در برنامه سرمایه‌گذاری شرکت تولیدکننده برق انحراف معنادار ایجاد می‌کنند.
۹۴	عدم وجود و یا کفایت بیمه برای خسارت‌های دوره بهره‌برداری	سرمایه‌گذاری / بهره‌برداری / عوامل محیطی	ریسک‌های سرمایه‌گذاری که شامل فرآیندهای مرتبط با تامین مالی پروژه‌ها جهت به پایان رساندن عملیات ساخت می‌باشند. ریسک‌های بهره‌برداری زیر مجموعه ریسک‌های فنی هستند که در رابطه با مراحل توسعه، ساخت و بهره‌برداری و نگهداری پروژه می‌باشند و جزء ریسک‌های تجاری هستند. ریسک‌های تجاری در برگیرنده آن مجموعه از ریسک‌هایی هستند که مدیریت و کمینه نمودن تاثیرات منفی آن‌ها در حیطه اجرایی و توانمندی حامیان، اعتبار دهندگان، طراحان و پیمانکاران و مجریان پروژه می‌باشد.
۹۵	نوسان در عرضه انرژی	بهره‌برداری	
۹۶	ناتوانی بهره‌بردار نیروگاه	بهره‌برداری	

۹۷	فورس ماژور طبیعی	بهره‌برداری / فورس ماژور / عوامل محیطی	ریسک‌های فورس ماژور مربوط به وقوع حوادث قهری خارج از کنترل طرفین قرارداد هستند.
۹۸	تکنولوژی	بهره‌برداری	
۹۹	بازدهی پایین نیروگاه	بهره‌برداری	
۱۰۰	تعمیر و نگهداری و مسائل زیست محیطی	بهره‌برداری	
۱۰۱	عدم رسیدن به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان	بهره‌برداری	
۱۰۲	انجام موفقیت آمیز آزمایشات و تست‌های راه‌اندازی و بهره‌برداری	بهره‌برداری	
۱۰۳	تامین به موقع، باکیفیت و با قیمت مناسب قطعات و لوازم یدکی	بهره‌برداری	
۱۰۴	عدم برآورد صحیح از میزان تقاضا و یا نوسان تقاضا (حجم و قیمت)	بهره‌برداری / اقتصادی / بازار و مشتریان	
۱۰۵	بروز حوادث بهره‌برداری و وقوع خسارات جزئی و کلی به تجهیزات نیروگاه	بهره‌برداری	
۱۰۶	عدم رعایت استانداردها و دستورالعمل‌های بهره‌بردای	بهره‌برداری	
۱۰۷	تجربه و توانایی پیمانکار O&M	بهره‌برداری	
۱۰۸	عدم وجود و تامین به موقع ساختارهای انتقال و توزیع (پست‌های فشار قوی، خطوط انتقال نیرو و تاسیسات توزیع)	بهره‌برداری	
۱۰۹	اختلال در برنامه‌ریزی و اولویت بندی‌های درون سازمانی در اجرای پروژه‌ها	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۰	افزایش حجم کارها و تحت شعاع قرار گرفتن اولویت‌ها	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۱	عدم برآورد صحیح برنامه زمان‌بندی	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۲	عدم برآورد صحیح هزینه‌های پروژه	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۳	عدم برآورد صحیح سایر منابع پروژه (تجهیزات و نیروی انسانی)	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۴	عدم رعایت روابط پیش نیازی فعالیت‌ها هنگام اجرای پروژه	مدیریت و برنامه‌ریزی	

۱۱۵	عدم تخصیص مناسب منابع به فعالیت‌های پروژه	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۶	عدم رعایت برنامه زمان‌بندی و نداشتن آگاهی کافی واحدها از میزان پیشرفت واقعی	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۷	عدم تخصیص اعتبار و هزینه‌ها مطابق برنامه‌ریزی بودجه برای پروژه	مدیریت و برنامه‌ریزی	
۱۱۸	ناتوانی در ایجاد و برقراری رابطه مناسب بین بخش خصوصی و بخش دولتی و دستیابی به زبانی مشترک در طول دوران بهره‌برداری تجاری از نیروگاه	خرد	
۱۱۹	هزینه بالای شرکت در مناقصه و مذاکره با بخش دولتی	خرد	
۱۲۰	برنده نشدن در مناقصه	خرد	
۱۲۱	مدیریت نادرست مالی پیمانکار	محدودیت‌ها و منابع	
۱۲۲	مشکلات کیفی و مشخصه‌های فنی محل پروژه (کیفیت خاک، موانع طبیعی و غیره)	محدودیت‌ها و منابع	
۱۲۳	تغییر ذی‌نفعان اصلی پروژه (مدیریت در شرکت پیمانکار)	محدودیت‌ها و منابع	
۱۲۴	عدم درک و پذیرش ریسک از سوی عوامل اصلی پروژه	محدودیت‌ها و منابع	
۱۲۵	تغییرات جوی در فصول مختلف سال	عوامل محیطی	
۱۲۶	قابلیت اطمینان تجهیزات و خسارت‌های احتمالی تجهیزات	فناوری و تکنولوژی	
۱۲۷	اخذ مجوزات لازم مرتبط با محیط زیست	زیست محیطی	
۱۲۸	انتشار آلاینده‌های زیست محیطی در دوره ساخت و بهره‌برداری	زیست محیطی	
۱۲۹	بروز درگیری و مشاجرات در محل ساخت نیروگاه به دلیل آلودگی‌های محیطی و تخریب محیط زیست	زیست محیطی	
۱۳۰	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه	توضیحات [1]	

[1] . موارد ۱۳۰ تا ۱۶۷ به یکی از دسته‌بندی‌های ریسک‌های فنی؛ بیرونی، سازمانی و مدیریت پروژه اختصاص دارند که در متن مقاله مرجع به تفکیک به آن‌ها اشاره نشده است و برای حفظ امانت در اینجا نیز نوع ریسک برای آن‌ها تشریح نشده است.

۱۳۱	سیستم‌های تشویقی/ نگهداری یا تنبیهی نامناسب نیروی انسانی		
۱۳۲	عدم آشنایی و بکارگیری روش‌های اجرایی مدرن		
۱۳۳	عدم حمایت مدیریت ارشد از الزامات برنامه‌ریزی		
۱۳۴	عدم هماهنگی و حمایت لازم بخش‌های ستادی پروژه		
۱۳۵	مطالعات امکان سنجی و اقتصادی ناقص یا غلط		
۱۳۶	ناکارآمدی سیستم‌های اطلاعاتی مدیریتی در پروژه‌ها		
۱۳۷	عدم دسترسی به سوابق پروژه‌های مشابه		
۱۳۸	تعارضات فرهنگی و کارشکنی ساکنین منطقه		
۱۳۹	دزدی و سرقت تجهیزات نصب شده		
۱۴۰	فرهنگ صنعتی نامناسب نیروی کار		
۱۴۱	اشتباه در زمان‌بندی و توالی فعالیت‌های پروژه		
۱۴۲	برآورد اشتباه جهت ارائه قیمت در مناقصه		
۱۴۳	تخصیص نامناسب نیرو و تجهیزات		
۱۴۴	بهره‌وری ضعیف نیروی کار		
۱۴۵	جا به جایی و ترک شغل توسط پرسنل کلیدی		
۱۴۶	توان مالی ناکافی پیمانکار		
۱۴۷	سازماندهی نامناسب پرسنل		
۱۴۸	عدم بکارگیری فرآیندهای مدیریت پروژه		
۱۴۹	ناآگاهی در رعایت اصول ایمنی و آموزش نامناسب کارگران		
۱۵۰	تخطی از روش‌های اجرایی مصوب		
۱۵۱	تخطی از محدوده و شرایط قرارداد		
۱۵۲	تجهیز کارگاه ضعیف (ماشین آلات و تجهیزات)		

۱۵۳	نظارت ناکافی بر کیفیت فعالیت‌های اجرایی		
۱۵۴	آسیب دیدگی متریال و تجهیزات پروژه		
۱۵۵	تاخیر یا کسری در تحویل نقشه‌های اجرایی		
۱۵۶	نگرش کاهش زمان طراحی و تسریع در اجرا		
۱۵۷	اشکالات طراحی و تغییرات در نقشه‌های اجرایی در فاز اجرا		
۱۵۸	بکارگیری استانداردها و روش‌های طراحی نامناسب		
۱۵۹	تاخیر در حل موارد قراردادی		
۱۶۰	تحمیل برنامه زمان‌بندی فشرده به پیمانکار		
۱۶۱	سوء استفاده مدیران از منابع پروژه		
۱۶۲	عدم نقدینگی و تاخیر در پرداخت صورت وضعیت‌ها به پیمانکار		
۱۶۳	ناکارآمدی سیستم ارزیابی و انتخاب پیمانکاران		
۱۶۴	آسیب دیدگی در حین حمل		
۱۶۵	تاخیر در ساخت تجهیزات		
۱۶۶	تاخیر در حمل تجهیزات		
۱۶۷	نظارت کیفی نامناسب در ساخت تجهیزات		

منابع: نوری و همکاران، ۱۳۹۴؛ صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸؛ جمالی و نراقی، ۱۳۹۲؛ سایه بانی و همکاران، ۱۳۹۷؛ کلاهان و همکاران، ۱۳۹۴؛ دومینکو و همکاران[۱] ۲۰۱۴؛ گراسام، ۱۹۹۷؛ کانها و فریرا ،۲۰۱۴.

۳-۲. مرور تجربی

در این بخش ابتدا به بررسی تجربه تجدید ساختار در صنعت برق ایران و ورود بخش غیر دولتی به تولید برق پرداخته می‌شود و سپس تجربه استفاده از الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی در ساخت نیروگاه‌ها در سایر کشورها به صورت مختصر تشریح می‌شود.

[۱]. Domnikov et al. 2014

۳-۲-۱. مرور داخلی

تقاضای روز افزون برق وزارت نیرو را با حجم انبوهی از سرمایه‌گذاری مورد نیاز در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع برق مواجه نموده است. از سوی دیگر محدودیت‌های ناشی از تفاوت قیمت تمام شده با قیمت (تعرفه) فروش توام با یارانه برق و سهم اندک درآمدهای عمرانی، وزارت نیرو را با کمبود شدید منابع مالی رو به رو کرده است. در این راستا، فروش اوراق قرضه (اوراق مشارکت)، استقراض از بانک‌ها (که با عدم استقبال بانک‌ها متوقف مانده است) و جلب سرمایه‌های بخش خصوصی، سیاست‌هایی می‌باشند که طی سال‌های اخیر مدنظر قرار داشته‌اند. از حدود سال ۱۳۷۲ وزارت نیرو (شرکت توانیر) تلاش‌هایی را برای جذب سرمایه‌های خارجی و احداث نیروگاه‌های خصوصی آغاز نمود. از حدود سال ۱۳۷۶ با تعیین مجری برای احداث نیروگاه‌های BOT در سازمان توسعه برق ایران و به نمایندگی از شرکت توانیر تلاش‌های فوق‌الذکر به صورت متمرکز دنبال گردید که این روند تاکنون نیز ادامه داشته است.

پی‌گیری فعالیت‌های مربوط به نیروگاه‌های BOO نیز مشابه طرح‌های BOT از اسفند سال ۱۳۸۴ در سازمان توسعه برق ایران متمرکز گردید. مدل BOO مدل رایج مشارکت بخش خصوصی در پروژه‌های نیروگاهی ایران است. تفاوت عمده این روش با BOT آن است که در این روش نیازی به برگرداندن مالکیت پروژه به دولت پس از یک دوره زمانی معین نیست و به همین جهت سرمایه‌گذار مکلف به انتقال تکنولوژی و نیز آموزش نیروی انسانی سرمایه‌پذیر (شرکت توانیر) برای ادامه بهره‌برداری از نیروگاه پس از اتمام دوره قرارداد نیست.

اکثر قراردادهای BOO در ایران قراردادهای تبدیل انرژی هستند. مخفف این نوع قراردادها ECA است که از نام اصلی Energy Conversion Agreement اتخاذ شده است. با توجه به اینکه سوخت در بخش تولید نیرو با یارانه دولت تامین می‌گردد، توانیر نسبت به تامین سوخت مورد نیاز نیروگاه اقدام می‌کند و این سوخت را بدون دریافت هزینه در اختیار سرمایه‌گذار قرار می‌دهد.

سرمایه‌گذار موظف است نسبت به اعلام راندمان حرارتی در سال‌های مختلف بهره‌برداری اقدام نماید و در صورت کاهش راندمان نسبت به راندمان اعلام شده با جریمه رو به رو می‌شود. میزان جریمه بر اساس مذاکره دو طرف تامین می‌شود ولی در هر صورت از نرخ سوخت پرداختی توانیر بیشتر خواهد بود. از آن سو در صورتیکه سرمایه‌گذار موفق به تولید انرژی با راندمان بالاتری شود با مشوق‌های مالی از سوی وزارت نیرو مواجه خواهد شد.

با توجه به شرایط فعلی در ایران عمدتا نیروگاه‌های گازی با قابلیت تبدیل به سیکل ترکیبی مورد نظر هستند که سوخت اصلی آن‌ها گاز طبیعی و سوخت جایگزین آن‌ها گازوئیل می‌باشد. نیروگاه باید به گونه‌ای طراحی

شود که امکان استفاده از سوخت جایگزین را حداقل به مدت یک ماه در طول سال داشته باشد و در صورتی که نیاز به استفاده از سوخت جایگزین به بیش از یک ماه افزایش یابد هزینه مربوطه را از توانیر دریافت کند.
فرآیند موجود برای سرمایه‌گذاری در صنعت برق ایران در قالب قراردادهای BOO به شکل زیر است:

- اعلام تقاضای سرمایه‌گذار برای سرمایه‌گذاری در زمینه احداث نیروگاه به روش BOO با اعلام محل و ظرفیت مورد تقاضا و معرفی اجمالی شرکت و گروه مشارکت در صورت وجود (در صورت درخواست سرمایه‌گذار، سازمان توسعه برق ایران به نمایندگی از شرکت توانیر، نسبت به معرفی ساختگاه اقدام خواهد نمود)؛
- کسب نظر شرکت توانیر و تقاضا برای پرکردن فرم‌های ارزیابی توسط متقاضی (سرمایه‌گذار)؛
- تشخیص توان مالی و مدیریتی سرمایه‌گذار برای سرمایه‌گذاری در صنعت برق از سوی کمیته ارزیابی توانمندی متقاضیان غیر دولتی در سازمان توسعه برق ایران و تایید نهایی ارزیابی توسط کمیته نهایی ارزیابی توانمندی در شرکت توانیر؛
- صدور موافقت اولیه توسط سازمان توسعه برق ایران و درخواست ارائه مطالعات توجیه فنی اقتصادی از سرمایه‌گذار؛
- تایید گزارشات توجیه فنی اقتصادی توسط شرکت توانیر و اعلام مراتب توسط سازمان توسعه برق ایران به سرمایه‌گذار؛
- ارائه قرارداد تیپ به سرمایه‌گذار جهت تکمیل و ارائه؛
- انجام مذاکرات قراردادی بین سرمایه‌گذار و سازمان توسعه برق ایران؛
- انعقاد قرارداد تبدیل انرژی و جداول مربوطه؛
- توافق بر سر نرخ و شرایط پرداخت بین دو طرف؛
- آغاز عملیات EPC و احداث نیروگاه توسط سرمایه‌گذار؛
- انجام تست‌های بهره‌برداری لازم با حضور مشاور سازمان توسعه برق ایران؛
- بهره‌برداری تجاری از نیروگاه.

نکته حائز اهمیت این است که اگرچه این نیروگاه‌ها و به خصوص طرح‌های در دست اجرای کنونی، قرار بوده است که با مشارکت و تامین مالی بخش خصوصی احداث شوند، ولیکن بدلیل عدم فاینانس بانک‌های خارجی به علت تحریم، متکی به وام‌های صندوق ذخیره ارزی بوده‌اند که این پدیده می‌تواند نوعی خاص و منحصر به فرد از سرمایه‌گذاری خصوصی باشد (جمالی و نراقی، ۱۳۹۲).

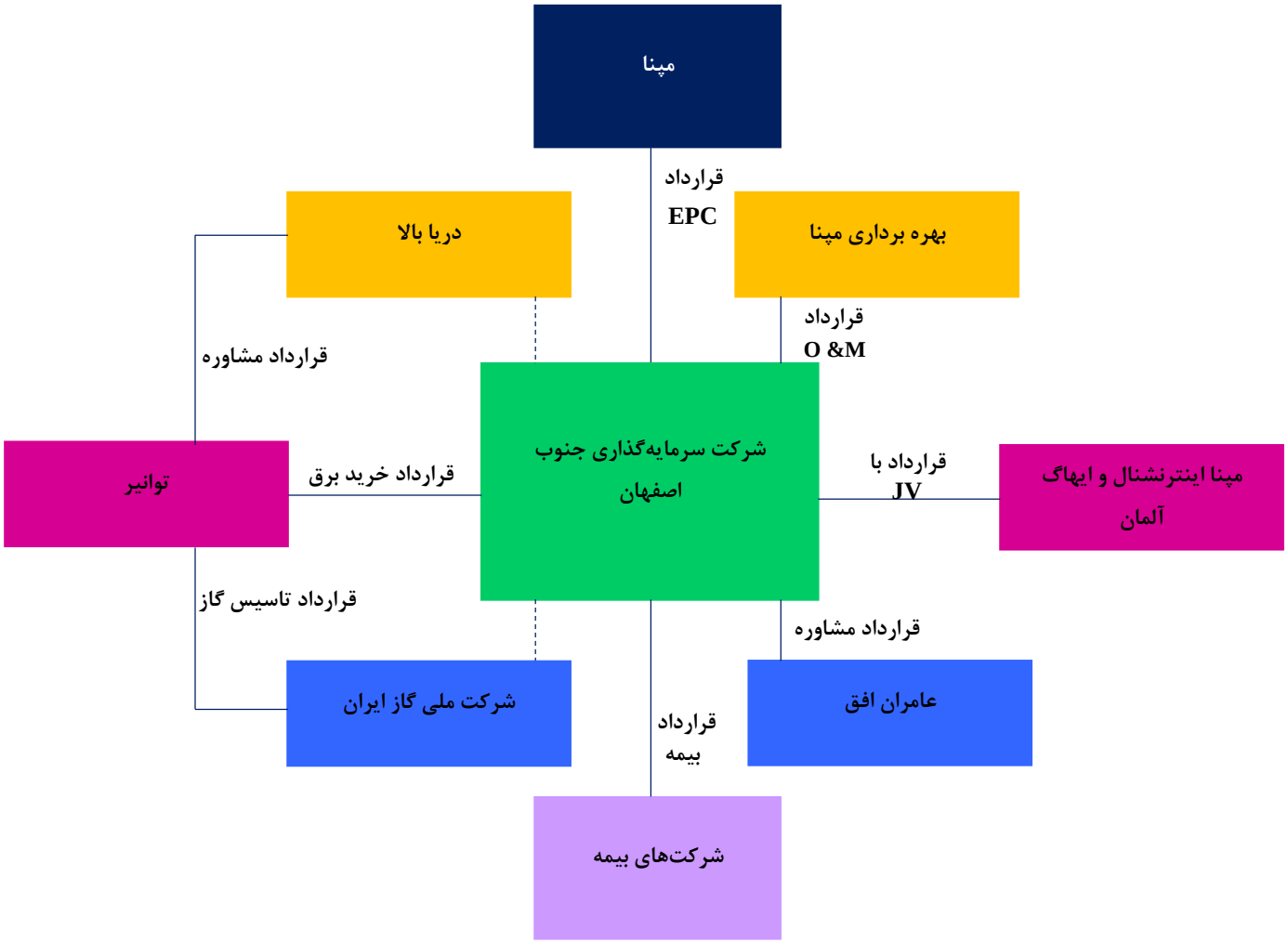
با توجه به سابقه استفاده از الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی در زمینه احداث نیروگاه‌ها مطالعاتی نیز در ارتباط با این پروژه‌ها صورت گرفته است که در برخی از آن‌ها به بحث ریسک‌های این نوع از سرمایه‌گذاری پرداخته شده است.

صبحیه و کشتیبان (۱۳۸۸)، با رویکرد کیفی – تفسیری و با هدف بررسی تسهیم ریسک‌ها و افزایش ارزش پول به مطالعه قراردادهای اخیر BOT با تاکید بر قرارداد BOT نیروگاه توربین گازی جنوب اصفهان پرداخته‌اند. ریسک پروژه‌های PPP در این مقاله به صورت کلی به سه دسته ریسک‌های کلان؛ میانی و خرد دسته‌بندی می‌شوند.

در مورد نیروگاه جنوب اصفهان؛ بخش دولتی بر اساس قرارداد مسئولیت طراحی، مهندسی، سرمایه‌گذاری، تامین تجهیزات، حمل و نقل تجهیزات، ساخت، نصب، تست، راه‌اندازی، نگهداری، تعمیر، مدیریت و انتقال پروژه را به شرکت سرمایه‌گذاری جنوب اصفهان واگذار کرده و تضمین نموده است که سوخت مورد نیاز نیروگاه را در طول دوران بهره‌برداری تجاری نیروگاه (بیست سال) در اختیار بهره‌بردار پروژه قرار داده و انرژی تولید شده را به قیمت تضمینی خریداری نماید.

ساختار قراردادی این نیروگاه در شکل (۲) به تصویر کشیده شده است.

شکل (۲). ساختار قراردادی نیروگاه جنوب اصفهان



جدول (۶) تسهیم ریسک در این پروژه سرمایه‌گذاری نیروگاهی را نشان می‌دهد.

جدول (۶). تسهیم ریسک در نیروگاه جنوب اصفهان

ریسک	سطح ریسک	طول مدت ریسک	توانیر	شرکت پروژه
سیاسی	کلان	بلندمدت	*****	
مالی	کلان	بلندمدت	****	*
حقوقی	کلان	بلندمدت	**	**
درآمد و بازار	کلان	بلندمدت	****	*
ریسک سرمایه‌گذاری	میانی	کوتاه‌مدت	*	****
فنی و مهندسی	میانی	کوتاه‌مدت	*	****
ساختمانی	میانی	کوتاه‌مدت	*	****
بهره‌برداری	میانی	بلندمدت		*****
روابط	خرد	بلندمدت	**	**

*شدت پذیرش ریسک

ریسک‌های سیاسی به صور گوناگونی تقسیم‌بندی می‌شوند که از آن جمله می‌توان به ریسک‌های تغییر در قوانین، افزایش یا کاهش در مالیات‌ها، رخدادهای قهریه سیاسی، خلع ید بخش خصوصی از طرف بخش دولتی (بدون قصور بخش خصوصی)، عدم پرداخت صورت حساب به دلایل منتسب به دولت، میزان اجرایی بودن تضمین‌های بخش دولتی، هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری و .... اشاره کرد. طبق توافقات، توانیر تمامی ریسک‌های مربوط به تغییر در قوانین و افزایش یا کاهش در مالیات‌ها را به طور کامل بر عهده گرفته و تضمین نموده است که در صورت بروز هر گونه تغییر در قوانین (به طوری که بر درآمد شرکت پروژه تاثیر داشته باشد) به جبران هزینه‌های شرکت پروژه بپردازد. به عقیده کارشناسان پذیرفتن ریسک تغییر در قوانین از طرف توانیر ایجاد نوعی انعطاف در قرارداد به شمار می‌رود به طوریکه اگر با توجه به تغییر قانون درآمد شرکت پروژه کاهش پیدا کند، توانیر خود را ملزم به جبران هزینه‌های وی دانسته است. ارائه چنین تضمینی از طرف توانیر باعث بانک‌پذیر شدن پروژه و جلب نظر سرمایه‌گذار شده است.

ریسک‌های مالی نیز یکی دیگر از ریسک‌های سطح کلان- بلندمدت پروژه به حساب می‌آیند که بخش دولتی به روش‌های گوناگونی سعی در کاهش ریسک‌های شرکت پروژه نموده است. از انواع این ریسک‌ها می‌توان به تورم در هزینه‌های بهره‌برداری، نرخ معاوضه پول محلی با ارز معتبر خارجی و ... اشاره کرد. در این بخش توانیر تضمین‌های خاصی را برای کاهش ریسک‌های شرکت پروژه تقبل نموده و به صورت فعالی در پذیرش ریسک‌هایی که خاستگاه آن‌ها بخش دولتی است، وارد شده است. با این حال برخی ریسک‌ها از جمله نرخ تورم در دوران ساخت به شرکت پروژه واگذار شده است چون عملا هرگونه پرداختی در دوران بهره‌برداری تجاری انجام گرفته و بخش دولتی متحمل ریسک‌های تورم در دوران ساخت نیست.

ریسک‌های حقوقی ریسک‌هایی هستند که در عین سادگی از مهم‌ترین ریسک‌های هر پروژه زیرساختی به شمار می‌روند. در این گروه از ریسک‌ها وضعیت و جایگاه حقوقی ساختار ضمانت‌ها، چگونگی و تملک موضوع پروژه، ورشکستگی شرکت پروژه، نقص اسناد مالی، آشنایی به قوانین بین‌المللی، آشنایی به قوانین و ساختارهای قانونی ایران و.... مورد بررسی قرار می‌گیرند. این گروه از ریسک‌ها با توجه به خاستگاه آن‌ها بین طرفین تسهیم شده است. چون طرفین باید آگاهی کاملی نسبت به قوانین و شرایط حقوقی ایران و مسایل بین‌المللی داشته باشند. این ریسک‌ها با بهره‌گیری طرفین از مشاورین مناسب به کمترین میزان تقلیل داده شده‌اند.

بخش دولتی با توجه به رویکرد شراکت بخش خصوصی – دولتی در قرارداد نیروگاه جنوب اصفهان برای جلب سرمایه و بانک‌پذیر شدن پروژه تمامی ریسک‌های درآمد و بازار پروژه را بر عهده گرفته است. این ریسک‌ها شامل درآمد غیرکافی شرکت پروژه، نوسان در تقاضا، تامین سوخت نیروگاه و نوسان قیمت آن، مشکل در انتقال برق، دزدی برق و مشکل در جمع‌آوری قبوض می‌باشند.

یکی از مهم‌ترین ریسک‌هایی که بهره‌بردار هر نیروگاهی با آن رو به رو است، ریسک تامین سوخت و نوسان قیمت آن در بازارهای جهانی می‌باشد. در این قرارداد به این شکل است که اگر توانیر نتواند سوخت مورد نیاز نیروگاه را به موقع در اختیار شرکت بهره‌بردار قرار دهد باید معادل هزینه واحدهای خارج شده از مدار را به شرکت پروژه پرداخت نماید.

برخی کارشناسان مورد سوال قرار گرفته بر این عقیده هستند که با اعمال سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی در سطح وزارت نیروی ایران و واگذاری نیروگاه‌های دولتی به بخش خصوصی و اداره بازار برق ایران به صورت کاملا رقابتی شرط خرید برق به صورت تضمینی در قراردادهای ECA با چالش‌های جدی مواجه شده است. توانیر برای هماهنگی سیاست‌های خود با سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی، اقدام به کاهش دوره بهره‌برداری قراردادهای قبلی نموده است. همچنین توانیر قراردادهای جدید خود را نیز به صورت کوتاه‌مدت و غالبا پنج ساله با بخش خصوصی به امضا می‌رساند. کارشناسان بر این عقیده هستند که چنین برخوردی از سوی توانیر در طولانی مدت نخواهد توانست وزارت نیرو را به اهداف خود از خصوصی‌سازی برساند. چون منابع درآمد توانیر که از محل فروش برق و حق انشعاب می‌باشد با عقد قراردادهای بیشتر با دوره بهره‌برداری کوتاه‌مدت نخواهد توانست منابع مالی لازم برای پرداخت درآمدهای شرکت‌های پروژه را تامین نماید. چنین اقدامی از سوی توانیر کلیت قضیه خصوصی سازی در وزارت نیرو را زیر سوال خواهد برد.

همان گونه که نشان داده شده است ریسک‌های سرمایه‌گذاری، فنی و ساختمانی جز ریسک‌های سطح میانی – کوتاه‌مدت ارزیابی شده‌اند. با توجه به ماهیت قراردادهای BOT نوع و خاستگاه این ریسک‌ها، بهتر است شرکت پروژه مدیریت و کنترل آن‌ها را بر عهده داشته باشد.

ریسک‌های سرمایه‌گذاری جز ریسک‌هایی هستند که بنابر طبیعت پروژه‌های BOT باید توسط بخش خصوصی مدیریت و کنترل شوند. این ریسک‌ها شامل فرآیندهای مرتبط با تامین مالی پروژه‌ها جهت به پایان رساندن عملیات ساخت می‌باشند. شرایط و چگونگی اخذ وام‌های بانکی، انتشار اوراق مشارکت، بیمه‌های مربوط به سرمایه‌گذاری و ..... از مهم‌ترین انواع این ریسک‌ها می‌باشند.

ریسک‌های فنی ریسک‌هایی هستند که مربوط به فرآیندهای طراحی، مهندسی، تامین کیفیت و استانداردهای مورد نیاز، مدیریت و برنامه‌ریزی پروژه، برآوردها، انتخاب بخش خصوصی مناسب و ..... می‌شوند. این ریسک‌ها با توجه به وجود تجربیات مناسب و نیز مدیریت پربازده مالی شرکت پروژه به بخش خصوصی واگذار شده‌اند. چون با توجه به کوتاه‌مدت و میانی بودن این دسته از ریسک‌ها شرکت پروژه به راحتی و با هزینه کمتری می‌تواند به مدیریت آن‌ها بپردازد. البته یکی از مهم‌ترین ریسک‌هایی که در این بین بر عهده بخش دولتی قرار گرفته، ریسک انتخاب بخش خصوصی مناسب می‌باشد. البته با توجه به توافقات به عمل آمده شرکت پروژه قبل از انتخاب همکار طراح، باید مجوزهای لازم را از توانیر در مورد صلاحیت طراح کسب نماید. ارزیابی صلاحیت در قالب ارزیابی قرارداد EPC انجام گرفته است.

ریسک‌های ساختمانی ریسک‌هایی هستند که از سوی مسئولیت‌های تامین تجهیزات، حمل و نقل تجهیزات، ساخت، نصب، تست و راه‌اندازی نیروگاه متوجه شرکت پروژه می‌شوند. ذی‌نفعان گوناگون پروژه نیروگاه جنوب اصفهان هر یک به نوعی در تحمل ریسک‌های ساختمانی پروژه سهیم هستند. با این حال تحمل مهم‌ترین ریسک‌ها با توجه به ماهیت قراردادهای BOT بر عهده شرکت پروژه می‌باشد.

طبق توافقات به عمل آمده توانیر باید زمین مورد نیاز برای احداث نیروگاه را به صورت مجانی و بدون معارض و بر اساس جدول زمان‌بندی در اختیار شرکت پروژه قرار دهد و ریسک هر گونه تاخیر یا هزینه در تحویل زمین مثل راضی نمودن معارضین بر عهده توانیر بوده است.

همچنین برای تسریع در امور ساخت و ساز نیروگاه باید در جهت رفع هرگونه محدودیت گمرکی اقدام ورزد، انجام این کار با مدیریت صحیح ذی‌نفعان پروژه‌های PPP در سطوح بالای دولتی به راحتی امکان‌پذیر گردید و توانیر تضمین نموده بود که تمامی هزینه‌های شرکت پروژه را در طول فرآیند ترخیص کالا از گمرکات پرداخت نماید.

حوادث فورس ماژور طبیعی در دوران ساخت نیروگاه از جمله مهم‌ترین ریسک‌ها، در جلب نظر سرمایه‌گذار هستند که این ریسک‌ها با مدیریت صحیح به شرکت‌های بیمه منتقل شده‌اند و در ضمن توانیر تضمین نموده بود که اگر مواردی خارج از شرایط بیمه‌ای رخ دهد و باعث ضرر و یا طولانی شدن دوره ساخت شود در جهت

جبران آن‌ها بر خواهد آمد. سایر ریسک‌های دوران ساخت نیز با توجه به ماهیت قراردادهای BOT به شرکت پروژه واگذار شده‌اند.

ریسک‌های بهره‌برداری تنها ریسک‌های بلندمدت و سطح میانی پروژه می‌باشند که بخش خصوصی به راحتی می‌تواند با نشان دادن توانایی‌های مدیریتی خویش در جهت تحمل و کنترل آن‌ها برآید. این ریسک‌ها شامل نوسان در عرضه انرژی، ناتوانی اپراتور نیروگاه، فورس ماژور طبیعی، شخص ثالث، ریسک تکنولوژی، افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری ناشی از تورم (به غیر از تغییر قانون)، بازدهی پایین نیروگاه، نگهداری و تعمیر و مسائل زیست محیطی می‌باشند.

ریسک‌های سطح خرد – بلندمدت

ایجاد و برقراری رابطه‌ای مناسب بین بخش خصوصی و بخش دولتی و دستیابی به زبانی مشترک در طول دوران بهره‌برداری تجاری از نیروگاه یکی از مهم‌ترین پارامترها در دستیابی به موفقیت این گونه پروژه‌ها خواهد بود. به این ترتیب دستیابی به کانال ارتباطی مشترک و بر پایه استراتژی برد – برد مساله‌ای است که تمامی ذی‌نفعان پروژه در آن سهیم هستند و ریسک آن توسط طرفین تحمیل می‌شود.

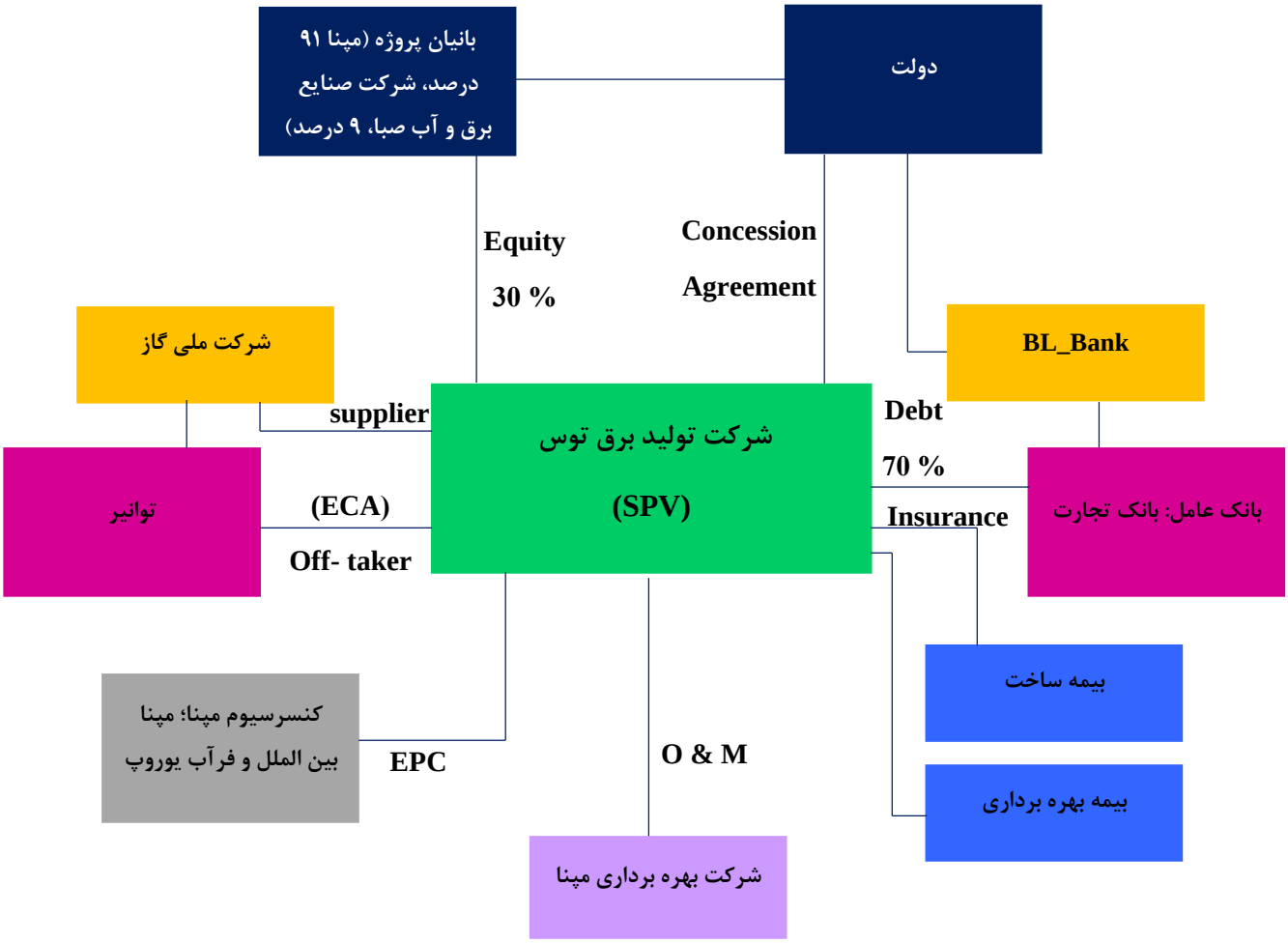
از جمله مهم‌ترین ریسک‌هایی که شرکت پروژه را در هنگام ورود به پروژه‌های PPP تهدید می‌کند، ریسک شرکت در مناقصه و مذاکره با بخش دولتی است. طبق برآوردهای انجام شده هزینه شرکت در مناقصه این گونه پروژه‌ها بسیار می‌باشد. به این ترتیب بخش دولتی و بخش خصوصی هزینه‌های زیادی را در دوران مذاکرات و مناقصه متحمل می‌شوند و ریسک عدم برنده شدن در مناقصه طبیعتا به شرکت پروژه منتقل می‌شود.

به طور کلی بر اساس نتایج این مقاله در قرارداد نیروگاه جنوب اصفهان بخش دولتی برای جلب سرمایه و بانک‌پذیر شدن موضوع پروژه بیشترین پذیرش ریسک‌های بلندمدت – کلان را داشته است. انتخاب چنین استراتژی برای مدیریت و تسهیم ریسک‌های کشوری در حالتی که نرخ آن در حد بالا و همچنین به صورت ناپایدار می‌باشد، منطقی است. چون بخش خصوصی به دلیل کلان و ناپایدار بودن چنین ریسک‌هایی توانایی مدیریت و کنترل آن‌ها را نخواهد داشت. با این وجود تداوم عقد چنین قراردادهایی در طویل‌المدت افزایش ارزش پول را در این صنعت در بر نخواهد داشت و به علت منعطف نبودن مفاد قراردادها هیچ گونه تمهیداتی جهت ایجاد تغییر در قراردادها به خصوص برای اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی در آن‌ها اندیشیده نشده است (صبحیه و کشتیبان، ۱۳۸۸).

ابوالحسنی و بمانیان (۱۳۸۹) در میان نیروگاه‌های داخلی علاوه بر نیروگاه جنوب اصفهان، به بررسی پروژه نیروگاه توس مشهد نیز پرداخته‌اند. ضمن آنکه مواردی از پروژه‌های نیروگاهی در کشورهای چین، مالزی، جامائیکا، پاکستان و تایلند نیز در این مقاله بررسی شده است.

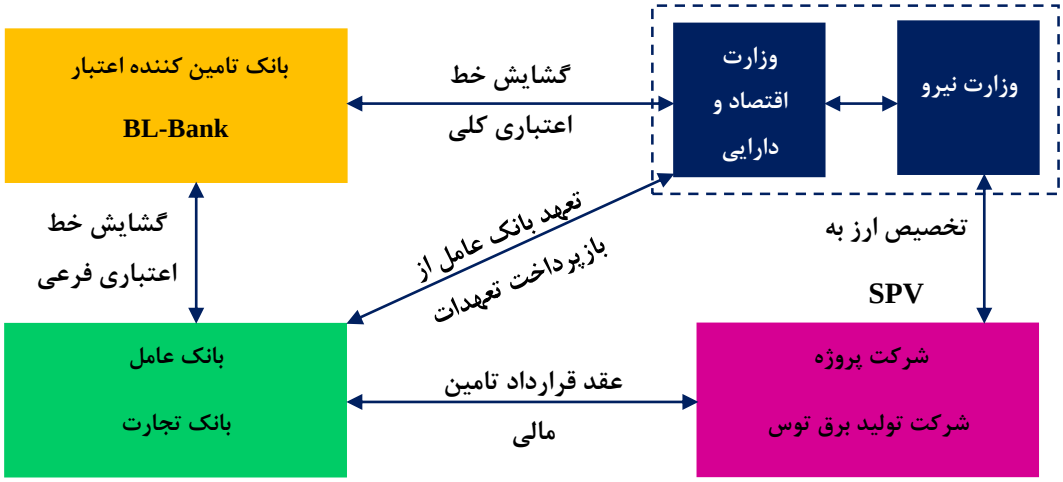
بر اساس این مقاله ساختار قراردادی و مالی پروژه نیروگاهی توس مطابق اشکال (۳) و (۴) می‌باشد:

شکل (۳). ساختار قراردادی پروژه نیروگاهی توس



در این پروژه از چالش‌های پیش رو در خصوص شیوه تامین مالی خود گردان می‌توان به: تعهد بانک عامل بر بازپرداخت پروژه، تقبل بار مالی ناشی از تامین مالی پروژه توسط بخش دولتی، عدم تخصص کافی بانک‌های عامل در ارزیابی امکان‌سنجی و سودآوری پروژه‌های نیروگاهی و تامین مالی بانک خارجی تامین کننده به اتکای ضمانت‌نامه دولتی صادر شده از طرف وزارت امور اقتصاد و دارایی اشاره کرد.

شکل (۴). ساختار مالی پروژه نیروگاهی توس



ریسک‌های شناسایی شده در این مقاله شامل ریسک‌های اقتصادی، تجاری (مالی)، سیاسی و قانونی، اجتماعی، محیطی، فنی و قراردادی می‌باشند که برای هر کدام از موارد پیشنهادهای مدیریت ریسک ارائه شده است.

در ادامه این مطالعات، جمالی و نراقی (۱۳۹۲) به شناسایی ریسک‌های سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌ها به روش BOO (مطالعه موردی طرح‌های نیروگاه حرارتی ایران) پرداخته‌اند. در این مقاله با مطالعه کتابخانه‌ای و انجام مصاحبه ریسک‌های عمومی و خاص نیروگاه‌هایی که به روش BOO در ایران تامین مالی و اجرا می‌شوند، شناسایی و نهایی گردیده است. سپس این ریسک‌ها در قالب یک پرسش‌نامه در معرض قضاوت دو دسته کلیدی از ذی‌نفعان این گونه پروژه‌ها یعنی سرمایه‌پذیر (شرکت توانیر و سازمان توسعه برق ایران به عنوان نماینده سرمایه‌پذیر) و سرمایه‌گذاران (شرکت پروژه) قرار گرفت و از آن‌ها خواسته شد مطابق سیستم رتبه‌بندی لیکرت (خیلی کم، کم، متوسط، زیاد، خیلی زیاد) میزان «احتمال» و «اثر» این ریسک‌ها را (با توجه به جدول راهنمای انتخاب آن‌ها (خیلی کم، کم، متوسط، زیاد، خیلی زیاد) بر اساس اثری که بر زمان، هزینه و کیفیت می‌گذارند، اعلام نمایند.

ریسک‌های رصد شده در این مقاله شامل مخاطرات تجاری (فنی، اقتصادی، مالی، زیست محیطی) و غیر تجاری (کشوری و قوه قهری) می‌باشند. بر اساس یافته‌های این مقاله رتبه‌بندی ریسک‌ها از دید سرمایه‌پذیر به شرح زیر می‌باشد:

- ✓ رتبه ۱) تدارکات پروژه - اخذ وام - تحریم - نرخ تورم؛
- ✓ رتبه ۲) تغییر قوانین و نقض مجوزات دولت - حوادث سیاسی - حمایت سیاسی؛

- ✓ رتبه ۳) توانایی و تجربه سرمایه‌گذار – تعرفه - افزایش هزینه‌های ساخت - تامین سرمایه سهم سرمایه‌گذار - عدم هماهنگی لازم بین دستگاه‌های ذی‌ربط - فورس ماژور؛
- ✓ رتبه ۴) تغییرات مدیریتی؛
- ✓ رتبه ۵) تکمیل - تغییر نرخ بهره - نرخ تبدیل ارز - اخذ مجوزات و تمدید آن‌ها - تضمین‌ها - ساختار حقوقی و قضائی.

همچنین رتبه‌بندی ریسک‌ها از دید سرمایه‌گذار عبارت است از:

- رتبه ۱) اخذ وام - تحریم - تغییر قوانین - حمایت سیاسی؛
- رتبه ۲) تدارکات - توانایی سرمایه‌گذار - حوادث سیاسی؛
- رتبه ۳) مشکلات در وصول درآمد؛
- رتبه ۴) تبدیل نرخ ارز - تضمین‌ها - ساختار حقوقی قضایی - تامین زمین - تغییرات؛
- رتبه ۵) کسب مجوزات و تاییدات - فورس ماژور - افزایش هزینه‌های ساخت.

نوری و همکاران (۱۳۹۴) در مقاله خود به تحلیل ریسک و ارزیابی مالی در پروژه‌های نیروگاهی BOT پرداخته‌اند. برخلاف مقالاتی که پیش‌تر مورد بررسی قرار گرفت و به مطالعات کتابخانه‌ای و توزیع پرسش‌نامه متکی بود، در این مقاله از روش‌های آماری و اقتصاد سنجی استفاده شده است و ارزیابی ریسک‌ها بر اساس روش ارزش در معرض ریسک و شبیه‌سازی مونت کارلو صورت گرفته است. با توجه به شناخت کسب شده از اطلاعات پروژه و مرور مقالات در زمینه نیروگاه‌های حرارتی، مهم‌ترین ریسک‌هایی که به بخش سرمایه‌گذار انتقال داده شده است عبارتند از: ریسک‌های ساخت، ریسک‌های بهره‌برداری و ریسک‌های تامین مالی.

در پروژه‌های زیر ساختی مهم‌ترین عوامل ریسک در دوره ساخت، افزایش هزینه‌های ساخت و افزایش زمان ساخت پروژه می‌باشند. ریسک هزینه‌های بهره‌برداری و ریسک درآمد از مهم‌ترین ریسک‌های دوره بهره‌برداری می‌باشند. همچنین عواملی ناشی از نقصان در توان خروجی و افزایش نرخ حرارتی نیروگاه، ریسک درآمد را افزایش می‌دهد. تحریم اقتصادی، ریسک بالای کشوری و کمبود منابع داخلی بخش خصوصی را در گرفتن وام با مشکلات فراوانی رو به رو می‌سازد. مهم‌ترین ریسک‌های مطرح از دید سرمایه‌گذار، ریسک درآمد هزینه‌های بهره‌برداری و اخذ وام می‌باشند که به بخش خصوصی واگذار شده است.

بر اساس نتایج این مطالعه، تغییرات درآمد می‌تواند نقش تعیین کننده‌ای در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های نیروگاهی داشته باشد. نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد، شاخص‌های تصمیم‌گیری پروژه نسبت به تغییرات

درآمد پروژه بسیار حساس می‌باشند. از این جهت پر ریسک‌ترین عامل از بین سه عامل مذکور ریسک درآمد می‌باشد که کلیه شاخص‌های تصمیم گیری به تغییرات آن حساسیت زیادی را نشان می‌دهند. بر طبق بخش دیگری از نتایج این مقاله، در پروژه‌های نیروگاهی ریسک وام‌دهندگان نسبت به سهام‌داران پروژه کمتر می‌باشد. نتایج بیانگر این است که با توجه به نحوه تسهیم ریسک در پروژه نیروگاهی مورد بررسی، سرمایه‌گذاران در معرض سطح بالایی از ریسک قرار دارند. همچنین توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه متاثر از ریسک‌های پروژه می‌باشد. از این رو نحوه تسهیم ریسک بین بخش دولتی، بخش خصوصی و وام دهندگان یک موضوع اساسی است، که باید مورد توجه واقع شود تا مشارکت‌های عمومی و خصوصی امکان گسترش نمایند. همچنین توجه به ساخت پروژه‌ها با راندمان بالا مثل نیروگاه‌های سیکل ترکیبی ریسک بخش خصوصی را تا حدودی کاهش می‌دهد. علاوه بر این فروش برق به صورت قراردادهای دوجانبه می‌تواند ریسک درآمد را در این نوع از پروژه‌ها بکاهد.

مطالعه ریسک‌های ساخت نیروگاه در پروژه‌های غیر حرارتی نیز در مطالعه سایه‌بانی و همکاران (۱۳۹۷) صورت گرفته است. در این مقاله اولویت‌بندی ریسک‌ها و ارائه مدل مدیریت ریسک در توسعه نیروگاه‌های بادی بر اساس استاندارد مدیریت پروژه انجام شده است. مورد مطالعه در این مقاله، نیروگاه بادی منجیل می‌باشد. به منظور ارزیابی شدت اثر، احتمال کشف و احتمال وقوع ریسک‌ها و اثر آن بر روی اهداف اصلی پروژه یعنی زمان، کیفیت، هزینه و ایمنی از روش توزیع پرسش‌نامه استفاده شده است. علاوه بر این مدلی جهت اولویت‌بندی ریسک‌های شناسایی شده در این پروژه بر اساس نظرات گروهی و روش AHP ارائه گردیده و نتایج حاصله به دست آمده است. بر اساس نتایج این مقاله ریسک‌های بحرانی و مهم موثر بر کل پروژه عبارتند از: عدم نقدینگی و تاخیر در پرداخت صورت وضعیت‌ها به پیمانکار؛ توان مالی ناکافی پیمانکار؛ تحمیل برنامه زمان‌بندی فشرده به پیمانکار؛ تحریم/جنگ؛ تورم در قیمت‌های متریال پروژه؛ اشتباه در زمان‌بندی و توالی فعالیت‌های پروژه؛ برآورد/ متره اشتباه جهت ارائه قیمت در مناقصه؛ توانایی ضعیف مدیریتی و هماهنگی پیمانکار؛ تخصیص نامناسب نیرو و تجهیزات، ناکارآمدی سیستم ارزیابی و انتخاب پیمانکاران؛ ناهماهنگی بین گروه‌های درگیر پروژه (پیمانکار، کارفرما، طراح)؛ عدم بکارگیری فرآیندهای مدیریت پروژه (ضعف دانش یا ابزار)؛ جا به جایی و ترک شغل توسط پرسنل کلیدی؛ تجهیز کارگاه ضعیف (ماشین‌آلات و تجهیزات)؛ عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه؛ عدم حمایت مدیریت ارشد از الزامات برنامه‌ریزی؛ بکارگیری روش‌ها و استانداردهای طراحی نامناسب؛ عدم دسترسی یا کیفیت پایین متریال و مصالح؛ آسیب دیدگی متریال و تجهیزات پروژه؛ مطالعات امکان‌سنجی و اقتصادی ناقص یا غلط؛ عدم بکارگیری مهندسی ارزش در فاز طراحی؛ نظارت کیفی نامناسب در ساخت تجهیزات؛ تاخیر یا کسری در تحویل نقشه‌های اجرایی.

همانطور که مشاهده می‌شود بررسی ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نیروگاهی مبتنی بر الگوهای BOT یا BOO در چندین مقاله صورت گرفته است. با توجه به آنکه در سالیان اخیر تحولاتی در عرصه کلان و در سطح بخشی در صنعت برق رخ داده است که تاثیرات منفی بر سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی در ساخت نیروگاه داشته است، به روز رسانی ریسک‌های شناسایی شده به منظور ورود به مرحله بعدی در مدیریت ریسک ضروری است. تحولات فوق اثرات خود را در قالب ورود ریسک‌های جدید، حذف برخی ریسک‌های قدیمی و تغییر اولویت‌بندی مخاطرات به نسبت مقالاتی که در گذشته تهیه شده است، نشان می‌دهند.

۳-۲-۲. مرور خارجی

تجربه چین

در این بخش به استناد مقاله وانگ و تیونگ[۱](۲۰۰۰)، تجربه پروژه نیروگاهی لایبین B (دومین فاز از پروژه نیروگاه لایبین) که به روش BOT به اجرا درآمده است، مورد بررسی قرار می‌گیرد. نیروگاه لایبین B فاز دوم از پروژه نیروگاهی لایبین است که شامل سرمایه‌گذاری، تامین مالی، طراحی، ساخت، تهیه، بهره‌برداری و نگهداری و انتقال نیروگاه ۷۰۰ مگاواتی حرارتی با هزینه تخمینی ۶۰۰ میلیون دلار آمریکا (۵ میلیارد RMB) است. دولت چین با حرکت به سمت اتخاذ قراردادها و شیوه‌های بین‌المللی تامین مالی طرح تقسیم ریسکی تدوین کرد که بر اساس آن برخی از خطرات را دولت متحمل می‌شود در حالی که صاحب امتیاز، پذیرش باقی ریسک‌ها را بر عهده می‌گیرد. به عنوان مثال، در صورتی که تغییرات در سیاست‌های دولت بر پروژه تاثیر منفی بگذارد، دولت مذاکرات مجدد بر روی قرارداد را تضمین می‌کند و یا اگر شرکت‌هایی که پروژه‌ها را اجرا می‌کنند به دلیل تعدیل سیاست‌های دولت چین با ضررهای اقتصادی قابل ملاحظه رو به رو شوند، به آن‌ها اجازه داده می‌شود مدت توافق یا تعرفه‌های پروژه را افزایش دهند.

جمع‌بندی ریسک‌های موجود در این پروژه و تخصیص آن میان بازیگران حاضر به شرح زیر می‌باشد:

۱. Wang & Tiong 2000
۲. Laibin B

جدول (۷). ریسک‌های موجود در پروژه نیروگاهی لایبین B و تخصیص آن میان بازیگران پروژه

	ریسک	دولت	کنسرسیوم سرمایه گذاری (حامیان، پیمانکاران و طرفین قراردادهای O&M)	وام دهندگان	بیمه‌گر	بانک یا بیمه‌گر
ریسک‌های سیاسی	لغو امتیاز؛ سلب مالکیت؛ مصادره اموال					
	انحصارها					
	تغییر در قوانین					
	دریافت موافقت نامه‌ها					
	اقدامات ناسازگار دولت و یا ناکارآمدی دولت در انجام اقدامات مناسب					
	تامین آب و برق					
	افزایش مالیات‌ها (به صورت عمومی)					
	افزایش مالیات‌ها (به صورت خاص)					
	اتفاقات فورس ماژور سیاسی					
	فسخ امتیاز بهره‌برداری توسط دولت					
	قصور دولت در انجام پرداخت‌ها					
ریسک‌های ساخت و ساز و تکمیل پروژه	مالکیت زمین					
	محدودیت در واردات مواد اولیه یا تجهیزات					
	هزینه‌های بیش از حد					
	افزایش هزینه‌های مالی					
	ریسک زمان و کیفیت					
	قصور پیمانکاران					
	قصور شرکت صاحب امتیاز (زمان، هزینه و غیره)					
	آسیب‌های زیست محیطی - موجود					
	آسیب‌های زیست محیطی – در ادامه					
	حفاظت از آثار زمین شناسی و تاریخی					
	فورس ماژورها					
ریسک‌های بهره‌برداری	قصور بخش دولتی					
	قصور شرکت صاحب امتیاز					
	مشکلات بهره‌برداری یا ناتوانی در بهره‌برداری					
	فسخ امتیاز بهره‌برداری توسط شرکت صاحب امتیاز					
	آسیب‌های زیست محیطی – در ادامه					
	اتفاقات فورس ماژور					
	ریسک نیروی کار					
	ریسک تکنولوژی					
	طولانی شدن خروج نیروگاه از مدار در طول دوره بهره‌برداری					

	شرایط تعمیرات و نگهداری					
ریسک‌های بازار و درآمدی	درآمد ناکافی					
	نوسانات تقاضا برای برق تولید شده					
	مشکل در انتقال برق					
	مشکل در جمع‌آوری قبوض					
	ناکافی بودن سایر درآمدها					
	دزدی برق					
	نوسانات هزینه‌ها و در دسترس بودن سوخت					
	محدودیت‌های دولت بر روی سودآوری و تعیین تعرفه‌ها					
ریسک‌های مالی	ریسک تورم					
	ریسک نرخ بهره					
	ریسک نرخ ارز					
	ریسک تبدیل ارز					
ریسک‌های قانونی / حقوقی	اجاره ملک					
	مالکیت سرمایه و دارائی‌ها					
	ساختار تضامین					
	ناتوانی شرکت صاحب امتیاز در پرداخت دیون					
	نقض اسناد تامین مالی					
	قابلیت اجرای وثایق					
	ریسک‌های قراردادی / مستندات اعمال قانون در داوری میان تعارض‌ها					
ریسک رقابت	ریسک رقابت					

منبع: وانگ و تیونگ (۲۰۰۰)

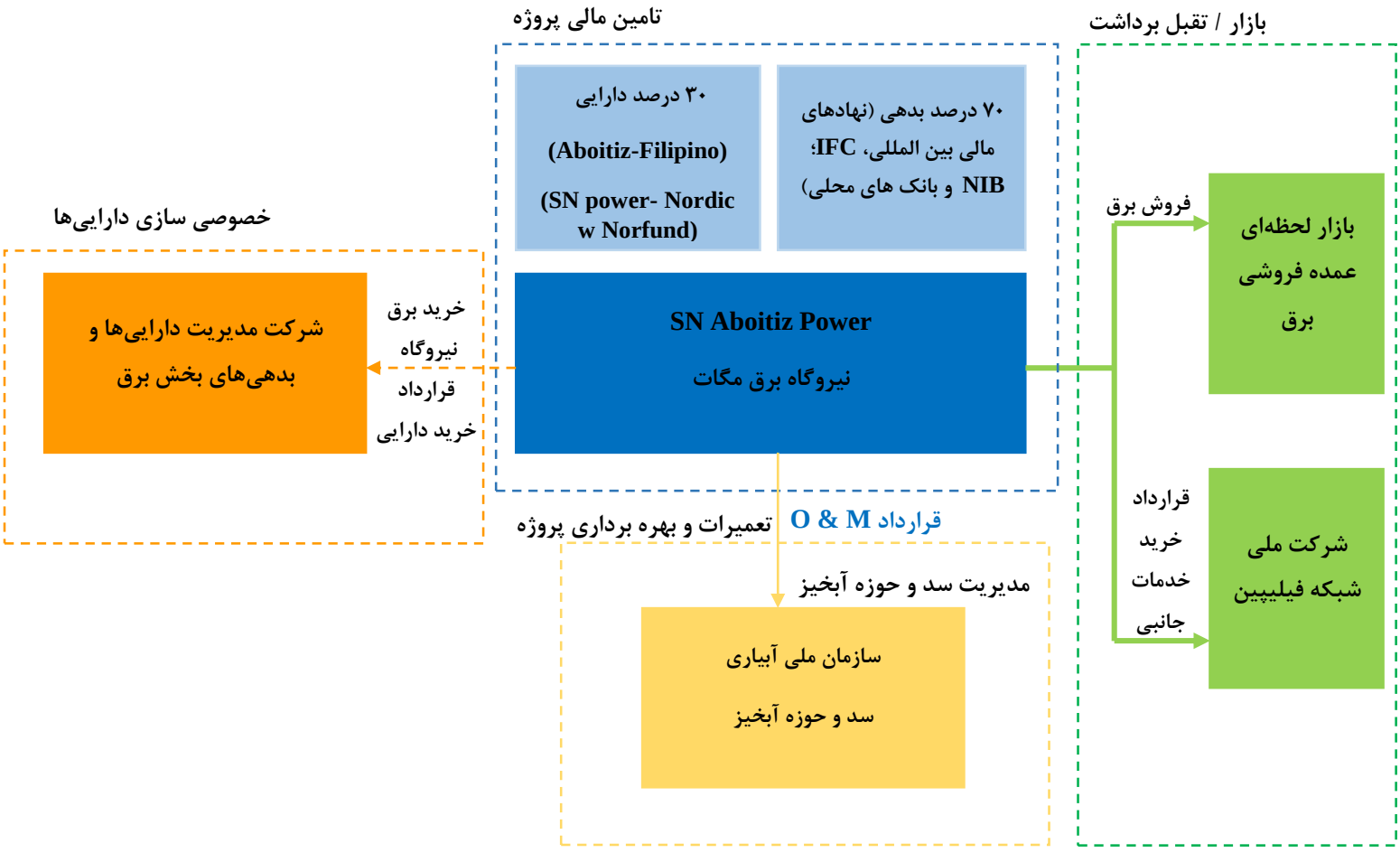
تجربه فیلیپین

در فیلیپین شرایط مالی ضعیف شرکت ملی شبکه و تاسیسات برق دولتی، منجر به بی‌ثباتی صنعت برق و تهدید کل اقتصاد گشته بود. به علاوه آنکه عرضه برق به سختی جوابگوی تقاضای برق بود. در پاسخ به چالش‌های فوق، دولت اصلاحات جامعی را برای تغییر بخش برق به سمت فضای کاملا رقابتی و سیستم مبتنی بر بازار راه‌اندازی کرد. از جمله این اصلاحات تصویب قانون اصلاحات صنعت برق در سال ۲۰۰۱ بود. مورد دیگر در سال ۲۰۰۶ تاسیس بازار لحظه‌ای عمده فروشی برق برای کمک به خصوصی سازی نیروگاه‌ها بود. همچنین به عنوان بخشی از برنامه اصلاحات، پروژه برق آبی مگات[۱] در دسامبر ۲۰۰۶ از طریق یک مناقصه

[۱]. Magat

بین‌المللی خصوصی شد. در اکتبر ۲۰۰۷، شرکت مالی بین‌المللی[۱](IFC) مبلغ ۱۰۵ میلیون دلار وام ۱۵ ساله برای بخشی از تامین مالی پرداخت کرد. پس از آن بانک سرمایه‌گذاری اسکاندیناوی[۲](NIB) سرمایه‌گذاری ۱۵ ساله تحت شرایط مشابه IFC ارائه کرد و بانک‌های محلی وام ده ساله با حاشیه سود کمتر از IFC و NIB عرضه کردند. بر اساس طرح خصوصی‌سازی، مالکیت سد و حوضچه مگات در اختیار اداره ملی آبیاری است، در حالی که شرکت پروژه (SN Aboitiz Power Inc)، مالکیت و مدیریت تاسیسات تولیدی و سد را تحت قرارداد بهره‌برداری و مدیریت بر عهده دارد. شکل (۵) ساختار مالی و قراردادی این پروژه را نشان می‌دهد.

شکل (۵). ساختار مالی و قراردادی پروژه مگات فیلیپین



منبع: شرکت مالی بین‌المللی، یادداشت ۲۱، ۲۰۱۶

۱. International Finance Corporation
۲. Nordic Investment Bank

از نقاط قوت این پروژه این است که حتی با قیمت پایین انرژی، پروژه مگات توانست به عملکرد مالی قابل قبولی برسد زیرا شرکت ملی شبکه مذاکره مجدد در مورد هزینه خدمات جانبی را پذیرفت. در همین حال، رعایت اصول اساسی موفقیت پروژه توسط حامیان مالی معتبر و با تجربه و سابقه بازار عمده فروشی همگی به خصوصی‌سازی و بهره‌برداری موفق نیروگاه مگات کمک کردند.

این پروژه اولین پروژه خصوصی سازی برق با مشارکت خارجی بود که به صورت بین‌المللی در شرق آسیا تامین مالی شد و الگویی برای این کشور ایجاد کرد. پس از آن ۱۴ خصوصی سازی موفق در سطح نیروگاهی صورت گرفت. از این تعداد ۱۲ مورد بدون مشارکت IFC طی دوره ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۴ بود. راهکارهای کاهش برخی ریسک‌ها در پروژه مگات به شرح زیر بوده است:

عوامل کاهش دهنده ریسک مالی

- کاهش ریسک تامین مالی به واسطه نقش IFC به عنوان وام دهنده و ارائه وام‌های بلند مدت ۱۵ ساله IFC و NIB؛
- تضمین سرمایه‌گذاری در ساختار تامین مالی IFC.

عوامل کاهش دهنده ریسک‌های بهره‌برداری و ساخت و ساز

- کاهش نگرانی‌های بخش خصوصی از پیچیدگی‌های پروژه از طریق ارزیابی و غربال‌گری IFC و ساختار وام‌دهی این شرکت؛
- پذیرش خسارات احتمالی مرتبط با ایمنی سدها برای مشارکت کنندگان بخش خصوصی از طریق بیمه پوشش خسارت اموال.

عوامل کاهش دهنده ریسک‌های بازار / و قرارداد تقبل برداشت[1]

- کاهش نااطمینانی‌های مرتبط با تنظیم‌گری با گفتگوی مستمر با دولت در مورد اصلاح بخش انرژی؛
- کاهش ریسک برآورد بیش از حد قیمت با پیش‌بینی مالی محافظه‌کارانه؛
- کاهش ریسک ارزی از طریق استراتژی ترکیب استقراض به چند ارز.

[1]. Off-taker

تجربه پاکستان

برای بررسی تجربه کشور پاکستان از پروژه محدود شرکت برق مترو استفاده می‌شود. پروژه شرکت برق مترو به عنوان بخشی از طرح گروه تحول انرژی پاکستان در بانک جهانی، به دنبال تسهیل سرمایه‌گذاری در تولید برق و برطرف کردن شکاف قابل توجه تامین برق در پاکستان بود. هزینه کل پروژه ۱۳۱ میلیون دلار است که IFC نزدیک به ۵۰ میلیون از آن را تامین مالی کرده است. خاموشی‌های روزانه برق در پاکستان بین ۸ تا ۱۰ ساعت در شهرها و ۱۲ تا ۱۵ ساعت در مناطق روستایی متغیر است. سرمایه‌گذاری‌های بخش عمومی در افزایش ظرفیت‌های تولید برق در فاصله سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۸ نزدیک به صفر بود. این مساله نه فقط به دلیل محدودیت‌های مالی بلکه همچنین به دلیل ماهیت غیر رقابتی صنعت برق در پاکستان و پرداخت یارانه قابل توجه به مصرف کننده و عدم دریافت هزینه تمام شده برق نیز بود. در میان تمامی ضمانت‌های صادر شده و یارانه‌های پرداختی دولت پاکستان، بخش برق بیشترین سهم را در هر دو دسته جذب می‌کند. سرمایه‌گذاری IFC در پروژه محدود شرکت برق مترو، ۵۰ مگاوات ظرفیت اضافی را از طریق یک مزرعه بادی تامین می‌کند. راهکارهای کاهش برخی ریسک‌ها در پروژه تولید برق مترو به شرح زیر می‌باشد:

ریسک‌های واقعی

تامین مالی و ریسک توسعه پروژه: تامین مالی مستقیم و پشتیبانی IFC برای جذب سرمایه‌گذاران بیشتر؛

ریسک درآمدهای پروژه: فروش برق این پروژه به خریدار دولتی تحت یک قرارداد ۲۰ ساله خرید انرژی و تضمین تعهدات پرداخت توسط دولت پاکستان؛

ریسک نرخ ارز خارجی: منظور شدن هزینه‌های سرمایه‌ای و بهره‌برداری در تعرفه‌ها؛

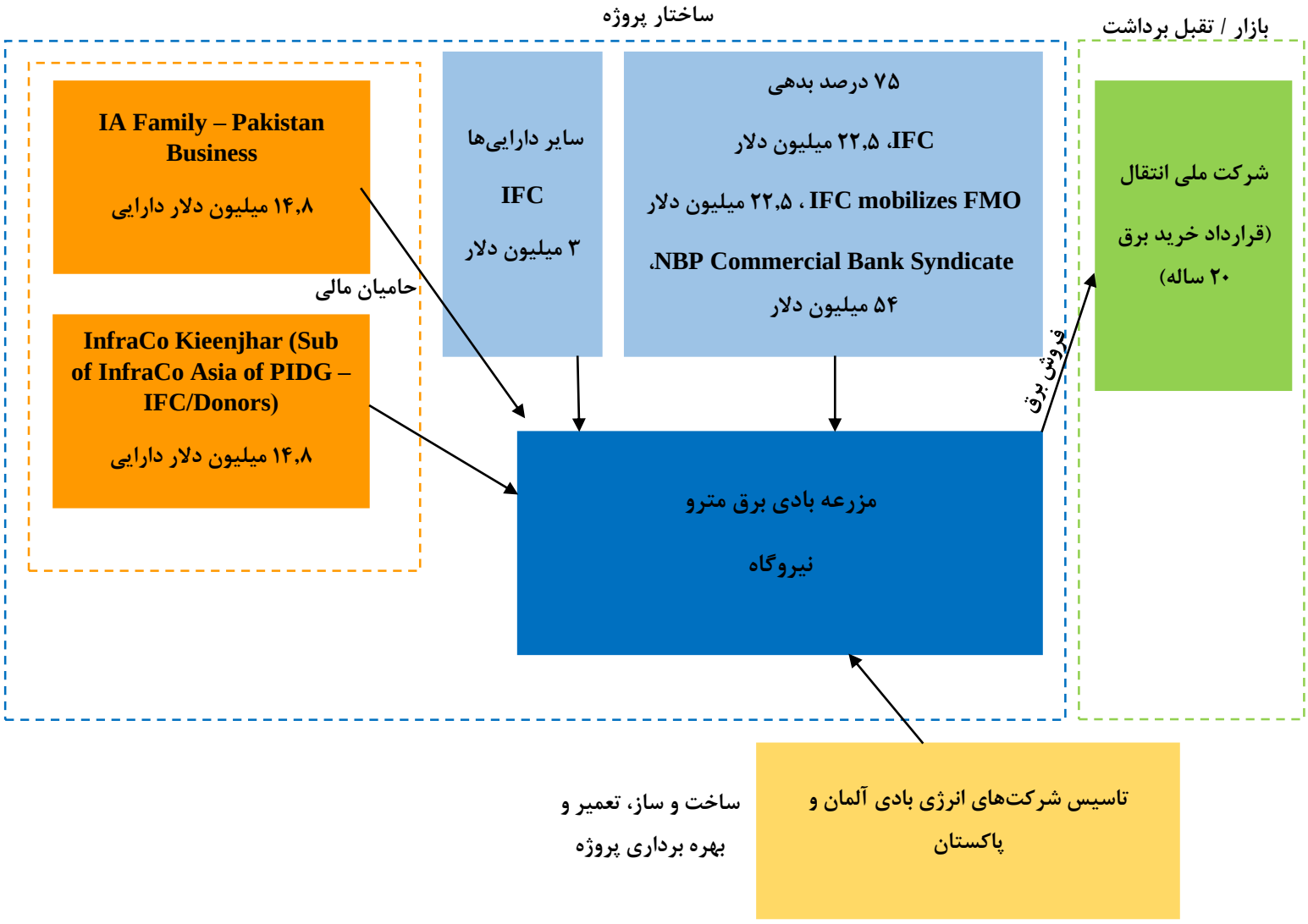
ریسک‌های سیستمی

ریسک تنظیم‌گری: جبران توسط دولت در صورت تغییر قوانین؛

ریسک اقتصاد کلان: پاکستان در حال حاضر ۳۹ درصد از برق خود را از طریق نفت وارداتی تولید می‌کند که این امر باعث کاهش ذخایر خارجی این کشور می‌شود. افزایش پروژه‌های انرژی تجدیدپذیر وابستگی به نفت وارداتی و نیز به طور کلی نفت را کاهش می‌دهد.

توانایی شناسایی صحیح ریسک‌ها و رسیدگی همه جانبه به آن‌ها، عامل اصلی متقاعد کردن سایر سرمایه‌گذاران بخش خصوصی علاقه‌مند ورود به بخش برق در پاکستان است. شکل (۶) ساختار مالی و قراردادی این پروژه را نشان می‌دهد.

شکل (۶). ساختار مالی و قراردادی پروژه برق مترو پاکستان



منبع: شرکت مالی بین‌المللی، یادداشت ۲۱، ۲۰۱۶

تجربه ترکیه

در ترکیه تصویب قانون شماره ۳۰۹۶ (۱۹۸۴)، تنظیم قراردادهای امتیاز تحت مدل BOT در تولید، انتقال و توزیع برق را ممکن کرد. بر اساس این قانون، نهادهای خصوصی می‌توانند با اجازه وزارت نیرو و منابع طبیعی تاسیساتی تولید برق را احداث و راه‌اندازی کنند و دوره امتیاز تا ۹۹ سال تنظیم شود. با انقضای مدت امتیاز، تسهیلات به طور کامل توسط بخش خصوصی با انواع اموال منقول و غیر منقول بدون بدهی و تعهد به دولت واگذار می‌شود. به منظور اجتناب از محدودیت‌ها و کاستی‌های امتیاز قانون ۳۰۹۶، قانون شماره ۴۲۸۳ در سال ۱۹۹۷ صادر شده است که قانون ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه‌های تولید برق و تنظیم‌گری فروش انرژی در مدل‌های BO است. این قانون به شرکت‌های خصوصی اجازه ساخت نیروگاه‌های حرارتی برای تولید انرژی را می‌دهد. حداکثر مدت قرارداد به عنوان ۲۰ سال تعیین شد.

تجربه PPP در بخش انرژی ترکیه - پروژه سد هیدروالکتریک

ساخت نیروگاه‌های جدید و نوسازی نیروگاه‌های موجود برای پاسخگویی به تقاضای روزافزون برق در ترکیه نیاز بخش انرژی کشور ترکیه است. یکی از این پروژه‌ها سد هیدروالکتریک Birecik است که در جنوب شرقی آناتولی در رودخانه فرات واقع شده است. این بخشی از پروژه جنوب شرقی آناتولی[1]بود که یک پروژه توسعه یکپارچه منطقه‌ای در زمینه توسعه پایدار بود. (اداره توسعه منطقه‌ای GAP a ، ۲۰۱۲). ساخت ۲۲ سد و ۱۹ نیروگاه در این طرح برنامه‌ریزی شده است. این پروژه اولین پروژه BOT بود و اولین مناقصه آن در سال ۱۹۸۶ برگزار شد. با این وجود، ساخت و ساز در سال ۱۹۹۶ با تاخیر ناشی از پاره‌ای مسائل قانونی آغاز شد. اداره توسعه منطقه‌ای جنوب شرقی آناتولی مجاز به راهنمایی و هدایت، نظارت و ارزیابی فعالیت‌ها بود. به دلیل مشکلات تامین مالی عمومی، مشارکت بخش خصوصی برای اجرای پروژه ترجیح داده شد (اداره توسعه منطقه‌ای GAP، ۲۰۱۴). این پروژه ۴۴ شهرک و حدود ۳۰،۰۰۰ نفر را تحت تاثیر قرار داد (اداره توسعه منطقه‌ای GAP c ؛ ۲۰۱۲). برای کمک به مردم در اسکان مجدد و سازگاری با محیط‌های جدید، پروژه‌ای تحت عنوان " اسکان مجدد ، اشتغال و سرمایه‌گذاری اقتصادی افرادی که تحت تاثیر سد Birecik قرار گرفته اند" راه‌اندازی شد که توسط برنامه توسعه سازمان ملل متحد (UNDP) پشتیبانی می‌شد.

جبران خسارت، معرفی انواع محصولات جدید و منابع درآمدی غیر کشاورزی در فعالیت‌های اقتصادی پروژه گنجانده شد. در نتیجه، این پروژه در سال ۲۰۰۱ با سرمایه‌گذاری کل ۱,۴ میلیارد دلار به پایان رسید و مقرر

[1]. Guneydogu Anadolu Projesi (GAP)

شد پس از ۱۵ سال به دولت واگذار شود (اوماهونی و گانیگان[۱] ۲۰۱۰). طرح فوق پروژه چند منظوره‌ای برای تولید انرژی (۶۷۲ مگاوات) و تامین آبیاری و آب آشامیدنی بود.[۲]این سد اولین پروژه BOT بود که در ترکیه اجرا شد اما استفاده از مدل‌های PPP در ترکیه برای تولید برق تنها به این منطقه محدود نمی‌شود (گورگان و همکاران[۳] ۲۰۱۴).

ریسک‌های عمده و تخصیص آن‌ها برای نیروگاه برق آبی Birecik به شرح زیر است:

ریسک بازار: ریسک بازار توسط شرکت اداره خدمات دولتی TEAS از طریق یک قرارداد ببر یا بپرداز[۴]به عهده گرفته می‌شود.

ریسک نرخ بهره: نرخ بهره به عنوان جزئی از تعرفه پایه لحاظ می‌شود. بنابراین تحت ضمانت بخش دولتی است.

ریسک ارز: اداره دولتی TEAS با انجام پرداخت‌های لازم به DM ژ[۵]یسک‌های ارزی را متحمل می‌شود.

ریسک آب‌شناسی: ریسک آب‌شناسی یک ریسک خاص پروژه انرژی برقآبی است. این خطر مربوط به کاهش تولید انرژی ناشی از تغییر در جریان رودخانه است. برای Birecik، این خطر توسط TEAS در نظر گرفته شده است. این ریسک عمدتا به دلیل تاسیسات بالادستی است که می‌توانند جریان و در نتیجه خروجی را کاهش دهند. در صورت کاهش تولید به دلیل جریان رودخانه، TEAS تا زمانی که نیروگاه برای تولید در دسترس باشد، پرداخت را به شرکت پروژه انجام می‌دهد.

ریسک ساخت و ساز: پروژه‌های برقآبی به طور معمول دارای مخاطرات ساختمانی و فنی بالایی هستند. مهمترین عاملی که میزان ریسک ساخت و ساز را تعیین می‌کند، شرایط زمین شناسی است. در پروژه Birecik، شرایط زمین شناسی پیش بینی نشده به عنوان فورس ماژور در نظر گرفته شده و توسط شرکت خدمات عمومی به عهده گرفته شده است. طبق قرارداد بین شرکت پروژه و شرکت خدمات عمومی TEAS، هزینه‌های اضافی واقعی (ساخت و تولید) در تعرفه پایه منعکس می‌شود. شواهد تا به امروز نشان می‌دهد که این کاربرد رایجی در پروژه‌های برقآبی خصوصی نیست، اگرچه در واقع می‌تواند برای یک پیمانکار بسیار خطرناک باشد که ریسک‌های مربوط به شرایط نامطلوب زمین را با یک قرارداد قیمت ثابت به عهده بگیرد. شکست پیمانکار

۱. O’Mahony & Gunnigan 2010
۲. Verbund Birecik 2014
۳. Gurgun et al. 2014
۴. take-or-pay contract
۵. Deutsche Mark

نه تنها باعث تاخیر برای جایگزینی یا اختلاف بر سر مسائل کیفی می‌شود، بلکه بر دوام کلی پروژه نیز تاثیر می‌گذارد.

ریسک بهره‌برداری: در صورت کوتاهی شرکت در طول دوره بهره‌برداری، وام‌های دسته دوم (غیر مرجح) [۱]در اختیار شرکت پروژه قرار می‌گیرد.

فورس ماژور و کوتاهی‌های بخش عمومی: در این موارد بودجه اضافی به قیمت تعرفه پایه منعکس می‌شود.

همانطور که در لیست بالا در پروژه Birecik مشاهده می‌شود، بخش دولتی ریسک زیادی را متحمل می‌شود (پراپرسی و گرسل،[۲] ۲۰۰۶).

۴. طراحی ساختار شکست ریسک برای موضوع مورد بررسی

در این مرحله بر اساس مطالعات کتابخانه‌ای، ساختار شکست ریسک اولیه طراحی شده و در قالب پرسش‌نامه (پیوست ۱) در اختیار ۱۱ خبره صنعت برق، متخصص در موضوع مورد بررسی قرار گرفت که در نهایت ۸ پاسخ دریافت گردید [۳](معرفی در پیوست ۲). سپس بر اساس نظرات خبرگان ریسک‌های شناسایی شده در سه محور ماهیت هر ریسک، دسته و گروهی که ریسک در آن قرار گرفته است و مرحله اثرگذاری ریسک بازنگری و اصلاح شد. جدول (۸) ساختار شکست ریسک نهایی را نشان می‌دهد. پیش از آن توضیح مختصری از هر گروه ارائه می‌شود.

ریسک‌های سیاسی: ناشی از عواملی که با کیفیت حکمرانی داخلی و جایگاه کشور در عرصه بین‌المللی ارتباط دارند.

ریسک‌های اقتصادی: در اثر تغییرات اقتصاد کلان که بر پروژه موثرند، مطرح می‌شوند.

ریسک‌های درآمدی: مرتبط با مسائل بخشی موثر بر میزان سودآوری پروژه، درآمد نیروگاه یا وصول درآمدها.

ریسک‌های فنی: در اثر مسائل فنی و تکنیکی که بر نتایج پروژه اثرگذارند، پدیدار می‌شوند.

---

۱. Subordinated Loans

۲. Propersi & Gressl ۲۰۰۶

۳ . لازم به ذکر است پاسخ دریافتی از شرکت‌های زیر مجموعه گروه مپنا به صورت واحد ارسال و در پژوهش مورد تحلیل قرار گرفت.

ریسک‌های حقوقی / قانونی: هرگونه ریسک اثرگذار بر پروژه مرتبط با قانون‌گذاری، تفسیر و اجرای قوانین و یا دستورالعمل‌ها، نظام دیوان سالاری اداری و فضای تنظیم‌گری صنعت برق در این گروه قرار می‌گیرد.

ریسک‌های تامین مالی: موارد موجود در این گروه به توانایی تامین مالی شرکت پروژه و اثرات شیوه تامین مالی بر خروجی‌های پروژه بازمی‌گردد.

ریسک‌های مدیریتی در سمت سرمایه‌گذار و سمت سرمایه پذیر: ریسک‌های این دسته در اثر هر گونه سوء مدیریت در سمت سرمایه‌گذار یا سرمایه‌پذیر ایجاد می‌شوند.

ریسک‌های زیرساخت یا تدارکات: هرگونه مشکل زیر ساختی و تامین تدارکات که در ساخت پروژه اثرات منفی می‌گذارند و یا در دوره بهره‌برداری اختلال در فروش انرژی تولیدی ایجاد می‌کنند، منجر به پیدایش ریسک‌های فوق می‌شوند.

ریسک‌های قراردادی: این گروه از ریسک‌ها ناشی از مشکلاتی است که در قراردادهای فروش برق نیروگاه وجود داشته و بر سودآوری و درآمدزایی پروژه موثر هستند.

ریسک‌های فورس ماژور: این گروه از مخاطرات مربوط به اتفاقات قوه قهریه هستند.

ریسک‌های زیست محیطی: که ناشی از پیامدهای محیط زیستی تولید برق هستند.

جدول (۸). ساختار شکست ریسک در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری

	دوره زمانی / عامل ریسک	پیش از ساخت	ساخت	بهره‌برداری
سیاسی	تحمیل شرایط یک سویه از جانب جریان‌های سیاسی حاکم در تصمیم‌گیری			
	سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه‌گذار			
	تحریم			
	حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها			
	قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی			
	اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده			
	عدم پذیرش پروژه از سوی جامعه محلی			
اقتصادی	بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ مالیات‌های مستقیم و غیر مستقیم			
	افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان			
	تاخیر در احداث، بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان			
	افزایش نرخ ارز			

درآمدی	عدم دریافت بهای تمام شده برق از مصرف کننده نهایی			
	عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق			
	عدم تناسب فرمول تعدیل قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی برق با اقتصاد پروژه			
	انحصار خرید یا ترانزیت برق توسط وزارت نیرو			
	افزایش قیمت سوخت			
	تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق			
	عدم بازگشت سرمایه ناشی از تعهد ۵۰ درصدی take or pay در قراردادهای خرید تضمینی			
	جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق			
	افزایش هزینه‌های O & M			
	اعمال قوانین سخت‌گیرانه از سوی حاکمیت برای صادرات برق توسط بخش خصوصی			
	افزایش بهای تمام شده برق و کاهش حاشیه سود عملیاتی			
	عدم درج خسارت تاخیر در پرداخت صورت حساب‌های فروش برق از سوی خریدار در قراردادهای خرید تضمینی و بازار برق			
فنی	تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی			
	مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد			
	نواقص طراحی			
	تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت)			
	توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران داخلی و یا محدود بودن ظرفیت آن‌ها			
	دشواری تامین تجهیزات عمده ساخت نیروگاهی از داخل			
	عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره			
	دشواری تامین قطعات برای بهره‌برداری و تعمیرات			
	مطالعات امکان سنجی فنی و اقتصادی ناقص یا دارای اشتباهات اساسی			
	عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات			
	سخت‌گیری‌ها و استفاده ابزاری شبکه در صدور مجوزها مانند مجوز اتصال به شبکه برای انتقال برق			
حقوقی / قانونی	عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین			
	تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود			
	تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانون			
	نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد برق			
	تغییر در عوارض و حقوق گمرکی			
	تغییر مکرر در قوانین			
	ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی و یا عدم وجود تضامین کافی در برخی موارد			
	ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه (الزام به ارائه گواهی ظرفیت نیروگاه)			
	توقیف و ضبط اموال پروژه			
	عدم تمدید پروانه بهره‌برداری			
	حذف یا کاهش معافیت‌های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی			

تامین مالی	ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق			
	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق			
	عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی			
	عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی			
	افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات)			
	نبود شیوه‌های جدید تامین مالی در پاسخ به نیازهای سرمایه‌گذاران			
	تغییر دیدگاه بانک‌ها برای ورود به پروژه با تغییر مدیریت بانک و غیره			
مدیریتی در سمت سرمایه گذار	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیر دولتی			
	بروز مشکلات در روابط بین اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری و نقض تعهدات توسط برخی از اعضا			
	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌گذار (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)			
	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه			
	سوء استفاده مدیران از منابع پروژه			
	برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه			
	ورشکستگی شرکت پروژه			
	انتخاب هیئت مدیره ناآشنا با موضوعات برق و نیروگاه			
	انتخاب مدیر پروژه ناآگاه با موضوعات تخصصی پروژه			
زیرساخت و تدارکات	ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح			
	مشکل در تامین زمین			
	حبس انرژی به دلیل مکان‌یابی نادرست ساختگاه و نبود ساختارهای انتقال کافی			
	سرقت تجهیزات نصب شده			
	مشکل در حمل و نقل تجهیزات			
قراردادی	مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها)			
	تاخیر دولت در اجرای قراردادها			
	مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت‌نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم			
	قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت			
	نبود ساز و کار بازپرداخت هزینه‌های انجام شده از سوی سرمایه‌گذار در صورت فسخ قرارداد توسط او			
	تاخیر در انجام تعمیرات ناشی از مشکلات شبکه و نبود ساز و کاری در قراردادها به منظور پیش‌بینی این شرایط			
فورس ماژور	فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره)			
	وقوع حملات سایبری و خرابکارانه			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	جهت‌دار شدن و یا ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات			
	توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر			
	ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی			

	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌پذیر (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)			
	تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران			
	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه			
	عدم رعایت الزامات سیستم مدیریت پروژه و سایر استانداردهای مدیریتی مورد نیاز			
زیست محیطی	مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی			
	تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی			
	تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین‌المللی			
	بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی			
	عدم پیش‌بینی هزینه‌های تغییر در قوانین زیست محیطی در دوره بهره‌برداری در مدل مالی سرمایه‌گذار			

منبع: یافته‌های پژوهش

رنگ‌های رو به روی هر ریسک مرحله‌ای از پروژه که تحت تاثیر ریسک قرار می‌گیرد را مشخص می‌کند. بعضی ریسک‌ها در دو یا هر سه مرحله موثر هستند.

۵. جمع‌بندی

در این فصل ابتدا تصویری از وضع موجود تولید برق ایران در سه محور بررسی تاریخی، الگوی حکمرانی و نظام‌های مدیریتی مستقر و نگاه آماری صورت گرفت. صنعت برق ایران چهار دوره زمانی را از بعد مالکیت دارایی‌های موجود و نقش بخش‌های خصوصی و عمومی در تولید برق طی کرده است و در شرایط فعلی پس از تجدید ساختار صنعت برق و با توجه به دو دهه پی‌گیری جدی حضور بخش خصوصی به ویژه در تولید برق، ۶۰ درصد تولید برق کشور در بخش غیر دولتی انجام می‌شود و این بخش نقش کلیدی در تامین برق ایفا می‌کند. به لحاظ ساختار نهادی و الگوی حکمرانی در صنعت برق عمده سازمان‌های اثرگذار عبارتند از: وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، هیات تنظیم بازار برق ایران و شرکت سهامی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر). همچنین مسائل مرتبط با توسعه نیروگاهی، سرمایه‌گذاری و خرید برق از بخش غیر دولتی و اصلاح اقتصاد برق در قوانین و اسناد بالادستی از جمله قوانین برنامه پنجم و ششم توسعه و قانون حمایت از صنعت برق نیز پی‌گیری شده است اما عملکرد قابل قبولی برای آن‌ها دیده نمی‌شود. به طوریکه در سال‌های برنامه پنجم و ششم توسعه در حالیکه افزایش ظرفیت سالانه ۵۰۰۰ مگاوات در تولید برق هدف‌گذاری شده است، در عمل از سال ۱۳۹۲ به بعد این رقم هر ساله کمتر از ۳۰۰۰ مگاوات بوده است.

به لحاظ آماری در جریان تجدید ساختار صنعت برق، ورود بخش غیر دولتی به تولید برق در بخش حرارتی (نیروگاه‌های بزرگ مقیاس) به چهار شیوه صورت گرفته است. گروه نخست نیروگاه‌هایی هستند که در جریان خصوصی سازی و در قالب رد دیون دولت به بخش غیر دولتی واگذار شده‌اند. گروه دوم نیروگاه‌هایی هستند که با سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی و در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری (BOO) و ساخت، تملک، واگذاری (BOT) احداث شده‌اند. گروه سوم نیروگاه‌های احداث شده توسط صنایع بزرگ هستند و در نهایت آخرین گروه واگذاری‌های صورت گرفته به روش مزایده است. همچنین در شرایط فعلی، مجموعا ۶۷۰ مگاوات ظرفیت تولید برق انرژی‌های نو شامل بادی، خورشیدی، زباله سوز، بازیافت حرارتی و سایر در بخش غیر دولتی است که با سرمایه‌گذاری بخش خصوصی به بهره‌برداری رسیده است (آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی (۱۳۹۹)).

در میان نیروگاه‌هایی که با سرمایه بخش غیر دولتی در بخش حرارتی ساخته شده است، عمده قراردادهای موجود BOO بوده و سه نیروگاه در قالب قرارداد BOT به بهره‌برداری رسیده است. بنابراین الگوی رایج قراردادی در بخش ساخت نیروگاه‌های حرارتی، قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری می‌باشد. مطابق اطلاعات موجود در طول سال‌های برنامه ششم توسعه یعنی از سال ۱۳۹۶ تاکنون هیچ مناقصه‌ای در زمینه احداث نیروگاه جدید منجر به نتیجه نشده است و نیروگاه‌های جدیدی که در این سال‌ها به مدار آمده، از محل قراردادهای منعقد شده در برنامه‌های چهارم و پنجم توسعه است. این روند نگرانی تامین برق پایدار کشور را به همراه دارد. عمده نیروگاه‌هایی که در پنج سال اخیر به مدار آمده سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی بوده است. همانطور که گفته شد قرارداد این پروژه‌ها در سال‌های پیش‌تر (برنامه چهارم و پنجم توسعه) منعقد شده است. روند سرمایه‌گذاری دولتی در زیر بخش‌های صنعت برق نیز نشان می‌دهد عمده منابع دولتی در بخش‌های انتقال و توزیع متمرکز بوده است و سهم بخش تولید در طول زمان رو به کاهش گذاشته است. به طوریکه در سال ۱۳۹۷ کل سرمایه‌گذاری دولت در تولید برق ۵۶۵۶ میلیارد ریال، به میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای احداث یک نیروگاه کمتر از ۱۰۰ مگاواتی بوده است. در حالیکه نیاز کشور بر اساس هدف‌گذاری برنامه پنجم و ششم توسعه سالانه ۵۰۰۰ مگاوات است. بنابراین چنانچه رونق تولید برق مدنظر باشد باید شرایط برای جذب مجدد سرمایه‌های خصوصی به ساخت نیروگاه‌ها فراهم شود. از جمله مسائلی که در شرایط فعلی انگیزه‌های بخش خصوصی را برای ورود سرمایه به احداث نیروگاه کاهش داده است، ریسک‌هایی است که در جریان این سرمایه‌گذاری به بخش غیر دولتی منتقل می‌شود در حالیکه ماهیت این ریسک‌ها به گونه‌ای نیست که بخش خصوصی توانایی مدیریت و کنترل آن‌ها را داشته باشد.

هرچند تعابیر متفاوتی در تعریف ریسک به کار رفته است، با این حال محتوای تمام این تعاریف یکسان است. برای نمونه موسسه بین‌المللی مدیریت پروژه (PMI) ریسک را یک واقعه یا رویداد غیر مسلم که در صورت بروز یک یا چند هدف از اهداف پروژه را متاثر می‌سازد، تعریف نموده است (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲). طبقه‌بندی‌های مختلفی از انواع ریسک‌ها وجود دارد که برخی از آن‌ها عبارتند از: ریسک‌های ایستا و پویا، خالص و سوداگرانه، بنیادی و خاص، کشوری و بین‌المللی، سیستماتیک و غیر سیستماتیک. طبقه‌بندی ریسک‌ها در الگوهای مشارکت عمومی – خصوصی نیز به شیوه‌های مختلفی ممکن است. عمدتا از معیارهای زمان، مراحل پروژه، سطوح اثرگذاری و منشا ریسک برای این طبقه‌بندی‌ها استفاده می‌شود. در طبقه‌بندی‌های مبتنی بر زمان عمدتا ریسک‌ها به کوتاه‌مدت و بلندمدت تفکیک می‌شوند. از نقطه نظر مراحل اثرگذاری می‌توان ریسک‌ها را به ریسک‌های مرحله انتخاب پروژه، مرحله ساخت و مرحله بهره‌برداری تقسیم کرد. به لحاظ سطوح اثرگذاری نیز ریسک پروژه‌های PPP در حالت کلی به سه دسته تفکیک می‌شوند. ریسک در سطح کلان، ریسک در سطح میانی و ریسک در سطح خرد. در نهایت از بعد منشا یا فاکتورهای ریسک نیز، انواع مختلفی از مخاطرات برای پروژه‌ها شناسایی شده است که عبارتند از: ریسک‌های سیاسی، ریسک‌های حقوقی، ریسک تامین مالی، ریسک‌های اقتصادی، ریسک درآمدی، ریسک‌های فنی، ریسک‌های ساختمانی، ریسک روابط و ریسک‌های طبیعی.

از آنجا که استفاده از الگوهای مشارکتی در پروژه‌های نیروگاهی بسیار رایج است، مطالعات متعددی به دسته‌بندی ریسک‌ها بر اساس طبقه‌بندی‌های مختلف در این پروژه‌ها صورت گرفته است. از آنجا که هدف نهایی این فصل شناسایی ساختار شکست ریسک مناسب برای پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری در ایران می‌باشد، در بخش پایانی بر اساس مطالعات کتابخانه‌ای و نظرات خبرگان مجموعه‌ای از ریسک‌ها شناسایی گردید که در گروه‌های ریسک‌های سیاسی، اقتصادی، درآمدی، فنی، حقوقی / قانونی، تامین مالی، مدیریتی در سمت سرمایه‌گذار، زیرساخت و تدارکات، قراردادی، فورس ماژور، مدیریتی در سمت سرمایه‌پذیر و زیست محیطی دسته‌بندی شدند.

فصل دوم

رتبه‌بندی ریسک‌های شناسایی شده

۱. مقدمه

در فصل پیش، ساختار شکست ریسک برای پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری استخراج گردید. در این فصل به منظور رتبه‌بندی ریسک‌های شناسایی شده در این ساختار، ابتدا مروری بر مبانی نظری ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک در ساختار مدیریت ریسک صورت می‌گیرد. ارزیابی ریسک مرحله‌ای از مدیریت ریسک است که از نتایج آن به منظور اتخاذ تصمیم در مورد بزرگی ریسک برای سازمان و روش مواجه با هر ریسک مشخص، استفاده می‌شود. برای ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌ها تکنیک‌هایی وجود دارد که بخش دوم از فصل پیش رو به آن‌ها پرداخته است. مهم‌ترین تکنیک‌های ارزیابی ریسک شامل تجزیه و تحلیل مقدماتی خطر؛ روش HAZOP؛ تحلیل سناریو، ماتریس‌های ارزیابی ریسک، تحلیل حالت‌ها و اثرات شکست، تجزیه و تحلیل درخت خطا و تجزیه و تحلیل درخت رویداد می‌باشند.

پس از معرفی روش‌های فوق و در بخش مبانی تجربی، مروری بر مطالعات صورت گرفته در زمینه رتبه‌بندی ریسک‌ها درپروژه‌های نیروگاهی در داخل و خارج صورت می‌گیرد و بعد از آن روش‌شناسی گزارش برای کمی کردن احتمال وقوع ریسک‌ها و اثرات ریسک بر اهداف پروژه در صورت وقوع ارائه خواهد شد. ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌های شناسایی شده در ساختار شکست ریسک و استخراج ماتریس ریسک آخرین بخش از این فصل می‌باشند. بر اساس نتایج به دست آمده در این مرحله تعداد ۴۸ ریسک به عنوان ریسک‌های عمده و بحرانی سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری شناسایی شده‌اند که تعداد قابل توجهی است و نشان می‌دهد بر اساس نظرات خبرگان، این نوع سرمایه‌گذاری پر ریسک و پر مخاطره قلمداد می‌شود. همچنین ده ریسکی که بالاترین رتبه را در میان مجموع ۸۶ ریسک شناسایی شده در فصل اول به دست آورده‌اند، به شرح زیر می‌باشند:

۱. افزایش نرخ ارز (در گروه ریسک‌های اقتصادی)؛
۲. تحریم (در گروه ریسک‌های سیاسی)؛
۳. تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۴. ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۵. عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۶. عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۷. عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛

۸. تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۹. افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات) (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۱۰. افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان (در گروه ریسک های اقتصادی).

ساختار ارائه مطالب به این گونه است که پس از مقدمه، مبانی نظری در قسمت دوم و مبانی تجربی در بخش سوم تشریح می‌شود. چهارمین بخش به توضیح روش‌شناسی می‌پردازد و مبحث ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌ها در قسمت پنجم ارائه می‌شود. در آخر جمع‌بندی و نتیجه‌گیری فصل خواهد بود.

۲. مرور نظری

در این قسمت ابتدا مروری بر فرآیند مدیریت ریسک صورت می‌گیرد تا از این طریق جایگاه ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک در این فرآیند روشن شود. سپس روش‌های ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌ها که در مطالعات مختلف به کار گرفته شده است، تشریح می‌شود. هدف از ارائه اصول و مبانی این روش‌ها، دست‌یابی به نقاط قوت و ضعف هر یک و در نهایت انتخاب روش مناسب برای پیاده‌سازی هدف این پژوهش می‌باشد.

۲-۱. مروری بر فرآیند مدیریت ریسک و جایگاه ارزیابی ریسک در این فرآیند

بر اساس الیاسی و سعید نژاد (۱۳۹۱)، یک مدل ساده از فرآیند مدیریت ریسک راهبردی را در قالب شکل (۷) می‌توان ارائه داد:

شکل (۷). فرآیند مدیریت ریسک

برای انجام درست این فرآیند مراحلی به شرح زیر باید طی شود:

شناخت و درک اهداف راهبردی شرکت

مدیریت ریسک نیازمند یک شناخت دقیق از سازمان، بازاری که در آن به فعالیت می‌پردازد، محیط حقوقی، اجتماعی، سیاسی و فرهنگی که در آن قرار گرفته است و همچنین درک اهداف راهبردی و عملیاتی می‌باشد. این وضعیت شامل احاطه‌ی کامل بر روی فاکتورهای مهم در موفقیت و فرصت‌ها و تهدیدات مرتبط با دستیابی به اهداف راهبردی می‌باشد.

شناسایی ریسک

برای شناسایی تمامی ریسک‌هایی که یک سازمان با آن رو به رو است، یک ساختار کلی مورد نیاز است. سیستم‌های دسته‌بندی ریسک این امکان را به سازمان می‌دهد تا مشخص کند کجا ریسک‌های مشابهی وجود

دارد. دسته‌بندی ریسک‌ها همچنین سازمان را قادر می‌سازد تا تشخیص دهد چه کسی مسئول تنظیم راهبرد برای مدیریت ریسک‌های مرتبط یا مشابه است.

توصیف ریسک

هدف از توصیف ریسک نمایش ریسک‌های شناسایی شده در یک قالب ساختارمند می‌باشد. بهره‌گیری از یک ساختار به درستی طراحی شده جهت تضمین یک فرایند جامع شناسایی، توصیف و برآورد ریسک لازم است. با در نظر گرفتن عواقب و احتمالات هر یک از ریسک‌ها، امکان اولویت‌بندی ریسک‌های اصلی که می‌بایست بیشتر بررسی شوند ایجاد می‌شود.

برآورد ریسک

برآورد ریسک میزان در معرض ریسک بودن سازمان را مشخص می‌کند. به همین منظور می‌بایست یک رویکرد روشمند داشته باشیم تا مطمئن شویم همه‌ی فعالیت‌های ارزش آفرین سازمان برآورد شده است و همه‌ی ریسک‌هایی که از آن‌ها منبعث می‌شود، تعریف شده است.

تحلیل ریسک

تحلیل ریسک به سازمان کمک می‌کند تا با شناسایی ریسک‌هایی که توجه بیشتر مدیران را می‌طلبد، عملکرد موثرتر و کاراتری داشته باشد. این امر سبب می‌شود تا توانایی اولویت‌بندی واکنش‌های کنترلی بر اساس پتانسیل سودمندی آن‌ها به سازمان، تسهیل شود.

نتایج تحلیل ریسک می‌تواند در تهیه پروفایل ریسک شرکت که در آن بزرگی هر ریسک تعیین شده است و ابزاری جهت اولویت‌بندی نحوه‌ی مواجه با ریسک ارائه می‌دهد، استفاده شود. این امر اهمیت مرتبط با هر ریسک شناسایی شده را رتبه‌بندی می‌نماید. این فرایند سبب می‌شود تا ریسک به حیطه‌ی کسب وکاری که آن را متاثر ساخته رهنمون شود، مکانیزم‌های کنترلی اولیه موجود را شرح می‌دهد و نشان می‌دهد که سطح سرمایه‌گذاری در کنترل‌ها ممکن است افزایش و یا کاهش یابد.

تخمین ریسک

تخمین ریسک می‌تواند توصیف احتمال اتفاق و عواقب محتمل کمی، نیمه کمی و یا کیفی باشد.

ارزیابی ریسک

وقتی فرایند تحلیل ریسک کامل شد، ضروری است تا ریسک تخمینی با معیارهای ریسکی که سازمان اتخاذ نموده است، مقایسه شود. معیارهای ریسک ممکن است شامل هزینه‌ها و مزایای مرتبط، الزامات قانونی، عوامل محیطی و اقتصاد جامعه، نگرانی‌های سهامداران و... باشد. از ارزش‌یابی ریسک در نتیجه به منظور اتخاذ تصمیم در مورد بزرگی ریسک برای سازمان و روش مواجه با این ریسک مشخص، استفاده می‌شود.

گزارش و تبادل اطلاعات درباره ریسک

تکمیل حلقه‌ی بازخورد در فرایند مدیریت ریسک شامل گام‌های مهمی از یادگیری تجارب و گزارش عملکرد می‌باشد. به منظور یادگیری از تجارب، یک سازمان می‌بایست شاخص‌های عملکرد ریسک را بازبینی و میزان سودرسانی مدیریت ریسک سازمان به موفقیت سازمان را اندازه‌گیری نماید.

مواجه با ریسک

مواجه با ریسک فرایند انتخاب و اجرای اقداماتی جهت اصلاح ریسک می‌باشد.

چهار گزینه اصلی در مواجه با ریسک وجود دارد. این گزینه‌ها شامل اجتناب (حذف ریسک با جلوگیری از رخداد اتفاقات محتمل آتی)، پذیرش (حفظ ریسک در سطح کنونی)، کاهش (اجرای سیاست‌ها و فرایندهایی جهت کاهش ریسک به سطح قابل قبول) و تقسیم (انتقال ریسک به یک شرکت همکار مستقل که توانایی مالی آن را داشته باشد) می‌باشد (الیاسی و سعید نژاد، ۱۳۹۱).

همانطور که مشاهده می‌شود ارزیابی ریسک‌های شناسایی شده در زمینه اثرات بالقوه آن‌ها بر اهداف سازمان و نیز احتمال وقوعشان امری پذیرفته شده در فرآیند مدیریت ریسک پروژه است. به کمک این ارزیابی می‌توان ریسک‌ها را برای تعیین اولویت‌های مدیریت آن‌ها رتبه‌بندی کرد. بنابراین زمانی که رویدادهای ریسکی در پروژه شناسایی می‌شوند، مرحله بعدی ارزیابی و تعیین اولویت برای آن‌ها است تا بتوان اقدامات مدیریت ریسک را راهنمایی کرد. این فرآیند پیوندی اساسی بین شناسایی سیستماتیک ریسک‌ها و مدیریت منطقی مواردی که اثر معنادار دارند، ایجاد می‌کند. همانطور که گری (۱۹۹۵[۱]) اشاره می‌کند با وجود شناسایی ریسک‌ها در پروژه، اغلب منابع و زمان کافی برای ردیابی و نظارت تمامی آن‌ها وجود ندارد. بنابراین تخصیص اولویت‌های واقع بینانه برای آن‌ها ضروری است (باکارینی و آرچر[۲] ۲۰۰۱).

شناسایی و ارزیابی دقیق ریسک‌ها این امکان را فراهم می‌کند تا بتوان در طول پروژه از وقوع این ریسک‌ها جلوگیری نموده و در صورت وقوع نیز برنامه مشخصی برای مواجهه با آن‌ها ارائه نمود. عمده‌ترین تعریف ریسک در استاندارد پی ام باک بدین صورت می‌باشد: ریسک یک وضعیت یا واقعه غیر مسلم است که اگر اتفاق بیفتد حداقل بر یکی از اهداف پروژه اثر دارد. اهداف می‌توانند محدوده زمان‌بندی، هزینه و کیفیت باشند (PMBOK، ۲۰۱۳). ارزیابی ریسک با هدف اولویت‌بندی ریسک‌ها صورت می‌پذیرد تا بتوان برای ریسک‌های با اولویت بیشتر اقدامات لازم را جهت جلوگیری از رخداد و مقابله با ریسک تدوین نمود (نقی زاده و همکاران، ۱۳۹۳).

---

۱. Grey 1995
۲. Baccarini & Archer 2001

مطابق سالاستری و همکاران (۲۰۱۹)[۱]، مراحل ارزیابی ریسک شامل گام‌های زیر می‌باشد:

۱) مرحله اولیه در ارزیابی ریسک، تشخیص خطرات احتمالی است.
۲) پس از تشخیص خطرات، مرحله بعدی این است که تشخیص داده شود در صورتی که خطر آنطور که انتظار می‌رود اتفاق افتد، کدام منابع تجاری به طور نامطلوب تحت تاثیر قرار خواهند گرفت.
۳) تشخیص چگونگی تاثیر مخاطرات بر منابع تجاری و اقداماتی که می‌تواند برای محدود کردن یا از بین بردن تاثیر ریسک‌ها بر منابع تجاری انجام شود، مرحله دیگری است که در تجزیه و تحلیل ریسک صورت می‌گیرد. این مرحله مربوط به توسعه اقدامات کنترلی و ارزیابی خطرات می‌باشد.
۴) ثبت یافته‌های ارزیابی ریسک توسط سازمان و به عنوان آرشیو رسمی از دیگر مراحل است. سوابق باید شامل نکات ظریفی در مورد ریسک بالقوه، خطرات مرتبط با آن‌ها و برنامه‌هایی برای پیش‌بینی خطرات باشد.
۵) به روز رسانی ارزیابی ریسک که در طی آن میان ریسک‌های شناسایی شده و تغییراتی که در شرایط و محیط تجاری ایجاد می‌شود، سازگاری برقرار می‌شود، قدم دیگری است.

همچنین برخی از اهداف مشترک برای هدایت ارزیابی ریسک برای بنگاه‌ها و انواع کسب وکار عبارتند از:

- مشروعیت بخشیدن به هزینه اقدامات متقابل امنیتی برای کاهش ریسک‌ها و آسیب‌پذیری‌های ناشی از آن‌ها؛
- تصمیم‌گیری برنامه‌ریزی برای اصلاح یا تعدیل ریسک‌ها و آسیب‌پذیری‌های متمایز؛
- ایجاد یک پروفایل ریسک که بررسی کمی از انواع خطراتی که کسب و کار با آن مواجه است را ارائه می‌دهد.
- تشخیص، سازماندهی و ثبت ریسک‌ها و آسیب‌پذیری‌های شناخته شده در چارچوب تولید و منابع کسب و کار؛
- ایجاد یک موجودی دقیق از منابع IT و منابع اطلاعاتی.

۲-۲. تکنیک‌های ارزیابی ریسک

در حالی که ابزارها و تکنیک‌های مورد استفاده برای شناسایی ریسک برای کمک به مدیر پروژه در جمع‌آوری اطلاعاتی طراحی شده‌اند که می‌تواند بر اهداف، محدوده و بودجه پروژه تاثیر بگذارد، تکنیک‌های مورد استفاده

[۱]. Sulastri et al. 2019

در ارزیابی ریسک بینشی در مورد احتمال اینکه فرآیندی اشتباه پیش برود و تاثیر مرتبط با آن ارائه می‌دهند (وانگ و همکاران[۱] ۲۰۰۰).

اصطلاحات مختلفی برای توصیف تاثیر ریسک استفاده می‌شود. برخی از مطالعات از عباراتی مانند «فاجعه‌آور»، «بحرانی»، «حاشیه‌ای» و «ناچیز» [۲]استفاده کرده‌اند (Standard Practice for System Safety، ۲۰۰۰) یا «بحرانی»، «جدی»، «متوسط»، «جزئی» و «ناچیز» [۳](لنس دان[۴] ۱۹۹۹) یا "فاجعه بار"، "عمده"، "متوسط"، "جزئی" و "بی اهمیت" [۵](کوپر و همکاران[۶] ۲۰۰۵).

به همین ترتیب، برای تعیین میزان احتمال، برخی از نویسندگان از «مکرر»، «احتمالی»، «گاهی» و «بعید» [۷]استفاده کرده‌اند (روزنبرگ و همکاران[۸]، ۱۹۹۹) یا «بسیار محتمل»، «محتمل» و «غیر محتمل» [۹](وزارت دفاع[۱۰]، ۲۰۰۰) یا «تقریبا مطمئن»، «محتمل»، «ممکن»، «بعید»، «نادر»[۱۱](کوپر و همکاران، ۲۰۰۵).

کوزمینیخ و همکاران[۱۲](۲۰۲۱) در بحث تحلیل ریسک‌های امنیت اطلاعات، فرآیند تحلیل ریسک را به دو صورت کمی و کیفی تقسیم می‌کنند. تحلیل کیفی، عوامل، حوزه‌ها و انواع ریسک‌ها را شناسایی می‌کند و معمولا از تعامل انسانی، به عنوان مثال از طریق کارگاه‌ها یا مصاحبه‌ها برای تولید ورودی‌های خود استفاده می‌کند. پس از جمع‌آوری داده‌ها، مدیر ریسک‌ها را به صورت کیفی تحلیل می‌کند. در حالی که این فرآیند ممکن است به یک مدل عددی نرسد، اغلب به دلیل توانایی آن در تفسیر پیچیدگی‌های پیرامون ریسک‌های مورد مطالعه و ایجاد روابط بین قطعات به ظاهر بی‌اهمیت از اطلاعات، استفاده می‌شود. تجزیه و تحلیل کیفی را می‌توان به شیوه‌های مختلف انجام داد. به عنوان مثال، مشاهده متن مصاحبه‌های انجام شده یا موضوعات مورد بحث در طول کارگاه‌ها و استفاده از نوعی تحلیل موضوعی که می‌تواند مبتنی بر تجزیه و تحلیل گفتمان باشد.

با توجه به داده‌های ورودی این روش، ارزیابی کیفی ریسک نشان‌دهنده روشی موثر برای در نظر گرفتن روابط متقابل در حوزه‌های تجاری است و از این رو قادر است نه تنها جنبه‌های فنی را ارزیابی کند بلکه همچنین

---

۱. Wang et al. 2000
۲. Catastrophic, Critical, Marginal and Negligible
۳. Critical, Serious, Moderate, Minor and Negligible
۴. Lansdowne 1999
۵. Catastrophic, Major, Moderate, Minor, Insignificant
۶. Cooper et al. 2005
۷. Frequent, Probable, Occasional and Remote
۸. Rosenburg et al. 1999
۹. Very Likely, Probable and Improbable
۱۰. Department of Defense, 2000
۱۱. Almost Certain, Likely, Possible, Unlikely and Rare
۱۲. Kuzminykh et al. 2021

مسائل مرتبط با افراد و فرآیندها را نیز در نظر بگیرد. برای ارزیابی کیفی ریسک، تمرکز اصلی بر احتمال وقوع یک رویداد است. این احتمالات از تجزیه و تحلیل تهدیدها و آسیب‌پذیری‌ها و سپس تولید ارزش کمی یا کیفی برای دارایی یا دارایی‌هایی که ممکن است تحت تاثیر قرار گیرند (اثرات) به دست می‌آیند. رتبه ریسک در این حالت از حاصل ضرب احتمال وقوع ضرب در اثر ریسک در صورت وقوع به دست می‌آید.

بر همین اساس رتبه‌بندی ریسک‌ها نیز، عامل ریسک (RF[1]) را بر اساس احتمال (P[2]) و پیامد[3](C) نشان می‌دهد. به لحاظ ریاضی می‌توان آن را به صورت RF=P*C بیان کرد. باید توجه داشت P و C بین ۰ و ۱ محدود نیستند. ایراد قابل توجه در این روش این است که پیامدهای زیاد و احتمالات کم ممکن است منجر شوند عامل ریسک کم برآورد شود. روش پیشنهادی دیگر برای محاسبه یک عامل ریسک به این صورت است:

$$RF= P+C – (P*C)$$

که در اینجا ارزش P و C در بازه بین ۰ و ۱ تغییر می‌کند. این فرمول بر اساس محاسبه احتمال برای رویدادهای جدا از هم در علم احتمالات است.

$$prob (A or B) = prob(A) + prob(B) - prob(A) * prob(B)$$

در مقابل، تجزیه و تحلیل کمی ریسک باید امکان کمی‌سازی میزان زیان را فراهم کند. روش‌های کمی چالش برانگیزند، زیرا نیاز به ورودی مناسب برای کمی کردن تاثیر خطرات دارند. هیچ روش واحدی وجود ندارد که بتواند ارزش کمی ریسک را تعیین کند. این در درجه اول به دلیل عدم وجود اطلاعات آماری مورد نیاز در مورد احتمال یک ریسک خاص است. ثانیا، تعیین هزینه (و ارزش حاصله ریسک) از یک منبع اطلاعاتی خاص نقش مهمی در این روش ایفا می‌کند و اغلب چالش برانگیز است (کوزمینیخ و همکاران، ۲۰۲۱).

تکنیک‌های ارزیابی ریسک دیگری نیز وجود دارد از جمله تجزیه و تحلیل مقدماتی خطر؛[4] روش HAZOP[5]؛ تحلیل سناریو؛[6] ماتریس‌های ارزیابی ریسک؛[7] تحلیل حالت‌ها و اثرات شکست؛[8] تجزیه و تحلیل درخت خطا[9] و تجزیه و تحلیل درخت رویداد.[10]

---

۱. Risk Factor
۲. Likelihood
۳. Consequence
۴. Preliminary Risks Analysis
۵. Hazard and Operability Technique
۶. Scenario Analysis
۷. Risk Assessment Matrices
۸. Failure Modes and Effects Analysis
۹. Fault Tree Analysis
۱۰. Event Tree Analysis

تجزیه و تحلیل مقدماتی خطر (PRA)، یک روش نیمه کمی برای شناسایی و تجزیه و تحلیل ریسک است. اغلب در مرحله طراحی یک سیستم برای شناسایی خطراتی که ممکن است در مرحله بهره‌برداری ظاهر شوند از این روش استفاده می‌شود و در نتیجه برای تعریف الزامات ایمنی کاربرد دارد.

همچنین در مرحله بهره‌برداری هنگام بررسی سیستم‌ها بسیار مفید است، زیرا امکان تشخیص خطراتی که به آن‌ها توجه نشده است را فراهم می‌کند (آبری و همکاران[۱] ۲۰۰۷). هدف از این تحلیل شناسایی ریسک‌هایی است که می‌توانند منجر به حوادث غیرمنتظره و نامطلوب شوند، سناریوهای تصادفی ایجاد کنند و خطر سیستم را تعریف کنند.

HAZOP نیز روشی برای شناسایی خطرات است. روش‌شناسی آن بر اساس کلمات راهنما است که امکان توسعه سناریوهای متنوع را فراهم می‌کند. این روش سعی در شناسایی مشکلات عملکرد یا ایمنی مربوط به انحراف برخی از پارامترها یا متغیرهای فرآیند دارد. عملکرد عادی یک تجهیزات یا فرآیند را در نظر می‌گیرد و تمام سناریوهای انحراف ممکن را تجزیه و تحلیل می‌کند (فریرا[۲] ۲۰۱۷).

تحلیل سناریو نیز تکنیکی برای تجزیه و تحلیل ریسک است. هر رویداد ریسکی از نقطه نظر پیامدهای نامطلوب احتمالی آن تحلیل می‌شود. میزان یا شدت تاثیر رویداد، احتمال وقوع رویداد و بازه زمانی که آن رویداد می‌تواند در طول عمر پروژه رخ دهد، تعیین می‌شود. مقادیر می‌توانند کیفی یا کمی باشند. هر چند که تجزیه و تحلیل کمی معمولا انجام نمی‌شود زیرا دسترسی به داده‌های واقعی محدود است (گری و همکاران[۳] ۲۰۰۵).

روش ماتریس ارزیابی ریسک نیز امکان دسته‌بندی انواع ریسک را فراهم می‌کند. ریسک‌ها را می‌توان به انواع مختلفی از جمله ریسک‌های داخلی و خارجی پروژه طبقه‌بندی کرد (کلی لند و همکاران[۴] ۲۰۱۰) و یا خطرات ناشی از خطرات طبیعی و انسانی. وایدمن[۵](۱۹۹۲) از طبقه‌بندی‌هایی شامل ریسک‌های غیر قابل پیش بینی خارجی، قابل پیش بینی خارجی، غیر فنی داخلی، فنی و خطرات قانونی استفاده کرده است. مطالعات قبلی دسته‌بندی‌ها را با توجه به نوع پروژه انتخاب کرده‌اند (نیلسن[۶] ۲۰۰۶).

تحلیل حالت و اثرات شکست (FMEA) یکی دیگر از تکنیک‌های تحلیل ریسک است. این روش برای ارزیابی یک سیستم یا طراحی در راه‌های احتمالی که در آن ممکن است خرابی رخ دهد استفاده می‌شود. شکست را می‌توان به عنوان یک مشکل، نگرانی، خطا یا چالش تعریف کرد (استاماتیس[۷] ۲۰۰۳). حالت شکست به عنوان

---

۱. Aubry et al. 2007
۲. Ferreira 2017
۳. Gray et al. 2005
۴. Cleland et al. 2010
۵. Wideman 1992
۶. Nielsen 2006
۷. Stamatis 2003

توصیف فیزیکی روشی که در آن یک جزء سیستم از کار می‌افتد، تعریف می‌شود. سپس می‌توان علل احتمالی شکست را تعریف کرد.

با توجه به مجموعه سیستم‌های امروزی، FMEA توسط تیمی با تخصص گسترده انجام می‌شود. برای هر شکست سه مقدار احتمال وقوع، شدت شکست و نحوه تشخیص شکست تعیین می‌شود. عدد اولویت ریسک[۱] (RPN) محاسبه می‌شود که حاصل ضرب وقوع، شدت و تشخیص است. خرابی‌های با RPN بالا ابتدا بررسی می‌شوند، اگر خرابی‌ها دارای RPN یکسان باشند، بین شدت بالا و تشخیص بالا، شدت بالا انتخاب می‌شود. اثرات این شکست‌ها بررسی شده و از یک رویکرد پایین به بالا برای بررسی تاثیر آن‌ها استفاده می‌شود. این یک رویکرد پیشگیرانه است که معمولا قبل از اجرای یک طراحی یا فرآیند استفاده می‌شود (لنس دان، ۱۹۹۹؛ نیلسن، ۲۰۰۶ و پی ام باک،[۲] ۲۰۰۸). نقطه ضعف FMEA این است که زمان‌بر و پیچیده است و ممکن است شامل خرابی‌های ناشی از ترکیبی از رویدادها نباشد. شماره اولویت ریسک FMEA ذهنی است. استانداردهای درجه‌بندی شدت، وقوع و تشخیص از سازمانی به سازمان دیگر متفاوت است.

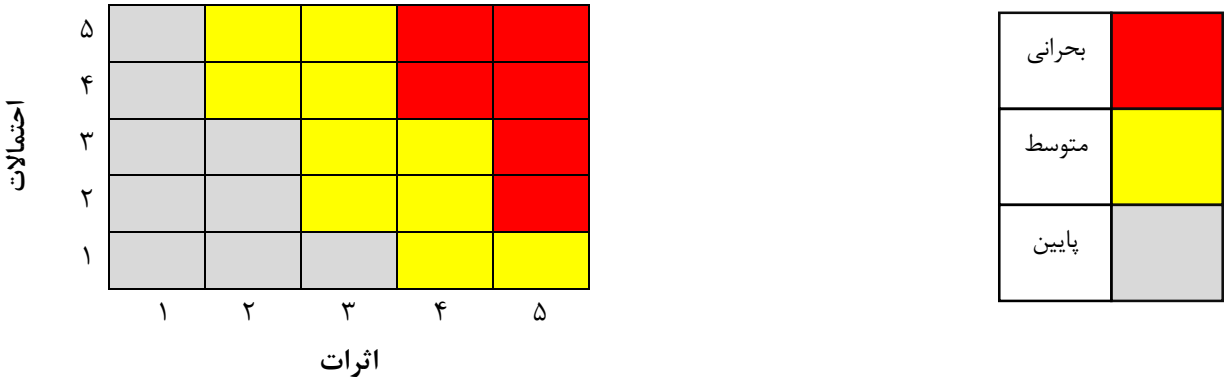
تجزیه و تحلیل درخت خطا (FTA) توسط آزمایشگاه‌های بل در سال ۱۹۶۱ توسعه یافت. نمودار FTA به صورت گرافیکی، ترکیب‌های مختلفی از شرایط را نشان می‌دهد که ممکن است منجر به شکست شوند. FTA ممکن است شامل ارزیابی کمی از احتمالات خطاها یا رویدادهای شکست مختلف باشد که در نهایت منجر به محاسبه احتمال در بالاترین رویدادی می‌شوند که منجر به شکست سیستم می‌شود (وانگ و همکاران، ۲۰۰۰). مزایای اصلی FTA این است که به تجزیه و تحلیل، در نظر گرفتن ترکیبی از خرابی‌ها و تعیین احتمال وقوع برای خرابی‌های پیچیده کمک می‌کند. ارزیابی ریسک FTA می‌تواند به صورت کیفی یا کمی انجام شود. ایراد اصلی این است که درختان شکست (به خصوص برای سیستم‌های پیچیده و بزرگ) می‌توانند بسیار بزرگ و پیچیده شوند. تجزیه و تحلیل درخت رویداد مشابه FTA است. ETA محدوده احتمالی و توالی نتایجی را که ممکن است از یک رویداد آغازگر ناشی شود، توصیف می‌کند. درختان رویداد تکنیک‌های منطقی رو به جلو هستند که تلاش می‌کنند تمام نتایج ممکن یک رویداد آغازگر را ببینند (راوسند،[۳] ۲۰۰۳). مزیت ETA این است که می‌توان چندین خرابی را بررسی کرد و ایراد اصلی ETA این است که رویدادهای آغازگر به عنوان رویدادهای مستقل مورد مطالعه قرار می‌گیرند و این تکنیک با توالی‌های موازی به خوبی کار نمی‌کند. استفاده

۱. Risk Priority Number
۲. PMBOK
۳. Rausand 2003

از ETA برای مدیریت پروژه دشوار خواهد بود زیرا به دلیل پیچیدگی و منحصر به فرد بودن بیشتر پروژه‌ها، اغلب پیش‌بینی تاثیر رویدادهای بالقوه مختلف چالش برانگیز است (موری و همکاران[۱] ۲۰۱۱).

از روش‌های دیگری که به میزان زیادی در ارزیابی ریسک شایع است، استفاده از ماتریس احتمال - اثر است. این ماتریس بر اساس دسته‌بندی‌های طراحی شده برای احتمال وقوع ریسک‌ها و اثرات آن‌ها در مطالعات مختلف مورد استفاده قرار گرفته است. از جمله در مطالعه سالاستری و همکاران (۲۰۱۹) چهار دسته برای ریسک‌ها شناسایی می‌شوند. پایین، متوسط، بالا و بحرانی. در طراحی ماتریس ریسک تاثیر ریسک بر پروژه و احتمال وقوع دو معیاری هستند که در نظر گرفته می‌شوند. به کمک ماتریس ارزیابی ریسک می‌توان رتبه‌بندی ریسک‌ها را انجام داد. نمونه ماتریس احتمال – اثر را می‌توان در شکل (۸) مشاهده کرد.

شکل (۸). نمونه ماتریس احتمال - اثر



منبع: سالاستری و همکاران (۲۰۱۹)

کوزمینیخ و همکاران (۲۰۲۱) به شیوه مشابهی ماتریس ارزیابی ریسک را به صورت شکل (۹) به عنوان یکی از شیوه‌های انعکاس خروجی روش کیفی تحلیل ریسک ارائه می‌دهند.

شکل (۹). ماتریس برآورد ریسک

شدت کلی ریسک				
بحرانی	بالا	متوسط	بالا	اثرات
بالا	متوسط	پایین	متوسط	
متوسط	پایین	نیاز به توجه دارد	پایین	
بالا	متوسط	پایین		
احتمالات				

[۱]. Murray et al. 2011

به شیوه نسبتا مشابهی در گزارش تهیه شده در وزارت نیرو با موضوع اصول کلی و گام‌های اساسی مدیریت ریسک، ضمن اشاره به تنوع ابزارها و تکنیک‌های تحلیل کمی ریسک شامل: درخت تصمیم‌گیری؛ نظرات خبرگی؛ روش تحلیل سلسله مراتبی؛ EMV؛ تحلیل علل ریشه‌ای؛ روش HAZOP؛ روش Bowtie؛ روش FTA؛ روش FMEA؛ شبیه سازی مونت کارلو؛ تحلیل حساسیت و مرور مستندات، به تشریح گام‌های اصلی استفاده از یکی از پرکاربردترین این روش‌ها که ماتریس احتمال و اثر است، پرداخته می‌شود.

گام اول در این روش برآورد احتمال وقوع است. در این گام باید مقیاسی برای برآورد احتمال ساخت. هر چقدر تعداد طبقات بیشتر باشد با دقت بیشتر می‌توان تحلیل ریسک را انجام داد. معمولا مقیاس‌ها ۳، ۵، ۷ یا ۱۰ طبقه هستند، برای مثال در جدول (۹) احتمال وقوع ریسک در مقیاس ۵ طبقه‌ای مشخص شده است. اگر احتمال وقوع ریسک ۳۵ درصد بوده باشد، مطابق جدول احتمال وقوع آن وزن‌دهی می‌شود. حدود تعریف شده در جدول (۹) فقط برای مثال آورده شده است و هر سازمان باید مطابق با وضعیت خود حدود و تعداد طبقات را مشخص نماید.

جدول (۹). کمی‌سازی احتمال وقوع ریسک

مقیاس		تعبیر احتمال
خیلی کم	۱	احتمال کمتر از ۲۰ درصد وقوع ریسک
کم	۲	احتمال بین ۲۰ تا ۴۰ درصد وقوع ریسک
متوسط	۳	احتمال بین ۴۰ تا ۶۰ درصد وقوع ریسک
زیاد	۴	احتمال بین ۶۰ تا ۸۰ درصد وقوع ریسک
خیلی زیاد	۵	احتمال بیش از ۸۰ درصد وقوع ریسک

گام دوم تعیین اثر ریسک است. مشابه گام اول باید برای برآورد اثر ریسک مقیاسی تدوین شود. برای مثال در جدول (۱۰) مجددا اثرات ریسک در ۵ طبقه تقسیم‌بندی شده است. مقیاس تعریف شده می‌تواند مانند مثال زیر برای هر هدف تعریف شود و یا می‌توان برای ساده‌سازی عملیات به شکل کلی برای سازمان به شکل یکپارچه در نظر گرفته شود.

جدول (۱۰). کمی‌سازی اثرات (منفی)

هدف پروژه	مقیاس (اثرات منفی)				
	خیلی کم	کم	متوسط	زیاد	خیلی زیاد
	۱	۲	۳	۴	۵
هزینه	افزایش بی‌اهمیت هزینه	افزایش کمتر از ۱۰ درصدی هزینه	افزایش ۱۰ تا ۲۰ درصدی هزینه	افزایش ۲۰ تا ۴۰ درصدی هزینه	افزایش بیش از ۴۰ درصدی هزینه
زمان	افزایش بی‌اهمیت زمان	افزایش کمتر از ۵ درصدی زمان	افزایش ۵ تا ۱۰ درصدی زمان	افزایش ۱۰ تا ۲۰ درصدی زمان	افزایش بیش از ۲۰ درصدی زمان
کیفیت	کاهش مختصر کیفیت	کاهش کیفیت فقط برای قسمت‌های بدون کاربرد	کاهش کیفیت در تمام قسمت‌های محصول یا خدمات	کاهش کیفیت به صورت غیر قابل قبول برای مشتری	محصول غیر قابل استفاده است.

جدول (۱۱). کمی‌سازی اثرات (مثبت)

هدف پروژه	مقیاس (اثرات مثبت)				
	خیلی کم	کم	متوسط	زیاد	خیلی زیاد
	۱	۲	۳	۴	۵
هزینه	کاهش بی‌اهمیت هزینه	کاهش کمتر از ۱۰ درصدی هزینه	کاهش۱۰ تا ۲۰ درصدی هزینه	کاهش ۲۰ تا ۴۰ درصدی هزینه	کاهش بیش از ۴۰ درصدی هزینه
زمان	کاهش بی‌اهمیت زمان	کاهش کمتر از ۵ درصدی زمان	کاهش ۵ تا ۱۰ درصدی زمان	کاهش ۱۰ تا ۲۰ درصدی زمان	کاهش بیش از ۲۰ درصدی زمان
کیفیت	افزایش مختصر کیفیت	تنها بخشی از محصول یا خدمات دارای افزایش کیفیت است.	تنها قسمت‌های کاربردی دارای افزایش کیفیت است.	افزایش کیفیت برای تمامی قسمت‌های محصول یا خدمات	افزایش کیفیت به طوریکه الگوی برتر در صنعت باشد.

گام سوم تعیین اثر و امتیاز ریسک است. امتیاز ریسک برابر با حاصل ضرب عدد متناظر در جدول احتمال و عدد متناظر در جدول اثر می‌باشد. با توجه به امتیاز به دست آمده، ریسک در یکی از طبقات شدت اثر ریسک قرار می‌گیرد. برای مثال در جدول (۱۲) شدت اثر ریسک‌های پروژه در ۴ سطح مشخص می‌شود. این سطوح شدت اثر با توجه به شرایط سازمان و رویکرد سازمان در مواجهه با ریسک تعیین می‌شود.

جدول (۱۲). تحلیل ریسک بر اساس امتیاز

سطح	رنگ	تعبیر
۱		ریسک با اهمیت بسیار زیاد (Major)
۲		ریسک با اهمیت زیاد (High)
۳		ریسک با اهمیت متوسط (Medium)
۴		ریسک با اهمیت کم (Low)

احتمال	ریسک منفی					ریسک مثبت				
۵	۵	۱۰	۱۵	۲۰	۲۵	۲۵	۲۰	۱۵	۱۰	۵
۴	۴	۸	۱۲	۱۶	۲۰	۲۰	۱۶	۱۲	۸	۴
۳	۳	۶	۹	۱۲	۱۵	۱۵	۱۲	۹	۶	۳
۲	۲	۴	۶	۸	۱۰	۱۰	۸	۶	۴	۲
۱	۱	۲	۳	۴	۵	۵	۴	۳	۲	۱
	۱	۲	۳	۴	۵	۵	۴	۳	۲	۱

همچنین فریرا (۲۰۱۷[۱]) ماتریس ریسک را به صورت شکل (۱۰) ترسیم و تحلیل می‌کند:

[۱]. Ferreira 2017

شکل (۱۰). نمونه ماتریس ریسک

		احتمالات				
		A	**B**	**C**	**D**	**E**
شدت اثر	**I**	۱	۱	۲	۳	۴
	II	۱	۲	۳	۴	۴
	III	۲	۳	۴	۴	۵
	IV	۳	۴	۴	۵	۵

ریسک		فرکانس (میزان تکرار)		شدت اثر	
۱	کم	A	بسیار نامحتمل	I	کم
۲	متوسط	B	نامحتمل	II	متوسط
۳	بالا	C	بعضی اوقات	III	بالا
۴	شدید	D	گهگاه	IV	خیلی بالا
۵	خیلی شدید	E	اغلب		

دپارتمان قراردادها و خدمات مدیریت (CAMS[۱]) در استرالیا رتبه‌بندی ریسک‌ها را به عنوان بخشی از فرآیند سه مرحله‌ای مدیریت ریسک تشریح کرده است. این فرآیند سه مرحله‌ای به شرح زیر می‌باشد:

۱. رتبه‌بندی ریسک: تصمیم‌گیری در ارتباط با اینکه پروژه چقدر «ریسکی» است.
۲. برنامه‌ریزی مدیریت ریسک: بررسی مواردی که ممکن است اشتباه پیش رود و تصمیم‌گیری در ارتباط با مدیریت این موارد.
۳. نظارت بر ریسک: بررسی مستمر ریسک‌ها و کنترل‌های روی آن‌ها.

هدف رتبه‌بندی ریسک پروژه ارزیابی سطح نسبی ریسک پروژه‌های قراردادی است به طوری که سطح مناسبی از اقدامات را بتوان برای مدیریت ریسک پروژه‌ها اعمال کرد. به طوریکه منابع به طور مستقیم به مدیریت پروژه‌هایی با رتبه‌های بالاتر ریسک معطوف شوند. این رویکردی است که CAMS پذیرفته است مبنی بر اینکه تمرکز فعالیت‌های مدیریت ریسک باید بر قراردادهایی باشد که با ریسک بالا شناسایی می‌شوند.

بر اساس CAMS (۱۹۹۸) ویژگی‌های خاصی از پروژه‌های قراردادی وجود دارد که نشان از مشکلات احتمالی آینده دارند. این ویژگی‌ها عبارتند از:

- نخست آنکه تعیین اهداف قرارداد به خوبی صورت گرفته است یا خیر.

[۱]. Department of Contract and Management Services

روش‌هایی که بر اساس آن‌ها اهداف هزینه‌ای، زمانی و کیفیت در قرارداد تعیین می‌شوند، نشانه خوبی از احتمال مشکلات آتی هستند. برای مثال، اگر الزامات سال مالی با ارزیابی واقع بینانه از یک تاریخ قابل دستیابی صورت نگیرد، بعید است که هدف محقق شود. برای سنجش این مساله از رتبه‌دهی بر اساس جدول (۱۳) استفاده می‌شود. این جدول نشان می‌دهد که چگونه "ریسکی" شدن اهداف زمان، هزینه و کیفیت را می‌توان از طریق روش تعیین آن هدف ارزیابی کرد.

جدول (۱۳). فاکتورهای ریسک: روش‌های تعیین اهداف

فاکتورها	رتبه‌ها				
	۵	۴	۳	۲	۱
روش‌هایی که اهداف هزینه‌ای تعیین شده است.	بودجه مشخصی وجود ندارد یا بودجه به وضوح ناکافی است.	مبنای بودجه جاری نامشخص است یا احتمالا بودجه ناکافی است.	مبنای بودجه مشخص است، اما نشانه‌ها حاکی از آن است که بیش از حد برآورد شده است.	از چارچوب مشخصی برای تعیین بودجه استفاده شده است.	از چارچوب مشخصی برای تعیین بودجه استفاده شده است و منابع کافی برای احتمالات در نظر گرفته شده است.
روش‌هایی که اهداف زمانی تعیین شده است.	برنامه مشخصی وجود ندارد یا برنامه‌ریزی به وضوح ناکافی است.	مبنای برنامه جاری نامشخص است یا احتمالا برنامه‌ریزی ناکافی است.	مبنای برنامه مشخص است، اما نشانه‌ها حاکی از آن است که بیش از حد برآورد شده است.	از چارچوب مشخصی برای تعیین برنامه استفاده شده است.	از چارچوب مشخصی برای تعیین برنامه استفاده شده است و منابع کافی برای احتمالات در نظر گرفته شده است.
روش‌هایی که اهداف کیفیتی تعیین شده است.	الزامات کیفیت مشخص نیست.	برخی از بحث‌های اولیه با مشتریان در زمینه الزامات کیفیت صورت گرفته است.	الزامات کیفیت مورد توافق قرار گرفته است اما هنوز مستند نشده است.	الزامات کیفیت مورد توافق قرار گرفته و در حال مستندسازی است.	الزامات کیفیت مورد توافق قرار گرفته است و مستند شده است.

در این جدول، رتبه "۵" نشان دهنده احتمال بالای عدم دست‌یابی به هدف است، در حالی که رتبه "۱" نشان می‌دهد که شانس خوبی برای دست‌یابی به هدف وجود دارد.

- مورد دیگر تخمین تاثیری است که برآورده نشدن اهداف به همراه دارد.

برخی از اهداف قرارداد ممکن است حیاتی‌تر از اهداف دیگر باشند. ارزیابی اهداف از این طریق به درک پیامدها در صورت عدم تحقق این اهداف کمک می‌کند. جدول (۱۴) نشان می‌دهد که چگونه می‌توان عواقب ناشی از عدم تحقق اهداف زمان، هزینه و کیفیت را ارزیابی کرد. در این جدول، رتبه "۵" نشان دهنده تاثیر زیاد در صورت عدم تحقق هدف است، در حالی که رتبه "۱" نشان می‌دهد رسیدن به هدف برای موفقیت قرارداد پروژه حیاتی نیست.

جدول (۱۴). فاکتورهای ریسک: نتایج شکست در دست‌یابی به اهداف

فاکتورها	رتبه‌بندی				
	۵	۴	۳	۲	۱
نتیجه اگر اهداف هزینه‌ای برآورده نشود.	بودجه اضافی در دسترس نیست و پروژه متوقف می‌شود.	بودجه اضافی در دسترس نیست و مقیاس پروژه کاهش می‌یابد.	درخواست وجوه اضافی زمان‌بر است و اعتبار پروژه را کاهش می‌دهد.	بودجه اضافی برای بخشی از مقیاس در دسترس است.	بودجه اضافی موجود است.
هزینه کل برآورد شده پروژه	بیشتر از ۱۰ میلیون دلار	بین ۵ تا ۱۰ میلیون دلار	بین ۱ تا ۵ میلیون دلار	بین ۱۰۰ هزار تا ۱ میلیون دلار	کمتر از ۱۰۰ هزار دلار
نتیجه اگر اهداف زمانی برآورده نشود.	تحت هیچ شرایطی قابل پذیرش نیست.	اختلال شدید در کسب و کار مشتریان ایجاد می‌شود.	تاخیر نامطلوب است اما قابل مدیریت است.	ترتیبات جایگزین موجود است.	تاریخ تکمیل مهم نیست.
دوره زمانی پروژه یا قرارداد	بیشتر از ۲۴ ماه	۱۸ تا ۲۴ ماه	۱۲ تا ۱۸ ماه	۶ تا ۱۲ ماه	کمتر از ۶ ماه
نتیجه اگر اهداف کیفیت برآورده نشود.	تجارت مشتری به طور کلی متوقف می‌شود.	کسب و کار مشتری به شدت مختل می‌شود.	بر کسب و کار مشتری تا حدودی تاثیر دارد.	اثرات بر تجارت مشتری قابل تحمل است.	هیچ اثر قابل توجهی بر تجارت مشتری نمی‌گذارد.

همچنین جدول مشابهی برای احتمال وقوع در زمینه انواع مختلف ریسک وجود دارد. در این جدول، رتبه "۵" نشان دهنده احتمال بالای مشکلات به وجود آمده در محدوده پروژه است، در حالی که رتبه "۱" نشان می‌دهد که احتمال مشکلات در این محدوده کم است. می‌توان برای هر ریسک خاص شرایط متفاوتی برای احتمال وقوع ۵ و احتمال وقوع ۱ تعریف کرد.

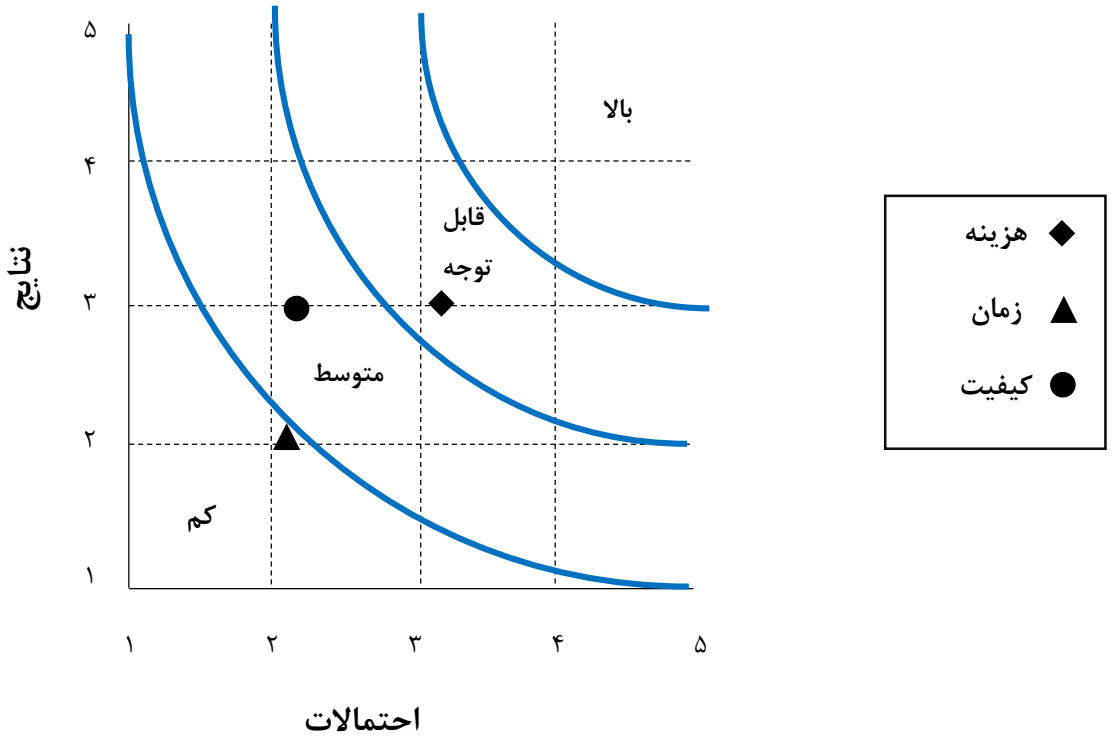
ارزیابی احتمالات و پیامدهای عدم تحقق اهداف قرارداد، همانطور که در بالا توضیح داده شد، یکی از راه‌های پیش‌بینی مشکلات است.

- راه دیگر ارزیابی ریسک این است که به ویژگی‌های پروژه توجه شود که گاها "محرک‌های ریسک" نامیده می‌شوند.

محرک‌های ریسک رویدادهای قابل مشاهده‌ای هستند که احتمال برخی پیامدهای مخاطره‌آمیز را ایجاد می‌کنند که وقوع آن پیامدها حداقل تا حدی به وقوع این رویداد بستگی دارد. رویدادهایی که مورد توجه قرار می‌گیرند نیز در جدولی امتیازدهی می‌شوند. از جمله ویژگی‌هایی که در این بخش به آن‌ها اشاره شده است عبارتند از: منحصر به فرد بودن و پیچیدگی تولیدات؛ تامین مالی و کفایت وجوه؛ موقعیت مکانی و محیط پیرامونی پروژه؛ تعریف پروژه؛ در دسترس بودن سایت؛ توجیه‌پذیری و تاییدیه‌های پروژه؛ رابطه با مشتریان؛ در دسترس بودن و صلاحیت پیمانکاران؛ تدارکات و انتخاب مشاوران.

با استفاده از سه دسته ریسک که در بالا توضیح داده شد و امتیازهای جداول، امکان محاسبه رتبه ریسک برای یک پروژه وجود دارد. فرآیند رتبه‌بندی ریسک پروژه PRR[1] از تجزیه و تحلیل نیمه کمی استفاده می‌کند.

شکل (۱۱). رتبه‌بندی ریسک‌های نهایی برای زمان، کیفیت و هزینه



رتبه‌بندی ریسک در این روش شامل مراحل زیر است:

[1]. Project Risk Ranking

- جزئیات پروژه وارد می‌شود، به عنوان مثال، مشتری، مدیر پروژه، شرح پروژه؛
- به هر ریسک امتیازی بین ۱ تا ۵ تخصیص می‌یابد؛
- رتبه ریسک پروژه با استخراج یک امتیاز برای عوامل احتمال و پیامد و ضرب آن‌ها به صورت زیر به دست می‌آید:

احتمال . پیامد = امتیاز هر ریسک

بنابراین، امتیاز برای هر عامل ریسک به طور خودکار بر اساس احتمال یا پیامدهای ریسک بر هزینه، زمان یا کیفیت تخصیص و نمایش داده می‌شود (شکل (۴)) و در نهایت امتیازها بر اساس بالاترین امتیاز فهرست می‌شوند و ریسک‌ها بر اساس آن رتبه‌بندی می‌شوند. سپس رتبه‌ها به این صورت تحلیل می‌شوند: امتیاز ۱ تا ۵؛ کم، امتیاز ۵ تا۱۰؛ متوسط، امتیاز ۱۰ تا ۱۵؛ قابل توجه و امتیاز ۱۵ تا ۲۵، بالا. مدیریت ریسک برای پروژه‌هایی که رتبه‌های قابل توجه و بالا را به دست آورده‌اند، مورد نیاز و ضروری است. مدیریت ریسک در پروژه‌هایی با PRR کم یا متوسط، به فرآیندهای مدیریت پروژه متکی است.

در میان مطالعات داخلی نیز از روش‌های مشابهی برای رتبه‌بندی ریسک‌ها استفاده شده است که می‌توان به آن‌ها استناد کرد.

بر اساس توضیحات سایه‌بانی و همکاران (۱۳۹۷)، برای کمی نمودن احتمال وقوع هر ریسک مستقل از تاثیر آن بر هر یک از اهداف از پرسش‌شوندگان در پنج سطح ۱ تا ۵ و از مقیاس مربوطه در استاندارد مدیریت پروژه آمریکا (بخش مدیریت ریسک)، مطابق جدول (۱۵) استفاده می‌شود.

جدول (۱۵). کمی سازی احتمال وقوع ریسک

کمی سازی احتمال وقوع / تکرار					
احتمال رخداد ریسک	خیلی کم	کم	متوسط	زیاد	خیلی زیاد
مقدار عددی تخصیص یافته	۰,۱	۰,۳	۰,۵	۰,۷	۰,۹

همچنین کمی‌سازی میزان تاثیر هر یک از ریسک‌ها بر اهداف پروژه در پنج سطح (۱ کمترین و ۵ بیشترین) و بر اساس مقیاس مندرج در استاندارد مدیریت پروژه آمریکا (مدیریت ریسک پروژه) مطابق جدول (۱۶) صورت می‌گیرد.

جدول (۱۶). کمی سازی شدت اثر ریسک بر اهداف پروژه (مورد زمان)

کمی سازی شدت تاثیر ریسک بر هدف					
هدف مورد نظر	خیلی کم	کم	متوسط	زیاد	خیلی زیاد
زمان (نسبت به زمان اولیه)	افزایش ناچیز	کمتر از ۵ درصد افزایش	۵ تا ۱۰ درصد افزایش	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش
کیفیت (نسبت به استاندارد و مشخصات فنی)	کاهش تا حدودی	تنها روی بعضی کارکردهای پروژه تاثیر دارد.	قبول کاهش کیفیت با اخذ مجوز سهامدار قابل پذیرش است.	کاهش کیفیت برای سهامدار قابل قبول نیست.	اهداف پروژه نقض می‌شود.
هزینه (نسبت به هزینه برآوردی)	افزایش ناچیز	کمتر از ۱۰ ٪ افزایش	۱۰ تا ۲۰ ٪ افزایش	۲۰ تا ۴۰ درصد افزایش	بیشتر از ۴۰ ٪ افزایش
ایمنی	خطر ناچیز	تا حدی خطرناک	خطرناک	خیلی خطرناک	فاجعه‌آمیز
مقدار عددی تخصیص یافته	٪۵	٪۱۰	٪۲۰	٪۴۰	٪۸۰

در نهایت در آنالیز کمی ریسک، تاثیر همزمان شدت اثر و احتمال وقوع هر ریسک بر هر یک از اهداف پروژه محاسبه می‌گردد. برای این منظور امید ریاضی تاثیر ریسک بر هر هدف بر اساس نظرات پاسخ دهندگان جامعه آماری تعیین می‌شود. شاخص تاثیرگذاری بر اساس رابطه زیر تعریف می‌شود که میانگین مقدار عددی حاصل ضرب تاثیر بر هدف و احتمال وقوع ریسک x بر هدف k ام بر اساس نظرات n نفر پاسخ دهنده می‌باشد و ملاک اولویت‌بندی و اهمیت تاثیرات ریسک مربوط به هر هدف پروژه قرار می‌گیرد.

فاکتور تاثیر ریسک x بر هدف k پروژه

$$R_x^k = \left(\sum_{y=1}^{n} \alpha_{xy}\beta_{xy}^k\right)/_n$$

در این رابطه x(1,m) که در آن m تعداد کل ریسک‌ها است. k تعداد اهداف پروژه از جمله (زمان، هزینه، کیفیت و ...) را نشان می‌دهد. y(1,n) تعداد کل پاسخ‌های معتبر است. α_{xy} احتمال وقوع ریسک x است که توسط ارزیاب y تعیین شده است و β_{xy}^k سطح تاثیر ریسک x بر روی هدف k پروژه که توسط ارزیاب y تعیین شده است.

در ادامه با توجه به اینکه تاثیر توام شدت اثر بر اهداف پروژه و احتمال وقوع / تکرار ریسک می‌بایست مد نظر قرار گیرد، لذا پس از کمی سازی مقادیر ریسک، ریسک‌های موثر بر هر یک از اهداف به صورت مجزا

اولویت‌بندی شده و در سه دسته بحرانی (تاثیر بیش از ۲۰ درصد)، مهم (تاثیر ۵ الی ۲۰ درصد) و ناحیه قابل قبول (کمتر از ۵ درصد) طبقه‌بندی خواهد شد.

مرحله بعد، تعیین اهمیت نسبی اهداف پروژه است که از مقایسه زوجی (تحلیل سلسله مراتبی، AHP) اهداف پروژه و بر اساس جمع‌آوری نظرات گروهی از خبرگان به دست می‌آید.

امروزه مدل‌ها و روش‌های کمی در حل مسائل نقش اساسی دارند. استفاده موفق از روش‌های کمی می‌تواند در زمان مناسب به راه‌حل‌های دقیق، قابل اطمینان و اقتصادی منجر گردد. در این میان AHP پاسخی به نیاز بشر برای مسائل کیفی است که معیاری برای اندازه‌گیری ندارند و همواره در تصمیم‌گیری‌های ما همراه مسائل کمی ظاهر می‌شوند. این روش همچنین پیچیدگی‌های ناشی از تاثیر عوامل مختلف بر مساله را با تمرکز مرحله به مرحله بر این عوامل و سپس ترکیب نمودن نتایج این بررسی‌ها حل می‌نماید. در واقع AHP یک مساله چند بعدی را به مساله‌ای یک بعدی تبدیل و تصمیم‌گیری‌های پیچیده را قابل فهم و مقایسه می‌نماید. به همین ترتیب می‌توان از این خاصیت AHP برای ترکیب و یکسان نمودن نظرات پراکنده افراد با توجه به اهمیت نظر آن‌ها استفاده نمود. این روش نه تنها اهمیت، برتری و شباهت چیزها را با هم مقایسه می‌کند، میزان قدرت این عوامل را نیز به ما نشان می‌دهد.

تشکیل ماتریس‌های مقایسه زوجی و تعیین وزن هر پارامتر به روش تحلیل سلسله مراتبی هم به شیوه محاسبه دستی و هم با استفاده از نرم افزارهای تخصصی که برای این منظور وجود دارند، امکان‌پذیر می‌باشد (نیکمردان، ۱۳۸۶). برای این منظور ابتدا می‌بایست معیارهای تصمیم‌گیری تعیین گردد و سپس با استفاده از داده‌های گردآوری شده توسط پرسش‌نامه، نرم افزار یک وزن اهمیت مشخص برای هر گزینه در مقایسه با سایر گزینه‌ها ارائه کند که ارزش آن امکان رتبه‌بندی مولفه‌ها را فراهم می‌نماید (میرزاخانی و نوری، ۱۳۹۲)

در جمع‌بندی این بخش باید اشاره کرد با وجود آن که روش‌های مختلف ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌ها تفاوت‌هایی دارند، اما همگی روش‌ها به نوعی به دنبال کمی‌سازی احتمال وقوع ریسک و برآورد شدت اثر ریسک در صورت وقوع بر اهداف پروژه هستند. بنابراین روش مورد استفاده در این پژوهش نیز همین هدف را دنبال خواهد کرد که توضیحات آن به صورت تشریحی در بخش چهارم (روش‌شناسی) ارائه خواهد شد.

۳. مرور تجربی

در این بخش نتایج برخی از مطالعاتی که در زمینه رتبه‌بندی و اولویت‌بندی ریسک‌های نیروگاهی صورت گرفته است، بررسی می‌شود. لازم به ذکر است مطالعاتی که در این بخش به نتایج آن‌ها اشاره می‌شود، مواردی هستند که با استفاده از یکی از روش‌های رتبه‌دهی[۱] به ارزیابی[۲] و اولویت‌بندی[۳] ریسک‌ها پرداخته‌اند، در حالی که مطالعات تجربی تشریح شده در فصل اول پژوهش شامل هر گونه مقاله یا مطالعه معتبر در زمینه شناسایی و طبقه‌بندی[۴] ریسک‌های نیروگاهی (استخراج ساختار شکست ریسک) بوده است. همچنین مطالعاتی که در این بخش مورد استناد قرار گرفته است شامل هر دو نوع ریسک‌های سرمایه‌گذاری و ساخت و ریسک‌های بهره‌برداری می‌باشد.

در وبینار آموزشی ارزیابی ریسک پروژه‌های صنعت برق، ریسک‌های شناسایی شده توسط شرکت تحقیقاتی و مشاوره مستقل متخصص در تحلیل و مدل‌سازی بازارهای جهانی انرژی (Enerdata) برای این گروه پروژه‌ها به شرح زیر بیان شده است:

ریسک‌های تجاری که به ریسک زیان‌های احتمالی ناشی از تجارت (از جمله خرید) در بازار برق اشاره دارد. یکی از نکات کلیدی هنگام ارزیابی این ریسک، قیمت‌گذاری، سطح قیمت‌گذاری و رقابت شرکت‌کنندگان است و مواردی که در آن لحاظ می‌شوند عبارتند از:

- سهم سوخت در تولید برق: سهم سوختی که به صورت سوخت اصلی در تولید برق استفاده می‌شود و رقابت میان انواع سوخت در اینجا حائز اهمیت است.
- مشارکت بخش خصوصی: درصد تجمعی سهم بازاری ۳ شرکت برتر خصوصی تولید برق.
- قبوض برق خانوارها: درصدی از درآمد خانوار که برای پرداخت بهای برق خرج می‌شود.
- نسبت قیمت برق خانگی به صنعتی: نسبت بین میانگین تعرفه برق خانگی و صنعتی.
- سود موسسات آب و برق: نسبت سود عملیاتی به درآمدهای ۳ شرکت برتر، برای نشان دادن هرگونه تمرکز در ظرفیت‌های سودآوری.

---

۱. Ranking
۲. Assessing
۳. Prioritizing
۴. Classifying Risk Factors

ریسک‌های اجتماعی – اقتصادی به ریسک مرتبط با رابطه علی بین توسعه اجتماعی و اقتصادی اشاره دارد. نکته کلیدی در ارزیابی این ریسک، تاثیر شکاف‌های عمیق اجتماعی بر بازارهای برق و گاز به ویژه در کشورهای در حال توسعه است. مسائل مرتبط با این ریسک عبارتند از:

- رشد GDP: درصد رشد سالانه تولید ناخالص داخلی.
- رشد GDP سرانه: با برابری قدرت خرید سرانه به قیمت ثابت اندازه‌گیری می‌شود و میانگین ثروت اقتصادی سرانه یک کشور را نشان می‌دهد.
- ثبات سیاسی: از شاخص تهیه شده توسط بنیاد Heritage استفاده می‌شود.
- سوبسیدهای دولتی: کل یارانه سوخت‌های فسیلی و برق (بیان شده بر اساس میلیارد دلار واقعی به قیمت سال ۲۰۱۳) که اطلاعات آن از آژانس بین‌المللی انرژی اخذ شده است.
- نرخ برق‌رسانی: درصدی از جمعیت کشور که به برق دسترسی دارند.

ریسک‌های مالی به ریسک مرتبط با توانایی یک کشور برای جذب سرمایه‌گذاری جدید اشاره دارد که برای توسعه بازار بسیار مهم است. این ریسک‌ها به شرح زیر دسته‌بندی شده است:

- اعتبارات: رتبه اعتباری کوتاه‌مدت.
- نوسانات نرخ ارز: قدر مطلق درصد تغییر سالانه در نرخ ارز در برابر دلار آمریکا.
- سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی: سهم سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در تشکیل سرمایه ثابت ناخالص در کشور.
- نوسانات تورم: حداکثر نرخ تورم طی ۳ سال گذشته.
- تراز حساب جاری: سهم مجموع خالص صادرات کالاها و خدمات و خالص درآمد اولیه و ثانویه در تولید ناخالص داخلی.

ریسک‌های زیست محیطی به ریسک مرتبط با هزینه‌ها و مزایای مسائل زیست محیطی اشاره دارد. به عنوان مثال برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای هزینه‌ای وجود دارد و از آلودگی کمتر و مصرف انرژی کمتر منفعت اجتماعی ایجاد می‌شود. در میان این ریسک‌ها مواردی که بررسی شده است عبارتند از:

- انتشار گازها ناشی از سوختن انرژی: مجموع انتشار CO_2 سرانه ناشی از احتراق انرژی.
- انتشار گازها ناشی از تولید برق: میانگین انتشار CO_2 برای هر کیلو وات ساعت تولید برق.
- شدت انرژی: کل مصرف انرژی به ازای هر واحد تولید ناخالص داخلی که تولید ناخالص داخلی بر حسب برابری قدرت خرید اندازه‌گیری می‌شود.

- در معرض شرایط آب و هوایی بودن: آسیب‌پذیری کشور در برابر تغییرات آب و هوایی و آمادگی برای بهبود تاب‌آوری در برابر رویدادهای ناشی از آب و هوا که شاخص آن را ND-Gain تهیه می‌کند.
- شدت کربن: میانگین انتشار کربن در هر واحد انرژی مصرف شده.

ریسک‌های امنیتی به ریسک مرتبط با امنیت تامین انرژی اشاره دارد. یکی از ملاحظات کلیدی هنگام برنامه‌ریزی توسعه زیرساخت‌ها، هزینه‌های مرتبط با حفظ امنیت عرضه انرژی است. در این دسته موارد زیر بررسی می‌شوند:

- استقلال در تامین برق: درصد تامین برق از منابع داخلی.
- تنوع عرضه گاز: سهم واردات گاز در کل مصرف گاز.
- تنوع تولید برق: با شاخص هرفیندال- هیرشمن[۱] که معیاری برای تمرکز بازار است، اندازه‌گیری می‌شود.
- ظرفیت مازاد تولید برق: درصدی از کل ظرفیت نصب شده که در تولید برق استفاده نمی‌شود.
- تلفات شبکه انتقال و توزیع: درصد برق از دست رفته در جا به جایی بین عرضه کننده و مصرف کننده نهایی.

در میان کشورهای بررسی شده (چین، ژاپن، هند، کره جنوبی، اندونزی و مالزی) در میان ریسک‌های تجاری، اجتماعی – اقتصادی، مالی، زیست محیطی و امنیتی به ترتیب کشورهای هند، اندونزی، اندونزی، چین و هند رتبه‌های بالاتری را به خود اختصاص داده و ریسکی‌تر شناسایی شده‌اند (Enerdata، ۲۰۱۷).

در گزارش دیگری بر اساس نتایج رتبه‌بندی ریسک‌های پروژه تبدیل نیروگاه ۱۵۰ مگاواتی Khulna به واحد سیکل ترکیبی ۲۲۵ مگاواتی متعلق به شرکت تولید برق شمال غرب[۲](NWPGCL) بنگلادش، مخاطرات با رتبه بالا به این صورت شناسایی شده است:

- عدم تامین گاز نیروگاه؛
- افزایش قیمت مواد اولیه و در نتیجه افزایش هزینه‌های پروژه؛
- عدم استقلال مالی شرکت‌های بخش برق؛

مخاطرات با رتبه متوسط عبارتند از:

- ظرفیت محدود NWPGCL در بهره‌برداری از توربین گاز سیکل ترکیبی نیروگاه؛

۱. Herfindahl-Hirschman
۲. North-West Power Generation Company Limited

- در دسترس نبودن بودجه دولتی در زمان درست؛
- تعرفه‌هایی که هیات توسعه برق بنگلادش تنظیم می‌کند، کمتر از هزینه تمام شده تولید برق باشد؛
- تاخیر در کسب حق امتیاز از خطوط انتقال به دلیل مسائل مختلف اجتماعی؛
- عدم کاهش قابل توجه و کافی در تلفات انتقال و توزیع؛

و در نهایت ریسک‌هایی با رتبه پایین به گونه زیر بیان شده است:

- تاخیر در امضای قرارداد خرید برق بین شرکت تولید برق شمال غرب و هیات توسعه برق بنگلادش؛
- تعهد ناکافی به اجرای استانداردهای زیست محیطی و اجتماعی (برنامه سرمایه‌گذاری توسعه و بهبود بهره‌وری سیستم قدرت).

در کار جوزی و همکاران[1](۲۰۱۱)، پیرامون ارزیابی ریسک‌های زیست محیطی بر اساس عملکرد نیروگاهی گازی در جنوب ایران، ریسک‌های زیر شناسایی شده است:

- انفجار و کمبود گاز در زمینه راه‌اندازی واحد با سوخت گاز؛
- آلاینده‌ها، هوای گرم، سر و صدای ناشی از عملکرد دستگاه‌های توربو ژنراتور و نشت نفت در بخش راه‌اندازی واحد تولید برق؛
- آتش‌سوزی و انفجار در بخش مخازن سوخت؛
- نشت بنزین، سر و صدای ناشی از کارکرد دیزل و دود ناشی از کارکرد گازوئیل در بخش تست و راه‌اندازی دیزل‌ها؛
- کمبود گاز در بخش تحویل سوخت گاز؛
- تهویه گاز در بخش تعویض فیلتر سوخت گاز؛
- نشت گازوئیل در بخش راه‌اندازی و تست تجهیزات سیستم سوخت مایع؛
- نشت نفت در بخش روشنایی ترانسفورماتور؛
- نشت نفت در بخش واحد خنک کننده؛
- نشست گازوئیل در بخش تعویض سوخت واحد از گاز به نفت گاز (تغییر سوخت)؛
- نشت گازوئیل در بخش راه‌اندازی واحد با سوخت مایع؛
- نشت نفت در بخش راه‌اندازی و تست تجهیزات سیستم روغن‌زنی؛
- نشت گازوئیل در بخش واحدهای سوخت ساز دوگانه؛

[1]. Jozi et al. (2011)

- سر ریز گازوئیل در بخش تحویل سوخت مایع (تخلیه سوخت)؛
- نشت گازوئیل در بخش انتقال سوخت نفت گاز به واحد و مخازن؛
- تخلیه نفت گاز در بخش تخلیه فیلترهای سوخت؛

که در این میان موارد مرتبط با بخش‌های راه‌اندازی واحد با سوخت گاز، راه‌اندازی واحد تولید برق و مخازن سوخت، ریسکی‌تر ارزیابی شده‌اند.

علی صفر و عزت[۱](۲۰۲۰)، با استفاده از روش ارزیابی درخت رویدادها، فهرست رویدادهای آغازگری که منجر به مخاطرات عمده در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی می‌شوند را به صورت زیر ارائه کرده‌اند. لازم به ذکر است این مطالعه بر ریسک پیش‌بینی‌شده حاکم بر عملکرد عادی دیگ‌ها، توربین‌های گاز و بخار و سیستم‌های ژنراتور، سیستم موجودی گاز در یک نیروگاه سیکل ترکیبی نوعی تمرکز دارد.

- سیستم عرضه سوخت: نشت سوخت قابل اشتعال به دلیل شکستگی لوله یا خرابی مخزن.
- دیگ بخار: گرمای بیش از حد؛ آتش‌سوزی؛ انفجار.
- توربین‌های گاز و بخار: تخریب یاتاقان‌ها؛ آسیب‌های ناشی از سرعت بیشتر توربین؛ آسیب تیغه‌ها؛ ارتعاشات زیاد؛ آتش‌سوزی یا آسیب به برخی قطعات داخلی؛ خوردگی داخلی و فرسایش.
- ژنراتورها: آتش سوزی و/یا آسیب به برخی از قطعات داخلی.

کیم و همکاران[۲](۲۰۱۷)، در مطالعه جامعی در در زمینه ریسک‌های ساخت و ساز نیروگاه‌های هسته‌ای در قیاس با نیروگاه‌های فسیلی و گازی، مخاطراتی را که همزمان احتمال وقوع و اثرگذاری بالا بر اهداف پروژه داشته‌اند، به این صورت استخراج نموده‌اند.

- ریسک سیاسی شامل: عدم ثبات سیاست‌ها، سطح بالای دیوان سالاری، مداخله و کنترل دولت.
- ریسک اقتصادی شامل: تغییرات نرخ ارز، نوسانات ارز، تغییر در شاخص‌های اقتصادی.
- ریسک مالی شامل: شرایط تامین مالی.
- ریسک فرهنگی شامل: ارتباطات (زبان)، افکار و نگرش عمومی، تفاوت‌های فرهنگی، تفاوت‌های مذهبی.
- ریسک قانونی: تشریفات پیچیده قانونی، بیمه، عدم بلوغ / عدم اعتماد سیستم حقوقی، مشکلات در تصویب ساخت و ساز، تغییر مقررات و تنظیم‌گری.

۱. Saffar & Ezzat (2020)
۲. Kim et et al. 2017

- ریسک مالیاتی: مسائل مرتبط با مالیات بر ارزش افزوده و مالیات بر درآمد و بحث مالیات‌ها در مسائل گمرکی.
- ریسک مناقصه: رقابتی نبودن مناقصات و مذاکرات.
- ریسک برنامه پروژه: محدوده پروژه، هدف تجاری، تغییر محدوده پروژه، مشاوران، اطلاعات پیشرفته کشور میزبان.
- ریسک مطالعه امکان سنجی: مشکل در مدل اقتصادی مطالعه امکان سنجی.
- ریسک تخمین: عدم قطعیت برآورد، کمبود تجربه در برآورد، کمبود مرجع معتبر برای برآورد.
- ریسک تایید طراحی: تاخیر در گرفتن تایید طراحی.
- ریسک کیفیت طراحی: کیفیت و کامل نبودن طراحی، خطاهای طراحی.
- ریسک برنامه زمانی: برنامه زمان‌بندی ناکافی، نداشتن طرح برنامه فرآیند برای اطمینان از زمان‌بندی درست.
- ریسک مدیریت برنامه زمانی: زمان‌بندی ضعیف پروژه، تاخیر / وقفه، تاخیرهای شخص ثالث، برنامه زمان‌بندی سریع.
- ریسک مدیریت تدارکات: افزایش هزینه واحد منابع، تاخیر در تامین مواد، زمان سفارش، وقوع حادثه در حین حمل و نقل.
- ریسک قراردادی: تغییر قرارداد، خطای قرارداد، نوع و شرایط قرارداد، فرم‌ها و استانداردها، ترجمه قرارداد.
- ریسک دعاوی: طرح دعوی، روش حل و فصل اختلاف / فرآیند / دوره داوری، عدم کفایت ساماندهی اختلاف، عدم حضور سازمان کارشناسی.
- ریسک پیش‌بینی هزینه‌ها: عدم قطعیت برآورد هزینه.
- ریسک مدیریت هزینه‌ها: افزایش در هزینه واحد کار، مازاد بر هزینه، تغییر هزینه‌های نیروی کار/ بهره‌وری.
- ریسک مدیریت کیفیت: نبود الزامات دقیق کیفیت، کاهش کیفیت کار.
- ریسک برنامه عرضه نیروی کار: ناکافی بودن شبکه انسانی، منابع نیروی کار، در دسترس نبودن کارگران ماهر و غیر ماهر.
- ریسک مدیریت نیروی کار: مدیریت ارتباطات، دانش کارکنان برنامه، نداشتن باور به شرکت کنندگان، سطح کار، تکنیک و مدیریت.

- ریسک وجوه و منابع مالی از منظر حسابداری: روش‌های تامین مالی، وخامت وضعیت مالی و کمبود منابع مالی.
- ریسک تامین مالی در حسابداری: برنامه تامین مالی، هزینه تامین مالی.
- ریسک نیازهای مالک: انعکاس نیازها، الزامات خاص، تغییر غیر منطقی در طراحی توسط مالک، تغییر الزامات عملکرد، تغییر مجدد سفارش.
- ریسک توانایی مالک: تغییر امور مالی، تغییر سازمان / کارکنان، ساختار مالکیت، درک پروژه و توانایی اجرای پروژه.
- ریسک برنامه ساخت: در دسترس نبودن تسهیلات زیربنایی، شناسایی محدودیت‌های نیروی کار در دسترس، تحلیل سایت، نارسایی و خطا در طراحی برنامه ساخت.
- ریسک مدیریت برنامه ساخت: آب و هوا، تکنیک پیمانکار، نبود قابلیت ساخت، کاهش بهره‌وری، افزایش حجم کار، نیروی کار، طراحی پیمانکار، صدور مجوز و تکمیل ساخت پروژه.
- ریسک مدیریت سایت: عدم قطعیت وضعیت ژئوتکنیکی، تغییر وضعیت سایت.
- ریسک مدیریت شرکت محلی: بروز اصطکاک و تنش با پیمانکار فرعی محلی، هماهنگی با شرکت‌های برق، توانایی ناکافی پیمانکار فرعی محلی، اطلاعات پیمانکار فرعی محلی.
- ریسک راه‌اندازی: راه‌اندازی و تست عملکرد، کیفیت پایین تجهیزات، طرح راه‌اندازی، تامین سوخت، برنامه راه‌اندازی، تسهیلات انتقال.

از جمله مطالعات تخصصی دیگر در زمینه ریسک‌های سرمایه‌گذاری که به صورت سالانه گزارش‌های آن منتشر می‌شود و در نتیجه یافته‌های به روزتری دارند، گزارش‌های ارزیابی ریسک سرمایه‌گذاری در انرژی (EIRA) [1] است. EIRA ریسک‌های سرمایه‌گذاری در انرژی را ارزیابی می‌کند که می‌توان آن‌ها را با تعدیل سیاست‌ها و چارچوب‌های قانونی و نظارتی کاهش داد. عملکرد کشورها در مناطق ریسکی EIRA از طریق چهار شاخص ارزیابی می‌شود. این شاخص‌ها به کشورها برای مقررات صحیح و فرآیندهای کارآمد پاداش می‌دهند و توانایی آن‌ها را برای رویارویی با ریسک‌ها از طریق اهداف سیاستی قابل پیش‌بینی، تصمیم‌گیری شفاف، نهادهای عمومی قوی، مکانیسم‌های نظارت بر بازار شایسته و حل و فصل موفقیت‌آمیز اختلافات سرمایه‌گذار و دولت نشان می‌دهند.

محدوده‌های ریسکی که EIRA ارزیابی و تجزیه و تحلیل می‌کند عبارتند از:

[1]. Energy Investment Risk Assessment 2021

- **سیاست‌های غیرقابل پیش‌بینی و تغییر مقررات:** دولت‌ها این حق را برای خود محفوظ می‌دارند که سیاست‌ها و اقدامات نظارتی را که برای تعقیب اهداف مشروع سیاست عمومی ضروری هستند، اتخاذ کنند. با این وجود، اصلاحات غیر سیستماتیک و خودسرانه می‌تواند منافع سرمایه‌گذاران خارجی را تحت تاثیر قرار دهد و منجر به افزایش یا کاهش هزینه‌ها برای راه‌اندازی یک کسب و کار، کاهش جذابیت سرمایه‌گذاری و به طور کلی انحراف در چشم‌انداز رقابتی شوند. سرمایه‌گذاران خارجی ممکن است در مورد سرمایه‌گذاری در کشور تجدید نظر کنند یا سرمایه خود را جا به جا کنند. نتیجه این است که دولت‌ها در اعمال حق خود برای تنظیم مقررات باید سرمایه‌گذاران را از شرایط و ماهیت تغییرات سیاستی و نظارتی آگاه کنند.
- **تبعیض بین سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی:** سرمایه‌گذاران خارجی نیاز به شفاف‌سازی در مورد میزان رقابتی بودن بازارها دارند و اینکه آیا این بازارها شرایط بازی برابری ارائه می‌دهند؟ در حالی که تبعیض می‌تواند اشکال مختلفی داشته باشد، به عنوان مثال بین منابع انرژی، فناوری‌ها و انواع سرمایه‌گذاران، EIRA بر تبعیض بین سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی تمرکز دارد. این حوزه ریسک احتمال مزیت ناعادلانه برای سرمایه‌گذاران محلی، به عنوان دریافت‌کنندگان حقوق و امتیازات، به استثنای سرمایه‌گذاران خارجی و شیوه‌های «حمایت‌گرایانه» را که منجر به منافع از دست رفته سرمایه‌گذاری می‌شود، ارزیابی می‌کند.
- **نقض تعهدات دولت**: اختلافات سرمایه‌گذاران با دولت‌ها، می‌تواند روابط بین دو طرف را مختل کند و حتی به فضای کلی سرمایه‌گذاری آسیب برساند. سرمایه‌گذاران باید اطمینان داشته باشند که اگر دولت‌ها تعهدات خود را انجام ندهند، به مکانیسم‌هایی برای حل اختلاف و استیفای حقوق متوسل خواهند شد. چنین تعهداتی شامل حمایت در برابر تبعیض، سلب مالکیت و ملی‌سازی، نقض معاهدات سرمایه‌گذاری و دسترسی محدود به راه‌های حل اختلاف جایگزین است.

زیرشاخص‌هایی که مورد ارزیابی قرار می‌گیرند عبارتند از: آینده‌نگری در سیاست‌ها و تغییر تنظیم‌گری (ارتباط چشم‌انداز و سیاست؛ ثبات اهداف و تعهدات سیاسی)؛ مدیریت فرآیندهای تصمیم‌گیری (حکمرانی نهادی؛ شفافیت). مولفه‌های حائز اهمیت در فرآیند تصمیم‌سازی دسترسی به اطلاعات، مشارکت فراگیر ذینفعان، هماهنگی هوشمندانه درون دولت و همکاری مستمر بین وزارت‌خانه‌ها می‌باشند؛ محیط تنظیم‌گری و شرایط سرمایه‌گذاری (اثربخشی تنظیم‌گری؛ محدودیت‌ها روی سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی). مولفه‌های حائز اهمیت در کیفیت تنظیم‌گری، استقلال تنظیم‌گر انرژی، نظارت موثر و نظارت شفاف بر بازار می‌باشند؛ حاکمیت قانون

و رعایت تعهدات ملی و بین‌المللی (مدیریت و حل و فصل اختلافات سرمایه‌گذاران؛ احترام به حقوق مالکیت). مولفه‌های حائز اهمیت در حاکمیت قانون مدیریت موثر اختلافات، دسترسی به داوری بین‌المللی، احترام به حقوق مالکیت و پایبندی به تعهدات ملی و بین‌المللی می‌باشند.

در سال‌های اخیر عمده تمرکز مطالعات در زمینه ریسک‌های تولید برق بر ریسک‌های زیست محیطی متمرکز بوده است. سوسا و همکاران[1](۲۰۲۲) در مقاله خود به شناسایی، تحلیل و ارزیابی ریسک‌های اقلیمی در نیروگاه‌های حرارتی پرداخته‌اند. برای این منظور پنج نیروگاه در منطقه شمال شرقی برزیل مطالعه شده و جنبه‌های طراحی، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری نیروگاه بر اساس فرض حساسیت اجزای نیروگاه به تغییرات اقلیمی و آب و هوایی مورد بررسی قرار گرفته است. برای این منظور نیروگاه حرارتی به پنج زیر سیستم تقسیم می‌شود: سیستم تولید، سیستم خنک‌کننده، سیستم‌های کمکی، سیستم پشتیبانی و سیستم خطوط انتقال. ایجاد یک نمودار جریان علت و معلولی، به عنوان اولین گام، یک ابزار تحلیلی مهم برای درک و شناسایی خطرات، چگونگی تاثیر منفی آن‌ها بر هر زیر سیستم و میزان تاثیرگذاری بر هدف استراتژیک تولید بهینه انرژی است. سپس سناریوهایی برای تغییرات اقلیمی در آینده طراحی می‌شود.

بر اساس نتایج این پژوهش با توجه به نوسانات شدید رویدادهای جوی، به منظور سازگاری مداوم، برای کنترل ورودی هوا (دما، رطوبت، فشار)، مصرف سوخت، بخار در گردش، خنک کننده و سایر مواردی که به کارایی سیستماتیک نیروگاه کمک می‌کنند، سیستم‌های هوشمند نیاز است. مطالعه حاضر قویا نشان می‌دهد که رویدادهای آب و هوایی در حال تکامل، متوالی، ظریف یا در مقیاس کوچک ممکن است خسارات تجمعی بزرگی را در بلندمدت به همراه داشته باشند.

آژانس بین‌المللی انرژی در گزارش بازار برق (۲۰۲۲)، تغییرات آب و هوایی را یک تهدید فزاینده برای سیستم‌های برق شناسایی کرده است. بر اساس این گزارش بازارهای برق جهان در حال تجربه تاثیرات فزاینده تغییرات آب و هوایی هستند. رویدادهای شدید آب و هوایی مانند موج گرما، سرما، خشکسالی و تکرار سیلاب-های شدید، پایداری و قابلیت اطمینان تامین برق را تهدید می‌کنند. این رویدادها احتمالا در آینده به دلیل تغییرات آب و هوایی بیشتر خواهد بود، اگرچه ممکن است تاثیرات آن بین کشورها متفاوت باشد. ارزیابی کلی مخاطرات اقلیمی برای هر کشور بر اساس تجمیع سطوح در چهار زمینه (دما، سیل، خشکسالی و طوفان) صورت گرفته است. در بین کشورهای عضو آژانس، هند، مکزیک و چین با مخاطرات بالای آب و هوایی برای شبکه برق رو به رو هستند. کشورهای استرالیا، مجارستان، اندونزی، آفریقای جنوبی، تایلند، ایالات متحده

[1]. Sousa et al. 2022

آمریکا، برزیل، ژاپن و کره در سطح بالا- متوسط هستند. اتریش، جمهوری چک، استونی، آلمان، یونان، مراکش، لهستان، پرتغال، جمهوری اسلواکی، اسپانیا، سوئیس، ترکیه، بلژیک، کانادا، دانمارک، فنلاند، ایتالیا، هلند، نیوزیلند و سوئد در سطح متوسط – پایین هستند و این مخاطرات برای کشورهای ایرلند، لوکزامبورگ، نروژ، سنگاپور و بریتانیا در سطح پایینی گزارش شده است.

شیرالی و همکاران (۱۳۹۳) با استفاده از رویکرد درجه باورپذیری در منطق فازی، رتبه‌بندی ریسک‌ها در یک نیروگاه سیکل ترکیبی را به صورت جدول (۱۷) استخراج نموده‌اند.

جدول (۱۷). خطرات شناسایی شده در نیروگاه و شدت و فرکانس اختصاص داده شده به هر یک در مطالعه شیرالی و همکاران

ردیف	خطرات شناسایی شده	شدت پیامد	فرکانس وقوع
۱	انفجار محفظه توربین گاز یا Combustion Chamber	زیاد	خیلی کم
۲	انفجار یا آتش‌سوزی اینکلوژر توربین گاز	زیاد	زیاد
۳	پاشش سیستم اتوماتیک اطفاء حریق CO2	متوسط	کم
۴	ترکیدن خط روغن با فشار بیش از Bar220	زیاد	خیلی کم
۵	آرک، آتش‌سوزی و یا انفجار هنگام تعمیرات	متوسط	کم
۶	آتش‌سوزی یا انفجار مخازن سوخت گازوئیل	زیاد	خیلی کم
۷	ترکیدن لوله‌های بخار فشار بالا یا HP در اثر خوردگی یا ضربه به لوله‌ها	زیاد	زیاد
۸	انفجار یا آتش‌سوزی گاز مایع درون مخزن یا خطوط Ignition در اثر نشتی و تماس با حرارت، جرقه یا شعله	زیاد	خیلی کم
۹	خارج شدن یا شکستن پره‌های موجود در فن‌های خنک کننده	متوسط	کم
۱۰	سقوط در تانک‌ها، مخزن‌ها و کانال‌ها در اثر باز بودن منهول	متوسط	زیاد
۱۱	عدم تخلیه الکتریکی بعد از باز نمودن بریکرها و سکسیونرها	متوسط	کم

در جمع‌بندی این بخش باید اشاره کرد با توجه به آنکه ساختار شکست ریسک پیشنهادی در فصل اول پژوهش به نسبت سایر مطالعات صورت گرفته داخلی دارای نوآوری است، رتبه‌بندی ریسک‌های مذکور نیز تاکنون به صورتی که در این پژوهش صورت گرفته است تاکنون در تحقیقات داخلی انجام نشده است.

۴. روش‌شناسی

روش مورد استفاده در این پژوهش برای ارزیابی ریسک، ماتریس ریسک عمومی[۱](GRM) می‌باشد که در این قسمت روش‌شناسی آن بر اساس مقاله ماری و همکاران (۲۰۱۱) تشریح می‌شود. این روش نوعی ابزار شناسایی و ارزیابی ریسک در سطح گسترده و برای استفاده در انواع مختلف پروژه‌ها است. ارزیابی ریسک‌های شناسایی‌شده می‌تواند بر اساس سنجش اثرات عمومی آن‌ها و مقادیر احتمال انجام شود و یا با وزن‌ها و داده‌هایی که از سهامداران پروژه جمع‌آوری می‌شود، صورت گیرد.

۴-۱. ارزیابی احتمال و تاثیر برای ماتریس ریسک عمومی (GRM)

پس از شناسایی ریسک‌ها و طبقه‌بندی آن‌ها، ایجاد یک طرح طبقه‌بندی ارزیابی ریسک برای تکمیل GRM ضروری است. تفسیر احتمال و تاثیر ریسک در صنایع مختلف یکسان نیست. برای رفع این تناقضات، یک رویکرد ماتریس ریسک ساده انتخاب شده است. جدول (۱۸) سطوح اثرگذاری و احتمال‌های انتخابی را نشان می‌دهد. برای هر دو مولفه‌ی تاثیر و احتمال از مقادیر «کم»، «متوسط» و «بالا» استفاده شده است. استفاده از تنها سه مقدار، میزان اطلاعاتی را که به دست می‌آید، محدود می‌کند و جزئیات در نتایج را کاهش می‌دهد، در عین حال تکمیل ماتریس را برای یک پروژه خاص ساده می‌کند و حجم معقولی از جزئیات برای ارزیابی ریسک اولیه را ارائه می‌کند.

جدول (۱۸). نمونه ماتریس ریسک ساده‌سازی شده

تاثیرات	احتمالات		
	کم	متوسط	بالا
کم	LI-LP	LI-MP	LI-HP
متوسط	MI-LP	MI-MP	MI-HP
بالا	HI-LP	HI-MP	HI-HP

ریسک‌های گروه LI-LP اهمیت عملی کمی برای عملکرد پروژه دارند و این عوامل در صورت وقوع و زمانی که به وقوع می‌پیوندند، قابل بررسی هستند. آن‌ها توجیهی برای برنامه‌ریزی یا نظارت اضافی نیستند. گروه LI-MP ممکن است نیاز به تغییراتی در بودجه پروژه داشته باشند. دسته LI-HP دلالت بر این دارد که بودجه‌بندی اضطراری باید انجام شود. ریسک‌های MI-LP و MI-MP نشان می‌دهند تاثیر ریسک می‌تواند قابل توجه باشد و حداقل باید برنامه‌ریزی احتمالی برای آن صورت گیرد. خطرات HP اغلب به مقادیر اختصاصی بودجه نیاز

[۱]. Generic Risk Matrix

دارند، زیرا احتمال وقوع خطر بالا است. ریسک‌های گروه HI-LP و HI-MP دلالت بر این دارند که در صورت وقوع رویداد ممکن است نیاز به سرمایه خارجی یا استفاده از خدمات بیمه باشد. اگر ریسک بر منابع تاثیر بگذارد، مدیر پروژه باید منابع بالقوه اضافی را شناسایی کرده و احتمالا آن‌ها را رزرو کند. موارد موجود در گروه MI_HP و HI-HP دلالت بر این دارند که مدیر پروژه باید برای رخ دادن رویداد ریسکی برنامه‌ریزی کند. این برنامه‌ریزی ممکن است شامل بودجه‌بندی منابع اضافی یا در نظر گرفتن زمان اضافی باشد تا از تاثیر رویداد جلوگیری یا اثر آن را به حداقل برساند.

به منظور رتبه‌بندی عناصر ریسک، یک مقیاس وزن‌دهی برای ۹ دسته موجود در ماتریس ریسک ساده‌سازی شده اعمال شده است. برای هر دو مولفه تاثیر و احتمال، وزن‌های ۱، ۲ و ۳ به ترتیب برای کیفیت‌های «کم»، «متوسط» و «بالا» در نظر گرفته شده است. سپس مقادیر تخصیص داده شده به تاثیرات و احتمالات ضرب می‌شود تا وزن ترکیبی بدست آید.

به عنوان مثال، ترکیب LI-LP فاکتورهای (۱ و ۱) را ایجاد می‌کند که در هم ضرب می‌شوند و ارزش ترکیبی ۱ را برای ریسک مورد نظر می‌دهند. به طور مشابه LI-HP و HI-LP منجر به ارزش ریسک ۳ و HI-HP منجر به ارزش ریسک ۹ می‌شود. ماتریس ریسک با وزن‌ها در جدول (۱۹) نشان داده شده است. یکی از نقاط ضعف این رویکرد این است که وزن‌دهی ویژگی‌های تاثیر و احتمال به این روش ممکن است به اندازه کافی دقیق نباشد. برای مثال با استفاده از این رویکرد، به ریسک‌های گروه‌های MI-HP و HI-MP در هر دو حالت، عدد ۶ تخصیص داده می‌شود. در حالیکه این دو ترکیب ممکن است برای برخی از پروژه‌ها به یک اندازه نگران‌کننده نباشند.

جدول (۱۹). ترکیبات احتمال – اثر با وزن‌ها

		احتمالات		
	اثرات	کم	متوسط	بالا
وزن‌ها		۱	۲	۳
۱	کم	LI-LP (۱)	LI-MP (۲)	LI-HP (۳)
۲	متوسط	MI-LP (۲)	MI-MP (۴)	MI-HP (۶)
۳	بالا	HI-LP (۳)	HI-MP (۶)	HI-HP (۹)

گزینه‌های موجود که در اختیار پاسخ دهندگان قرار گرفته می‌شود برای سوال تاثیر ریسک، مهم؛ جدی؛ متوسط؛ حداقل؛ ناچیز و غیر قابل محاسبه وگزینه‌های مربوط به سوال احتمال وقوع، ۰-٪۲۰ ؛ ۲۰-۴۰٪ ؛ ۴۰-۶۰٪ ؛ ۶۰-۸۰٪ ؛ ۸۰-۱۰۰٪ و غیر قابل محاسبه می‌باشند که با نظم موجود در جدول (۲۰) دسته‌بندی می‌شوند.

جدول (۲۰). اثرات و احتمالات و نوع دسته‌بندی آن‌ها

اثرات	دسته‌بندی اثرات	احتمالات	دسته‌بندی احتمالات
بحرانی و جدی	بالا	٪ ۶۰ – ۸۰ ٪ ۸۰ – ۱۰۰	بالا
متوسط	متوسط	٪ ۴۰ – ۶۰	متوسط
حداقل و ناچیز	کم	٪ ۰ – ۲۰ ٪ ۲۰ – ۴۰	پایین

پاسخ‌های کیفی دریافتی از مصاحبه‌ها به این صورت کمی شده و مبنای محاسبه قرار خواهد گرفت.

۵. تجزیه و تحلیل نتایج و رتبه‌بندی ریسک‌ها

بر اساس روش‌شناسی فوق، پرسش‌نامه‌ای طراحی شد (پیوست ۳) که در قالب مصاحبه حضوری خدمت خبرگان صنعت برق در شرکت‌های: گروه مپنا/ گروه ماهتاب/ برق و انرژی صبا/ سرمایه‌گذاری نیروگاهی ایران (سنا)/ انرژی گستر جم/ نیروگاهی سیکل ترکیبی کرمانیان/ سرمایه‌گذاری برق و انرژی غدیر/ مدیریت انرژی امید تابان هور که همگی در فرآیند ساخت پروژه‌های نیروگاهی که به روش BOO در ایران انجام شده است، در بخش مدیریت پروژه و نظارت بر ریسک‌های سرمایه‌گذاری نقش مستقیم داشتند، ارائه گردید. انتخاب لیست فوق بر اساس شرکت‌های فعال در احداث نیروگاه‌ها (جدول ۲ فصل اول) صورت گرفته است. لازم به ذکر است پیمانکار ساخت پروژه‌های نیروگاهی فوق اغلب هلدینگ‌های مطرح سرمایه‌گذاری در صنعت نیروگاهی بوده‌اند و بنابراین اغلب چند نیروگاه که توسط یک هلدینگ ساخته شده است، ادغام گردیده و یک پرسش‌نامه توسط شرکت سرمایه‌گذاری اصلی تکمیل شده است.

در ابتدا چهار هدف زمان، کیفیت، هزینه و ایمنی در نظر گرفته شد تا خبرگان به روش AHP آن‌ها را وزن‌دهی کنند اما در جریان مصاحبه و با اتفاق نظر موجود اهداف به دو مورد زمان (چنانچه ریسک مورد نظر منجر به تاخیر در زمان تحویل پروژه شود) و هزینه (چنانچه ریسک مورد نظر بر هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری نیروگاه

اثرگذار باشد) تقلیل داده شد و وزن اهمیت یکسانی برای اهداف تعریف شد. برای هر یک از سوالات احتمال وقوع، اثرگذاری ریسک بر هدف هزینه‌ای و اثرگذاری ریسک بر هدف زمانی سه طبقه تعریف شد که شرح آن در پیوست (۳) آمده است. سپس بر اساس جدول (۱۹) وزن‌دهی پاسخ‌ها صورت گرفت. لازم به ذکر است با توجه به آنکه اهداف در این پروژه دو مورد بوده است، طیف وزن‌دهی شده پاسخ‌ها برای هر یک از انواع اثرگذاری (زمان و هزینه) پنج مورد می‌باشد به شرح: اثر کم (در حالتی که اثر ریسک بر هر دو هدف کم برآورد شده است)، اثر کم/متوسط (در موردی که اثر ریسک بر یکی از اهداف کم و بر دیگری متوسط گزارش شده است)، اثر متوسط (زمانی که اثر ریسک در صورت وقوع بر هر دو هدف پروژه متوسط اعلام شده است)، اثر متوسط/ بالا (مربوط به پاسخ‌هایی که اثر ریسک را بر یکی از اهداف متوسط و بر دیگری بالا پیش‌بینی کرده‌اند) و اثر بالا (در حالتی که اثر ریسک بر هر دو هدف پروژه بالا تخمین زده شده است). در نهایت با توجه به تعداد پاسخ‌هایی که برای هر طبقه ثبت شده است و نیز وزن اهمیت هر طبقه، محاسبات مربوط به اهمیت وزنی صورت گرفت و ریسک‌ها رتبه‌بندی شد. بر این اساس رتبه (۱) به بزرگترین ریسک بر اساس مجموع ملاحظات احتمال وقوع و اثرگذاری در صورت وقوع بر اهداف هزینه‌ای و زمانی تعلق گرفت و کم اهمیت‌ترین ریسک رتبه (۸۶) را کسب کرد. جدول (۲۲) بر اساس نتایج جدول (۲۱) تهیه شده است و وضعیت هر ریسک را در دو مولفه احتمال و اثرات (به صورت مجموع) نشان می‌دهد. در مواردی که عدد به دست آمده برای دو طبقه از احتمالات یا دو طبقه از اثرات یکسان شده باشد، به تبعیت از روش‌شناسی ماری و همکاران (۲۰۱۱)، طبقه‌ای که احتمال یا اثرگذاری بیشتر را نشان می‌دهد، در سمت راست جدول (۲۲) تیک مشکی خورده است.

جدول (۲۱). رتبه‌بندی ریسک‌ها

رتبه بندی	اهمیت وزنی	NA	احتمال بالا اثر بالا	احتمال بالا اثر متوسط/بالا	احتمال بالا اثر کم/متوسط	احتمال بالا اثر متوسط	احتمال بالا اثر کم	احتمال متوسط اثر بالا	احتمال متوسط اثر متوسط/بالا	احتمال متوسط اثر متوسط	احتمال متوسط اثر کم/متوسط	احتمال متوسط اثر کم	احتمال کم اثر بالا	احتمال کم اثر متوسط/بالا	احتمال کم اثر متوسط	احتمال کم اثر کم/متوسط	احتمال کم اثر کم
		۰	۹	۷,۵	۴,۵	۶	۳	۶	۵	۴	۳	۲	۳	۲,۵	۲	۱,۵	۱
نوع ریسک‌ها																	
سیاسی																	
تحمیل شرایط یک سویه از جانب جریان‌های سیاسی حاکم در تصمیم-گیری	**۴۳۱.۲۵**	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	۱۲.۵
سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه-گذار	**۲۹۳.۷۵**	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵
تحریم	**۷۸۷.۵**	۰	۶۲.۵	۰	۰	۰	۰	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها	**۳۱۲.۵**	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵

۱۷	۵۵۶.۲۵	۰	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی
۷۸	۱۸۱.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۳۷.۵	اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده
۸۵	۱۰۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۰۰	عدم پذیرش پروژه از سوی جامعه محلی
اقتصادی																			
۵۶	۲۶۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ مالیات‌های مستقیم و غیر مستقیم
۱۰	۶۷۵	۰	۵۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان
۱۳	۶۵۰	۰	۵۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	۲۵	۰	۰	تاخیر در احداث، بهره-برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان
۱	۸۲۵	۰	۸۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	افزایش نرخ ارز
درآمدی																			
۲۲	۴۸۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	عدم دریافت بهای تمام شده برق از مصرف کننده نهایی

۶	۷۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۲۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق
۱۴	۶۴۳.۷۵	۰	۲۵	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	عدم تناسب فرمول تعدیل قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی برق با اقتصاد پروژه
۱۱	۶۷۵	۰	۳۷.۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	انحصار خرید یا ترانزیت برق توسط وزارت نیرو
۴۷	۳۰۶.۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	افزایش قیمت سوخت
۳	۷۵۰	۰	۵۰	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق
۱۶	۵۸۷.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	عدم بازگشت سرمایه ناشی از تعهد ۵۰ درصدی take or pay در قراردادهای خرید تضمینی
۸۳	۱۵۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۷۵	جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق
۲۸	۴۵۶.۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	افزایش هزینه‌های O & M
۳۷	۴۰۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	اعمال قوانین سخت گیرانه از سوی حاکمیت برای

																	صادرات برق توسط بخش خصوصی
۱۲	۶۶۸.۷۵	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	افزایش بهای تمام شده برق و کاهش حاشیه سود عملیاتی
۱۸	۵۴۳.۷۵	۰	۲۵	۰	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	عدم درج خسارت تاخیر در پرداخت صورت حساب‌های فروش برق از سوی خریدار در قراردادهای خرید تضمینی و بازار برق
فنی																	
۵۴	۲۷۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی
۷۹	۱۸۱.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۶۲.۵	مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد
۷۴	۲۰۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	۰	۰	۵۰	نواقص طراحی
۷۷	۲۰۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت)
۵۳	۲۸۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۵	۰	۳۷.۵	توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران

																	داخلی و یا محدود بودن ظرفیت آن‌ها
۲۱	۵۰۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	دشواری تامین تجهیزات عمده ساخت نیروگاهی از داخل
۷۳	۲۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره
۳۱	۴۴۳.۷۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	دشواری تامین قطعات برای بهره‌برداری و تعمیرات
۶۰	۲۵۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	مطالعات امکان سنجی فنی و اقتصادی ناقص یا دارای اشتباهات اساسی
۵۲	۲۹۳.۷۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات
۶۸	۲۳۱.۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	سخت گیری‌ها و استفاده ابزاری شبکه در صدور مجوزها مانند مجوز اتصال به شبکه برای انتقال برق
حقوقی / قانونی																	
۲۴	۴۸۱.۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین

۲۹	۴۵۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود
۳۸	۴۰۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانون
۲۵	۴۸۱.۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد برق
۲۶	۴۸۱.۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	تغییر در عوارض و حقوق گمرکی
۱۹	۵۱۸.۷۵	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	تغییر مکرر در قوانین
۳۵	۴۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی و یا عدم وجود تضامین کافی در برخی موارد
۳۲	۴۴۳.۷۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه (الزام به ارائه گواهی ظرفیت نیروگاه)
۴۸	۳۰۶.۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	توقیف و ضبط اموال پروژه
۷۵	۲۰۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	عدم تمدید پروانه بهره-برداری
۵۷	۲۶۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	حذف یا کاهش معافیت-های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی
تامین مالی																		

۴	۷۵۰	۱۲.۵	۷۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق
۸	۶۸۱.۲۵	۰	۵۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق
۵	۷۵۰	۰	۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی
۷	۷۰۰	۰	۵۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی
۹	۶۸۱.۲۵	۰	۵۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات)
۱۵	۶۰۰	۰	۵۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	نبود شیوه‌های جدید تامین مالی در پاسخ به نیازهای سرمایه‌گذاران
۳۹	۳۹۳.۷۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	تغییر دیدگاه بانک‌ها برای ورود به پروژه با تغییر مدیریت بانک و غیره

																		مدیریتی در سمت سرمایه‌گذار
۲۳	۴۸۷.۵	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیردولتی
۶۱	۲۵۶.۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	بروز مشکلات در روابط بین اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری و نقض تعهدات توسط برخی از اعضا
۵۸	۲۶۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌گذار (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه-گذار)
۶۹	۳۵۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه
۶۵	۲۳۷.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	سوء استفاده مدیران از منابع پروژه

۴۴	۳۱۸.۷۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۲۵	برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه
۳۴	۴۳۱.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۶۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	ورشکستگی شرکت پروژه
۳۶	۴۰۶.۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	انتخاب هیئت مدیره ناآشنا با موضوعات برق و نیروگاه
۴۲	۳۴۳.۷۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	انتخاب مدیر پروژه ناآگاه با موضوعات تخصصی پروژ
زیر ساخت و تدارکات																			
۶۲	۲۵۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۲۵	ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح
۶۴	۲۴۳.۷۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۳۷.۵	۳۷.۵	مشکل در تامین زمین
۸۰	۱۶۸.۷۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	حبس انرژی به دلیل مکان‌یابی نادرست ساختگاه و نبود ساختارهای انتقال کافی
۷۶	۲۰۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۵۰	سرقت تجهیزات نصب شده
۸۲	۱۵۶.۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۳۷.۵	۵۰	مشکل در حمل و نقل تجهیزات
قراردادی																			

۵۵	۲۷۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۲۵	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها)
۲۷	۴۶۸.۷۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	تاخیر دولت در اجرای قراردادها
۴۹	۳۰۶.۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم
۲۰	۵۰۶.۲۵	۰	۰	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۲۵	۰	۰	۰	قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت
۵۰	۳۰۰	۲۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	نبود ساز و کار بازپرداخت هزینه‌های انجام شده از سوی سرمایه‌گذار در صورت فسخ قرارداد توسط او
۴۳	۳۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	تاخیر در انجام تعمیرات ناشی از مشکلات شبکه و نبود ساز و کاری در قراردادها به منظور پیش‌بینی این شرایط
فورس ماژور																		
۷۰	۲۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۰	۳۷.۵	فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره)
۸۴	۱۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۶۲.۵	وقوع حملات سایبری و خرابکارانه

																		مدیریتی در سمت سرمایه‌پذیر
۷۱	۲۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	جهت‌دار شدن و یا ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات ۵۰
۵۹	۲۶۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر ۵۰
۶۶	۲۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی ۲۵
۴۰	۳۵۶.۲۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌پذیر (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه-گذار) ۱۲.۵
۳۰	۴۵۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۰	۰	۰	تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران ۱۲.۵

عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۳۷.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۳۱.۲۵	۴۱
عدم رعایت الزامات سیستم مدیریت پروژه و سایر استانداردهای مدیریتی مورد نیاز	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۳۱۲.۵	۴۶
زیست محیطی																		
مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی	۳۷.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۲۵۰	۶۳
تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی	۶۲.۵	۰	۲۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۶۲.۵	۸۱
تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین‌المللی	۱۰۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۰۰	۸۶
بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی	۶۲.۵	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۲۲۵	۷۲
عدم پیش‌بینی هزینه‌های تغییر در قوانین زیست محیطی در دوره بهره-برداری در مدل مالی سرمایه‌گذار	۵۰	۰	۰	۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۲۳۷.۵	۶۷

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول (۲۲). رتبه‌بندی ریسک‌ها برای احتمال و اثرات

رتبه بندی	اهمیت وزنی	اثرات						احتمالات			اثرات						احتمالات			
		بالا	متوسط/بالا	متوسط	کم/متوسط	کم		بالا	متوسط	کم	بالا	متوسط/بالا	متوسط	کم/متوسط	کم		زیاد	متوسط	کم	نوع ریسک‌ها
سیاسی																				
۳۳	۴۳۱.۲۵	•								•	۳۷.۵	۲۵	۰	۲۵	۱۲.۵		۲۵	۲۵	۵۰	تحمیل شرایط یک سویه از جانب جریان‌های سیاسی حاکم در تصمیم-گیری
۵۱	۲۹۳.۷۵			•						•	۱۲.۵	۰	۵۰	۱۲.۵	۲۵		۱۲.۵	۲۵	۶۲.۵	سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه‌گذار
۲	۷۸۷.۵	•						•			۱۰۰	۰	۰	۰	۰		۶۲.۵	۳۷.۵	۰	تحریم
۴۵	۳۱۲.۵			•					•		۱۲.۵	۰	۵۰	۱۲.۵	۱۲.۵		۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها
۱۷	۵۵۶.۲۵	•						•			۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۲۵	۰		۳۷.۵	۳۷.۵	۲۵	قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی
۷۸	۱۸۱.۲۵					•				•	۰	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۳۷.۵		۰	۱۲.۵	۸۷.۵	اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده

۸۵	۱۰۰					•			•							۰	۱۰۰	عدم پذیرش پروژه از سوی جامعه محلی
اقتصادی																		
۵۶	۲۶۲.۵			•			•					۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۵۰	بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ مالیات‌های مستقیم و غیر مستقیم
۱۰	۶۷۵	•						•				۷۵	۱۲.۵	۰	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان
۱۳	۶۵۰	•						•				۷۵	۰	۰	۲۵	۵۰	۲۵	تاخیر در احداث، بهره-برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان
۱	۸۲۵	•						•				۱۰۰	۰	۰	۰	۸۷.۵	۰	افزایش نرخ ارز
درآمدی																		
۲۲	۴۸۷.۵	•						•				۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۶۲.۵	۱۲.۵	عدم دریافت بهای تمام شده برق از مصرف کننده نهایی
۶	۷۱۲.۵	•						•				۳۷.۵	۲۵	۰	۲۵	۱۰۰	۰	عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق
۱۴	۶۴۳.۷۵		•					•				۲۵	۵۰	۰	۱۲.۵	۶۲.۵	۳۷.۵	عدم تناسب فرمول تعدیل قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی برق با اقتصاد پروژه

۱۱	۶۷۵	•				•	۳۷.۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۲۵	۱۰۰	۰	۰	انحصار خرید یا ترانزیت برق توسط وزارت نیرو
۴۷	۳۰۶.۲۵			•			۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۳۷.۵	۲۵	افزایش قیمت سوخت
۳	۷۵۰	•				•	۶۲.۵	۲۵	۰	۰	۱۲.۵	۸۷.۵	۱۲.۵	۰	تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق
۱۶	۵۸۷.۵	•				•	۵۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۶۲.۵	۲۵	۰	عدم بازگشت سرمایه ناشی از تعهد ۵۰ درصدی take or pay در قراردادهای خرید تضمینی
۸۳	۱۵۰						۰	۰	۱۲.۵	۰	۸۷.۵	۰	۲۵	۷۵	جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق
۲۸	۴۵۶.۲۵	•				•	۲۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	۲۵	افزایش هزینه‌های O & M
۳۷	۴۰۰					•	۰	۲۵	۱۲.۵	۲۵	۳۷.۵	۷۵	۱۲.۵	۱۲.۵	اعمال قوانین سخت گیرانه از سوی حاکمیت برای صادرات برق توسط بخش خصوصی
۱۲	۶۶۸.۷۵	•				•	۳۷.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۰	۱۲.۵	۸۷.۵	۱۲.۵	۰	افزایش بهای تمام شده برق و کاهش حاشیه سود عملیاتی
۱۸	۵۴۳.۷۵					•	۲۵	۰	۲۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۸۷.۵	۰	۱۲.۵	عدم درج خسارت تاخیر در پرداخت صورت حساب‌های فروش برق از

																		سوی خریدار در قراردادهای خرید تضمینی و بازار برق
																		فنی
۵۴	۲۷۵						•		•					۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی
۷۹	۱۸۱.۲۵								•					۰	•	۱۲.۵	۱۲.۵	مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد
۷۴	۲۰۶.۲۵								•					۲۵	•	۰	۱۲.۵	نواقص طراحی
۷۷	۲۰۰					•								۱۲.۵	•	۱۲.۵	۰	تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت)
۵۳	۲۸۷.۵				•									۱۲.۵	•	۱۲.۵	۳۷.۵	توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران داخلی و یا محدود بودن ظرفیت آن‌ها
۲۱	۵۰۰	•							•					۷۵		۰	۰	دشواری تامین تجهیزات عمده ساخت نیروگاهی از داخل
۷۳	۲۱۲.۵								•					۰	•	۳۷.۵	۱۲.۵	عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره

۳۱	۴۴۳.۷۵	•							•		۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۳۷.۵	دشواری تامین قطعات برای بهره‌برداری و تعمیرات
۶۰	۲۵۶.۲۵				•					•	۱۲.۵	۲۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۲۵	۷۵	مطالعات امکان سنجی فنی و اقتصادی ناقص یا دارای اشتباهات اساسی
۵۲	۲۹۳.۷۵					•					۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۶۲.۵	عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات
۶۸	۲۳۱.۲۵					•			•		۰	۰	۲۵	۱۲.۵	۵۰	۱۲.۵	۵۰	۲۵	سخت گیری‌ها و استفاده ابزاری شبکه در صدور مجوزها مانند مجوز اتصال به شبکه برای انتقال برق
حقوقی / قانونی																			
۲۴	۴۸۱.۲۵				•				•		۲۵	۰	۳۷.۵	۲۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۵۰	۱۲.۵	عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین
۲۹	۴۵۰	•							•		۲۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۵۰	۲۵	تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود
۳۸	۴۰۰	•							•		۲۵	۲۵	۲۵	۰	۲۵	۱۲.۵	۵۰	۳۷.۵	تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانون
۲۵	۴۸۱.۲۵				•					•	۱۲.۵	۰	۵۰	۱۲.۵	۲۵	۶۲.۵	۲۵	۱۲.۵	نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد برق
۲۶	۴۸۱.۲۵				•					•	۲۵	۱۲,۵	۳۷,۵	۱۲,۵	۱۲,۵	۳۷,۵	۲۵	۲۵	تغییر در عوارض و حقوق گمرکی
۱۹	۵۱۸.۷۵	•								•	۳۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	۲۵	تغییر مکرر در قوانین

۳۵	۴۱۲.۵	•							•		۳۷.۵	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۲۵	۵۰	۱۲.۵	ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی و یا عدم وجود تضامین کافی در برخی موارد
۳۲	۴۴۳.۷۵			•						•	۰	۱۲.۵	۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۵۰	۳۷.۵	۰	ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه (الزام به ارائه گواهی ظرفیت نیروگاه)
۴۸	۳۰۶.۲۵						•				۳۷.۵	۱۲.۵	۰	۰	۵۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۷۵	توقیف و ضبط اموال پروژه
۷۵	۲۰۶.۲۵						•				۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۶۲.۵	۰	۲۵	۷۵	عدم تمدید پروانه بهره-برداری
۵۷	۲۶۲.۵						•		•		۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۵۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	حذف یا کاهش معافیت-های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی
تامین مالی																			
۴	۷۵۰	•							•		۷۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۸۷.۵	۰	۰	ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق
۸	۶۸۱.۲۵	•							•		۶۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۰	۷۵	۰	۲۵	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق

۵	۷۵۰	•					•			۸۷.۵	۰	۱۲.۵	۰	۰	۷۵	۱۲.۵	۱۲.۵	عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی
۷	۷۰۰	•					•			۵۰	۱۲.۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۸۷.۵	۱۲.۵	۰	عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی
۹	۶۸۱.۲۵	•					•			۵۰	۲۵	۲۵	۰	۰	۶۲.۵	۲۵	۱۲.۵	افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات)
۱۵	۶۰۰	•					•			۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۲۵	۵۰	۳۷.۵	۱۲.۵	نبود شیوه‌های جدید تامین مالی در پاسخ به نیازهای سرمایه‌گذاران
۳۹	۳۹۳.۷۵			•				•		۱۲.۵	۲۵	۵۰	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۵۰	۳۷.۵	تغییر دیدگاه بانک‌ها برای ورود به پروژه با تغییر مدیریت بانک و غیره
مدیریتی در سمت سرمایه‌گذار																		
۲۳	۴۸۷.۵	•					•			۵۰	۰	۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۳۷.۵	۲۵	۳۷.۵	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیردولتی
۶۱	۲۵۶.۲۵			•					•	۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۵۰	بروز مشکلات در روابط بین اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری و نقض تعهدات توسط برخی از اعضا

۵۸	۲۶۲.۵			•						۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۵۰	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌گذار (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)
۶۹	۳۵۰			•						۲۵	۰	۳۷.۵	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۵۰	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه
۶۵	۲۳۷.۵			•						۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۰	۳۷.۵	۰	۳۷.۵	۵۰	سوء استفاده مدیران از منابع پروژه
۴۴	۳۱۸.۷۵	•								۳۷.۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۲۵	۰	۳۷.۵	۶۲.۵	برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه
۳۴	۴۳۱.۲۵	•							•	۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۶۲.۵	۳۷.۵	ورشکستگی شرکت پروژه
۳۶	۴۰۶.۲۵	•							•	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۱۲.۵	۵۰	۳۷.۵	انتخاب هیئت مدیره ناآشنا با موضوعات برق و نیروگاه
۴۲	۳۴۳.۷۵	•							•	۲۵	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۵۰	۵۰	انتخاب مدیر پروژه ناآگاه با موضوعات تخصصی پروژ
زیر ساخت و تدارکات																			

۶۲	۲۵۶.۲۵			•						۱۲.۵	۰	۳۷.۵	۲۵	۲۵	۰	۳۷.۵	ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح
۶۴	۲۴۳.۷۵				•					۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	مشکل در تامین زمین
۸۰	۱۶۸.۷۵			•						۰	۱۲.۵	۲۵	۲۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۷۵	حبس انرژی به دلیل مکان‌یابی نادرست ساختگاه و نبود ساختارهای انتقال کافی
۷۶	۲۰۶.۲۵					•				۰	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۵۰	۱۲.۵	۱۲.۵	سرقت تجهیزات نصب شده
۸۲	۱۵۶.۲۵					•				۰	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۵۰	۰	۱۲.۵	مشکل در حمل و نقل تجهیزات
قراردادی																	
۵۵	۲۷۵			•				•		۰	۱۲.۵	۵۰	۰	۳۷.۵	۰	۶۲.۵	۳۷.۵	مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها)
۲۷	۴۶۸.۷۵			•				•		۱۲.۵	۲۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۲۵	۶۲.۵	۱۲.۵	تاخیر دولت در اجرای قراردادها
۴۹	۳۰۶.۲۵		•						•	۰	۲۵	۲۵	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۵۰	مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم
۲۰	۵۰۶.۲۵			•			•			۱۲.۵	۳۷.۵	۵۰	۰	۰	۳۷.۵	۳۷.۵	۲۵	قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت
۵۰	۳۰۰				•			•		۱۲.۵	۲۵	۰	۳۷.۵	۰	۱۲.۵	۵۰	۱۲.۵	نبود ساز و کار بازپرداخت هزینه‌های انجام شده از سوی سرمایه‌گذار در

																	صورت فسخ قرارداد توسط او	
۴۳	۳۲۵					•		۱۲.۵	۲۵	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۵۰	۲۵		تاخیر در انجام تعمیرات ناشی از مشکلات شبکه و نبود ساز و کاری در قراردادها به منظور پیش‌بینی این شرایط	
فورس ماژور																		
۷۰	۲۲۵					•		۲۵	۱۲.۵	۲۵	۰	۳۷.۵	۰	۱۲.۵	۸۷.۵		فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره)	
۸۴	۱۳۷.۵					•		۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۶۲.۵	۰	۰	۱۰۰		وقوع حملات سایبری و خرابکارانه	
مدیریتی در سمت سرمایه‌پذیر																		
۷۱	۲۲۵					•		۰	۰	۲۵	۲۵	۵۰	۰	۵۰	۵۰		جهت‌دار شدن و یا ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات	
۵۹	۲۶۲.۵					•		۲۵	۰	۲۵	۰	۵۰	۰	۳۷.۵	۶۲.۵		توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر	
۶۶	۲۳۷.۵					•		۰	۲۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۵۰	۰	۵۰	۵۰		ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی	
۴۰	۳۵۶.۲۵			•				۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۶۲.۵	۱۲.۵		عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار	

																		در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌پذیر (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)
۳۰	۴۵۰				•			۲۵	۰	۳۷.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۳۷.۵	۳۷.۵	۱۲.۵		تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران
۴۱	۲۳۱.۲۵			•			•	۰	۰	۵۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۰	۳۷.۵	۶۲.۵			عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه
۴۶	۳۱۲.۵		•			•		۱۲.۵	۲۵	۲۵	۲۵	۲۵	۱۲.۵	۰	۵۰	۵۰		عدم رعایت الزامات سیستم مدیریت پروژه و سایر استانداردهای مدیریتی مورد نیاز
زیست محیطی																		
۶۳	۲۵۰				•			۱۲.۵	۰	۲۵	۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۳۷.۵	۱۲.۵	۵۰		مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی
۸۱	۱۶۲.۵				•			۰	۰	۳۷.۵	۶۲.۵	۰	۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۸۷.۵		تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی

۸۶	۱۰۰				•				•	۰	۰	۰	۱۰۰	۰	۰	۰	۱۰۰	تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین-المللی
۷۲	۲۲۵				•				•	۰	۱۲.۵	۱۲.۵	۶۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۷۵	بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی
۶۷	۲۳۷.۵				•			•		۱۲.۵	۰	۱۲.۵	۶۲.۵	۱۲.۵	۱۲.۵	۰	۵۰	عدم پیش‌بینی هزینه‌های تغییر در قوانین زیست محیطی در دوره بهره-برداری در مدل مالی سرمایه‌گذار

منبع: یافته‌های پژوهش

همچنین بر اساس ریستیک[1](۲۰۱۳) با توجه به نتایج جدول (۲۱) می‌توان ماتریس ارزیابی ریسک را به صورت زیر ترسیم کرد:

شکل (۱۲). ماتریس ارزیابی ریسک

		نتایج				
		کم	کم/ متوسط	متوسط	متوسط / بالا	بالا
احتمال	کم	۶ ۷ ۱۹ ۲۵ ۲۶ ۳۰ ۳۳ ۴۳ ۴۴ ۶۵ ۶۶ ۷۳ ۷۴ ۷۶ ۸۲ ۸۳ ۸۴ ۸۵	۲۷ ۶۳	۲ ۳۲ ۵۴ ۵۵ ۵۶ ۵۷ ۶۲ ۶۴ ۸۰	۲۸ ۶۹	۱ ۵۸
	متوسط	۲۴ ۳۴ ۴۵ ۷۲ ۷۵ ۷۷ ۸۶	۷۱	۴ ۸ ۱۶ ۳۵ ۵۲ ۶۷ ۶۸ ۷۸	۸۱	۲۹ ۳۱ ۳۶ ۳۷ ۴۱ ۵۹ ۶۰ ۶۱
	بالا	۲۱	۲۳	۳۸ ۳۹	۱۴	۳ ۵

[1]. Ristic (2013)

۹ ۱۰ ۱۱ ۱۲ ۱۳ ۱۵ ۱۷ ۱۸ ۲۰ ۲۲ ۴۰ ۴۶ ۴۷ ۴۸ ۴۹ ۵۰ ۵۱ ۵۳		۴۲ ۷۰ ۷۹				

منبع: یافته‌های پژوهش

در ماتریس فوق سلول سفید ریسک ناچیز، سلول‌های سبز ریسک جزئی، سلول‌های زرد ریسک جدی، سلول‌های نارنجی ریسک‌های عمده و سلول‌های قرمز ریسک‌های بحرانی را نشان می دهند. بنابراین بر اساس ماتریس بالا و نظرات خبرگان، ۴۸ریسک در گروه عمده و بحرانی دسته‌بندی شده‌اند که نشان می‌دهد سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری از دید سرمایه‌گذار پرمخاطره بوده و به همین دلیل در برنامه ششم توسعه هیچ پروژه نیروگاهی جدید توسط بخش غیر دولتی آغاز نشده است.

همچنین بر اساس رتبه‌بندی جدول (۲۱) ده ریسک با بالاترین رتبه عبارتند از:

۱. افزایش نرخ ارز (در گروه ریسک‌های اقتصادی)؛
۲. تحریم (در گروه ریسک‌های سیاسی)؛
۳. تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۴. ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛

۵. عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۶. عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۷. عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۸. تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۹. افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات) (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۱۰. افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان (در گروه ریسک های اقتصادی).

همانطور که مشاهده می‌شود، مخاطرات اصلی در این نوع از سرمایه‌گذاری شامل مخاطرات تامین مالی، درآمدی و اقتصادی می‌باشد. کانال‌های اثرگذاری این مخاطرات بر سرمایه‌گذاری در تولید برق را می‌توان به شرح زیر برشمرد:

- افزایش نرخ ارز: افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری نیروگاه؛ افزایش هزینه‌های مرتبط با تامین قطعات خارجی و وارداتی؛ افزایش هزینه‌های پرداختی به شرکای خارجی؛ افزایش ارزش ریالی اقساط وام‌های ارزی دریافتی برای احداث نیروگاه.
- تحریم: دشواری تامین قطعات از خارج کشور؛ مشکل در انتقال درآمدهای ناشی از صادرات برق به داخل که بر روی درآمدهای وزارت نیرو اثر داشته و در نتیجه پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق را با تاخیر زمانی بیشتری همراه می‌کند (در شرایط فعلی نیروگاه‌های غیر دولتی مجوز صادرات برق ندارند و صادرات انرژی برق در انحصار وزارت نیرو است).
- تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق: کمبود نقدینگی نیروگاه‌ها برای انجام هزینه‌های جاری اداره نیروگاه و انجام به موقع تعمیرات و نگهداری؛ کاهش ارزش پول و قدرت خرید مطالبات در زمان دریافت به نسبت زمان ثبت مطالبه به دلیل در نظر گرفته نشدن خسارت تاخیر در تادیه برای مطالبات فروش برق.
- ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق: ناتوانی سرمایه‌گذار در تامین مالی پروژه احداث نیروگاه.
- عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی: ناتوانی سرمایه‌گذار در تامین مالی به موقع پروژه احداث نیروگاه؛ تاخیر در زمان بهره‌برداری نیروگاه.

- عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق: کاهش درآمدزایی و سودآوری نیروگاه؛ کاهش ارزش سهام نیروگاه‌ها به دلیل شرایط مالی نامناسب و چشم انداز نامناسب از سودآوری آینده پروژه نیروگاهی؛ ناتوانی در انجام درست هزینه‌های جاری و تعمیر و نگهداری نیروگاه که بر ارزش دارایی‌های نیروگاه و استهلاک آن‌ها اثرگذار است.
- عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی: ناتوانی سرمایه‌گذار در تامین مالی پروژه احداث نیروگاه.
- تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق: ناتوانی سرمایه‌گذار در تامین مالی به موقع پروژه احداث نیروگاه؛ تاخیر در زمان بهره‌برداری نیروگاه؛ عدم بازگشت سرمایه در زمان پیش‌بینی شده.
- افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات): کاهش سودآوری مورد انتظار پروژه؛ ناتوانی در بازپرداخت وام‌های دریافتی.
- افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان: کاهش سودآوری مورد انتظار پروژه؛ ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات دریافتی؛ عدم بازگشت سرمایه در زمان پیش‌بینی شده.

۶. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در فصل اول پس از توصیف وضع موجود در صنعت برق ایران با تمرکز بر بحث سرمایه‌گذاری بخش غیر دولتی در نیروگاه‌های حرارتی تولیدکننده برق، ساختار شکست ریسک برای موضوع مورد بررسی یعنی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری (BOO) پیشنهاد گردید. در این فصل از پروژه پژوهشی پیش رو به منظور انجام ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌های شناسایی شده، ابتدا مروری بر مبانی نظری فرآیند مدیریت ریسک به منظور درک جایگاه ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک در این فرآیند صورت می‌گیرد و تکنیک‌هایی که در ادبیات اقتصادی و مالی برای این منظور وجود دارد، تشریح می‌شود.

مراحل مختلف فرآیند مدیریت ریسک را می‌توان به این صورت برشمرد: شناخت و درک اهداف راهبردی شرکت، شناسایی ریسک، توصیف ریسک، برآورد ریسک، تحلیل ریسک، تخمین ریسک، ارزیابی ریسک، گزارش و تبادل اطلاعات درباره ریسک، مواجه با ریسک. به کمک ارزیابی ریسک می‌توان ریسک‌ها را برای تعیین اولویت‌های مدیریت آن‌ها رتبه‌بندی کرد. بنابراین زمانی که رویدادهای ریسکی در پروژه شناسایی می‌شوند،

مرحله بعدی ارزیابی و تعیین اولویت برای آن‌ها است تا بتوان اقدامات مدیریت ریسک را راهنمایی کرد. این فرآیند پیوندی اساسی بین شناسایی سیستماتیک ریسک‌ها و مدیریت منطقی مواردی که اثر معنادار دارند، ایجاد می‌کند.

به منظور ارزیابی ریسک تکنیک‌هایی در ادبیات مالی و اقتصادی وجود دارد که عبارتند از: تجزیه و تحلیل مقدماتی خطر؛ روش HAZOP؛ تحلیل سناریو، ماتریس‌های ارزیابی ریسک، تحلیل حالت‌ها و اثرات شکست، تجزیه و تحلیل درخت خطا و تجزیه و تحلیل درخت رویداد. با وجود آنکه روش‌های مختلف ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌ها تفاوت‌هایی دارند، اما همگی روش‌ها به نوعی به دنبال کمی‌سازی احتمال وقوع ریسک و برآورد شدت اثر ریسک در صورت وقوع بر اهداف پروژه هستند.

بر همین اساس روش مورد استفاده در این پژوهش برای ارزیابی ریسک، ماتریس ریسک عمومی (GRM) می‌باشد که تشریح روش‌شناسی آن از مقاله ماری و همکاران (۲۰۱۱) صورت گرفته است. این روش نوعی ابزار شناسایی و ارزیابی ریسک در سطح گسترده و برای استفاده در انواع مختلف پروژه‌ها است. ارزیابی ریسک‌های شناسایی‌شده می‌تواند بر اساس سنجش اثرات عمومی آن‌ها و مقادیر احتمال انجام شود و یا با وزن‌ها و داده‌هایی که از سهامداران پروژه جمع‌آوری می‌شود، صورت گیرد.
بر اساس نتایج این فصل و ماتریس ارزیابی ریسک به دست آمده از نظرات خبرگان، از ۸۶ ریسک شناسایی شده در فصل اول، ۴۸ریسک در گروه عمده و بحرانی دسته‌بندی شده‌اند که نشان می‌دهد سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک و بهره‌برداری از دید سرمایه‌گذار پرمخاطره بوده و به همین دلیل در برنامه ششم توسعه هیچ پروژه نیروگاهی جدید توسط بخش غیر دولتی آغاز نشده است.

همچنین بر اساس رتبه‌بندی صورت گرفته، ده ریسک با بالاترین رتبه عبارتند از:

۱. افزایش نرخ ارز (در گروه ریسک‌های اقتصادی)؛
۲. تحریم (در گروه ریسک‌های سیاسی)؛
۳. تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۴. ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۵. عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۶. عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۷. عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛

۸. تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۹. افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات) (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۱۰. افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان (در گروه ریسک های اقتصادی).

همانطور که مشاهده می‌شود، مخاطرات اصلی در این نوع از سرمایه‌گذاری شامل مخاطرات تامین مالی، درآمدی و اقتصادی می‌باشد.

فصل سوم

استخراج نقشه راه کاهش تاثیرات ریسک برای سرمایه‌گذار

۱. مقدمه

در فصل دوم از طرح پژوهشی پیش رو، رتبه‌بندی ریسک‌های شناسایی شده در فصل اول بر اساس احتمال وقوع و اثرگذاری آن‌ها در صورت وقوع بر اهداف هزینه‌ای و زمانی پروژه، صورت گرفت. بر این اساس ده ریسک به شرح زیر بالاترین رتبه‌ها را به دست آوردند:

۱. افزایش نرخ ارز (در گروه ریسک‌های اقتصادی)؛
۲. تحریم (در گروه ریسک‌های سیاسی)؛
۳. تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۴. ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۵. عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۶. عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق (در گروه ریسک‌های درآمدی)؛
۷. عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۸. تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۹. افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات) (در گروه ریسک‌های تامین مالی)؛
۱۰. افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان (در گروه ریسک های اقتصادی).

در این فصل که بخش پایانی است، هدف تهیه نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌های فوق برای سرمایه‌گذاران است و به این منظور ابتدا پس از مقدمه ساختار نمونه طراحی نقشه راه مورد بررسی قرار می‌گیرد و اجزای آن معرفی می‌شود. سپس در بخش سوم به فرآیند تهیه و طراحی نقشه راه و اقدامات عملی مورد نیاز پرداخته می‌شود. شرح فعالیت‌هایی که منجر به کاهش اثرات ریسک می‌شوند، به همراه نهادهای متولی و همکار برای اجرای فعالیت‌ها، نوع فعالیت، اصول اولویت‌بندی، فروض موفقیت، نوع اثرگذاری فعالیت بر هدف و شاخص‌های عملکرد هر فعالیت مطالب بخش چهارم را به خود اختصاص می‌دهند. در نهایت جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ارائه خواهد شد.

۲. ساختار نمونه نقشه راه به همراه معرفی اجزای آن[۱]

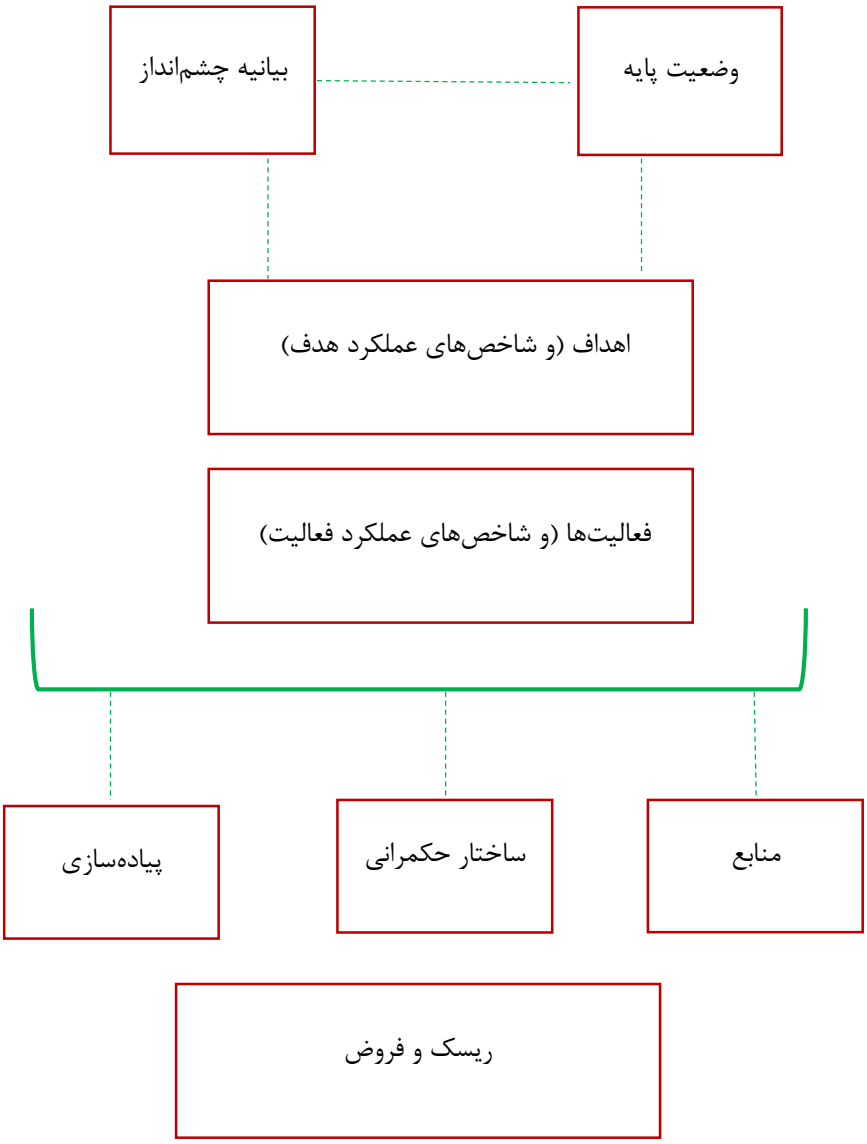
نقشه راه یک سند عمومی بوده و برای همه ذی‌نفعان درگیر در چنین اصلاحاتی قابل دسترسی است. تهیه نقشه راه مزایای قابل توجهی دارد که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- اطمینان از اینکه ذی‌نفعان شامل نهادهای دولتی و خصوصی، هم‌راستا با یکدیگر حرکت می‌کنند.
- کمک به تداوم برنامه‌های اجرای اصلاحات در بخش دولتی؛
- تعریف شاخص‌های عملکرد به عنوان نیروی محرک اصلاحات و نظارت و ارزیابی عناصر اصلی نقشه راه بر اساس آن‌ها؛
- شناسایی اقدامات و راهکارهایی برای کاهش موانع؛

در تنظیم سند نقشه راه گنجاندن هشت بخش پیشنهاد می‌شود که در شکل (۱۳) مشخص شده‌اند:

[۱] . لازم به ذکر است این بخش بر اساس گزارش سازمان ملل (۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه تسهیل تجارت تهیه شده است که شامل اصول کلی تهیه و تنظیم نقشه راه است.

شکل (۱۳). ساختار سند نقشه راه



منبع: گزارش سازمان ملل (۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت [۱]

در این بخش به توضیح هریک از بخش‌های فوق پرداخته می‌شود.

[۱] .Guide to Drafting a National Trade Facilitation Roadmap

۲-۱. بیانیه چشم‌انداز [۱]

این بخش به عنوان اولین قدم، هدف اصلاحات و منافع ناشی از آن را برای کشور مشخص می‌سازد. این بیانیه ۲ هدف را دنبال می‌کند: فراهم کردن راهنمایی‌هایی برای روند اصلاحات و ایجاد انگیزه برای آن‌ها. بیانیه چشم‌انداز باید با عباراتی ساده نوشته شود تا سیاست‌مداران بتوانند از آن برای ارائه به گروه‌های مختلف و جلب حمایت استفاده کنند. در این بخش تمرکز روی چه چیزی (What) و چه زمانی (When) بوده و مشخصا چگونگی (How) در این مرحله اهمیت ندارد. این مرحله باید مزایایی را که به صورت کمی قابل دست‌یابی هستند (با استفاده از نمودارها) و زمان‌بندی دست‌یابی (بر اساس تاریخ‌ها) نشان دهد.

۲-۲. وضعیت فعلی پایه [۲]

هدف از این بخش ارزیابی وضعیت فعلی کشور و نواقص برنامه‌های موجود در مقایسه با وضعیت مطلوب است. در این بخش با تشریح وضعیت فعلی و نواقص آن، شکافی که باید توسط اهداف و فعالیت‌های خاص [۳]پر شود، تعریف می‌شود. هدف از پر کردن این شکاف، دست‌یابی به بالاترین سطح توصیف شده در بیانیه چشم‌انداز است.

ابزارهای مختلفی وجود دارند که می‌توانند برای توسعه این مرحله مورد استفاده قرار گیرند که در جدول (۲۳) برخی از آن‌ها ارائه شده است. البته این لیست جامع و کامل نیست.

جدول (۲۳). ابزارهای مورد استفاده در تهیه وضعیت پایه نقشه راه

ابزار	توضیحات
مرور اسنادی	مرور اسنادی فرآیند جمع‌آوری و تجزیه و تحلیل اطلاعات در دسترس موجود مانند گزارش‌ها، مطالعات و شاخص‌های جهانی است. این اطلاعات می‌تواند به عنوان مبنایی برای توصیف چالش‌های فعلی در نظر گرفته شود.
تحلیل شکاف موجود	تجزیه و تحلیل شکاف یک روش برای مقایسه فرآیندها و تعیین فاصله موجود بین وضعیت فعلی و وضعیت یا نتیجه مطلوب است. نتیجه مورد نظر باید به طور واضح مشخص شود.
مشاوره و مصاحبه	مشاوره و مصاحبه با ذی‌نفعان منبع قدرتمندی از اطلاعات فراهم می‌آورد که فرصت‌هایی را برای ذی‌نفعان فراهم می‌کند تا نظرات و نگرانی‌های خود را در ارتباط با وضعیت فعلی ابراز کنند و راه‌حل‌هایی برای چالش‌های موجود ارائه دهند. بسته به زمان و منابع موجود، تیم تهیه کننده می‌تواند پیرامون موارد زیر تصمیم‌گیری کند:

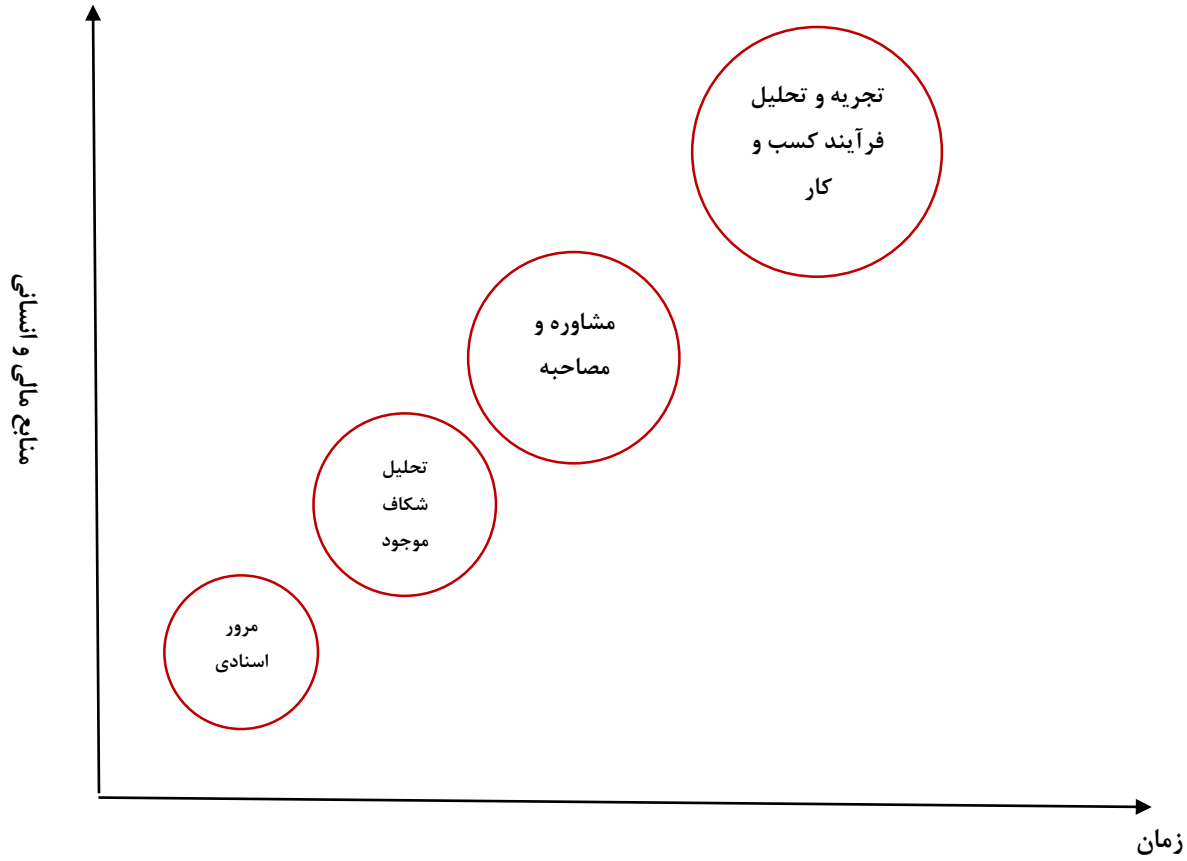
۱. Vision Statement
۲. Baseline Current Situation
۳ . موضوع بخش‌های بعدی نقشه راه

	➢ مصاحبه یک به یک با تعداد محدودی از ذی‌نفعان اصلی پیرو خط‌مشی که دلایل اصلی را روشن می‌سازد. ➢ ارسال پرسش‌نامه برای ذی‌نفعان با سؤالاتی که به موضوعات جاری و راه‌حل‌های ممکن می‌پردازد. پرسش‌نامه‌ها می‌توانند بصورت آنلاین یا به صورت کاغذی ارسال شوند و یا در طی مصاحبه با یک متخصص مورد استفاده قرار گیرند. ➢ کارگاه‌های مشاوره‌ای که به عنوان یک جریان ایده‌پردازی یا اندیشه‌ورزی با ذی‌نفعان کلیدی برگزار می‌شود، راهی سریع برای جمع‌آوری اطلاعات حیاتی در مورد وضعیت فعلی و شناسایی چالش‌های اصلی پیش رو است. برگزاری صحیح چنین کارگاه‌هایی دارای اهمیت است. باید اطمینان حاصل شود که مباحث روی موضوع اصلی متمرکز است. یک روش برای دست‌یابی به این هدف این است که بحث با ایجاد یک درخت مساله (راه‌حل درختی برای حل مساله) آغاز شود. درخت مساله ابزاری بصری برای شناسایی و اولویت‌بندی مشکلات، اهداف یا تصمیمات است. مساله اصلی توسط تنه درخت نشان داده می‌شود و عوامل، تاثیرات و نتایج مربوطه به عنوان ریشه‌ها و شاخه‌ها ظاهر می‌شوند. این درخت به گروه حاضر کمک می‌کند تا با شناسایی مشکلات اساسی و روابط علی و اصلی آن‌ها، وضعیت موجود را تجزیه و تحلیل کنند. نتیجه نهایی، مشکلات تفکیک شده به "علل" و " اثرات" است که توسط یک مشکل هسته‌ای و اصلی به هم مرتبطند.
تجزیه و تحلیل فرآیند کسب و کار (BPA)	BPA روشی ساختاری برای تجزیه و تحلیل بهره‌وری فعلی فرآیندهای کسب و کار است که نمای کامل و با جزئیات از یک بخش خاص از فرآیندها را ارائه می‌دهد.

منبع: گزارش سازمان ملل(۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت

نوع ابزار مورد استفاده بستگی به منابع مالی و منابع انسانی در دسترس، زمان موجود برای تهیه نقشه راه و منطقه‌ای دارد که مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد. همانطور که در شکل (۱۴) نشان داده شده است، BPA پرمخاطب‌ترین ابزار است و دقیق‌ترین تجزیه و تحلیل را از وضعیت ارائه می‌دهد. از طرف دیگر مرور اسنادی، سریع‌ترین ابزار با حداقل منابع مورد نیاز است. نتایج به دست آمده با این تکنیک به میزان زیادی به کیفیت داده‌های مرجع و سطح مطالعات موجود بستگی دارد. اطلاعات جمع‌آوری شده با استفاده از این روش‌ها نیاز به تجزیه و تحلیل دارد و به گونه‌ای توصیف می‌شود که می‌توان از آن برای شناسایی شکاف میان وضعیت فعلی و انتخاب بهترین وضعیت عملی استفاده کرد.

شکل (۱۴). تکنیک‌های دست‌یابی به وضعیت پایه



منبع: گزارش سازمان ملل(۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت

۲-۳. اهداف[۱]

بر اساس عناصر مشخص شده در مراحل ۱و ۲ می‌توان اهداف مورد نظر را شناسایی کرد.

۲-۳-۱. شناسایی اهداف[۲]

اهداف، نتایجی را که باید در آینده بدست آیند، تعریف می‌کنند. هر هدف به حصول بخشی از بیانیه چشم‌انداز کمک می‌کند. در حالی که بیانیه چشم‌انداز باید کوتاه و مختصر باشد، اهداف می‌توانند به تفصیل به شرح نتایج بپردازند. اهداف در نظر گرفته شده در استراتژی باید S.M.A.R.T باشند، به این معنا که مشخص، قابل اندازه‌گیری، قابل دست‌یابی، مرتبط بوده و در زمان محدود و معین تعریف شوند.

۱. Goals
۲. Identifying Goals

۲-۳-۱-۱. اهداف SMART

مشخص[۱]: اهداف باید به روشی صریح و واضح تعریف شوند و جایی برای تفاسیر مختلف در ارتباط با آن‌ها وجود نداشته باشد. یک نقطه شروع خوب برای تعریف اهداف بر اساس شش W (چه کسی[۲]، چه چیزی[۳]، چه زمانی[۴]، کجا[۵]، چرا[۶]، چطور[۷]) است.

قابلیت اندازه‌گیری[۸]: اهداف باید شامل معیارهایی شوند که امکان ارزیابی پیشرفت‌های حاصل شده در دست‌یابی به آن‌ها را فراهم می‌سازند.

قابلیت دست‌یابی[۹]: اهداف باید واقع‌بینانه و در عین حال چالش‌برانگیز باشند. اهدافی که انجام آن‌ها بسیار آسان و یا خیلی دشوار است می‌توانند به تخریب ذی‌نفعان منجر شوند.

مرتبط بودن[۱۰]: اهداف باید معنی‌دار بوده و در تکمیل بیانیه چشم‌انداز سهیم باشند.

در زمان محدود[۱۱]: اهداف باید در چارچوب زمانی مشخصی تنظیم شوند. برای این منظور، می‌توان برای اهداف مهلت مقرر در نظر گرفت. تعیین یک بازه زمانی حتی قبل از تعیین هدف می‌تواند مفید باشد. این نکته به مدیریت انتظارات کمک می‌کند. در یک بازه زمانی مشخص می‌توان فهمید که چه چیزی ممکن است و چه چیزی نیست.

۲-۳-۱-۲. شناسایی شاخص‌های عملکرد اهداف[۱۲]

هنگام اجرای نقشه راه، لازم است شاخص‌های قابل اثباتی که پیشرفت حاصل از آن را اندازه‌گیری می‌کنند، شناسایی شوند. این شاخص‌ها به شکلی هستند که دست‌یابی موفقیت آمیز به نتایج و کارآمدی اقدامات را

---

۱. Specific
۲. Who
۳. What
۴. When
۵. Where
۶. Why
۷. HoW
۸. Measurable
۹. Attainable
۱۰. Relevant
۱۱. Time - bound
۱۲. Identifying Goal Performance Indicators

انعکاس می‌دهند. نقشه راه باید شاخص‌های عملکرد را برای ارزیابی میزان دستیابی به اهداف یا نتایج آن‌ها تعیین کند. این شاخص‌ها باید قابل اندازه‌گیری باشند.

شاخص‌های عملکرد هدف همچنین ممکن است از معیارهای بین‌المللی انتخاب شوند که وضعیت کشور را نسبت به سایر کشورها مقایسه می‌کنند. رتبه‌بندی کشورها در شاخص‌های بین‌المللی مرجع خوبی برای استفاده به عنوان معیار می‌باشند. با این وجود، در استفاده از رتبه‌بندی‌های بین‌المللی به عنوان شاخص عملکرد باید محتاط بود. زیرا از یک سو سازمان‌های بین‌المللی اغلب از پرسش‌نامه‌هایی که توسط مقامات دولتی و نمایندگان بخش خصوصی پاسخ داده می‌شود، در تعیین رتبه‌ها استفاده می‌کنند. بنابراین، نتایج ممکن است وابسته به نظر شخصی باشد که پرسش‌نامه را تکمیل می‌کند. از سوی دیگر، نظر به اینکه رتبه‌بندی‌ها با توجه به وضعیتی که در کشورها نسبت به یکدیگر وجود دارد تعریف می‌شوند، ممکن است در نتیجه وخامت اوضاع در سایر کشورها رتبه کشور خاصی بهبود یابد بدون آنکه هیچ گونه اصلاحاتی انجام شده باشد.

بنابراین هنگام تنظیم شاخص‌های عملکرد هدف با استفاده از معیارهای بین‌المللی، یک کشور باید به سؤالات زیر پاسخ دهد:

- موقعیت فعلی کشور من چیست؟ کشور من به لحاظ جنبه‌های مختلفی که مورد توجه قرار می‌گیرد، چه نمره‌ای می‌گیرد؟
- کدام کشورها به لحاظ موقعیت قابل مقایسه با کشور من هستند تا ارزیابی شود که آیا اهداف نقشه راه با موفقیت اجرا می‌شود یا خیر؟
- کدام کشورها در اهداف مودر نظر موفق بوده‌اند که امکان تکرار روش‌های آن‌ها برای من نیز هست؟
- جایگاه کشورهایی که من در مقابل آن‌ها محک زده می‌شوم، چیست؟
- کشور من بعد از [...] سال باید در کدام موقعیت باشد؟

۲-۴. فعالیت‌ها

هدف از پیش تعریف شده با اجرای یک یا چند فعالیت بدست می‌آید. در این بخش، نقشه راه باید چگونگی دست‌یابی به مجموعه اهداف را تعریف کند. به عبارت دیگر، باید مشخص سازد کدام فعالیت‌ها باید اجرا شوند. باید توجه داشت شرح چگونگی اجرای فعالیت در برنامه‌های پروژه که در طول اجرای نقشه راه تدوین می‌شوند، توضیح داده می‌شود.

۲-۴-۱. شاخص‌های انطباق فعالیت‌های شناسایی شده [۱]

شاخص‌های انطباق فعالیت (ACI) برای سنجش اینکه یک فعالیت به لحاظ کمیت، کیفیت، چارچوب زمانی و مکانی با موفقیت انجام شده است یا خیر، به کار می‌روند. همانطور که پیش‌تر توضیح داده شد، شاخص عملکرد هدف می‌تواند برای اندازه‌گیری میزان دست‌یابی به بیش از یک فعالیت استفاده شود. با این وجود، شاخص انطباق فعالیت مختص یک فعالیت خاص تعریف می‌شود.

۲-۴-۲. اولویت فعالیت‌ها [۲]

هنگام تهیه نقشه راه، فعالیت‌ها باید طبق اولویت‌بندی و وابستگی متقابلی که دارند برنامه‌ریزی شوند. وابستگی متقابل به این معناست که برخی اقدامات فقط پس از اجرای سایر اقدامات امکان اجرایی شدن دارند. اولویت‌بندی، فرآیند ارزیابی تلاش و زمان لازم برای اجرای یک فعالیت و تاثیر آن در اهداف در مقایسه با سایر فعالیت‌ها است. فعالیت‌هایی که به راحتی قابل اجرا هستند و تاثیر بزرگی دارند باید اولویت بالاتری نسبت به فعالیت‌هایی داشته باشند که اجرای آن‌ها دشوار است و فقط پیشرفت‌های اندکی را به همراه خواهند داشت. بنابراین با شناسایی فعالیت‌ها، هر یک از آن‌ها باید ارزیابی و نسبت به سطح تلاش و بازده تخصیص یابند.

در عمل توسعه فعالیت‌ها یک فرآیند تکراری است که در نتیجه بحث و تبادل نظر با تعداد بسیاری از ذی‌نفعان حاصل می‌شود. در طی این فرآیند، ابتدا تعدادی از پیشنهادات مربوط به فعالیت‌ها جمع‌آوری می‌شود که در این صورت و در گام بعدی سؤال از اولویت نسبی آن‌ها مطرح می‌شود. مشاوره با ذی‌نفعان در ارتباط با تعیین اولویت‌ها، تا زمانیکه اطمینان حاصل شود که برنامه فعالیت با شروع کار پشتیبانی لازم را دریافت می‌کند، حائز اهمیت است. هنگامی که فعالیت‌های مختلفی وجود دارد، دست‌یابی به اجماع با ذی‌نفعان پیرامون اولویت‌ها می‌تواند چالش‌برانگیز باشد. بنابراین، تیم تهیه کننده نقشه راه باید ذی‌نفعان را از طریق فرآیندی شفاف راهنمایی کند. تکنیک‌های زیر برای کمک به تیم تهیه کننده در رسیدن به اولویت‌بندی فعالیت‌ها پیشنهاد می‌شود:

- نخست آنکه تیم تهیه کننده فعالیت‌ها را در سه گروه به شرح زیر طبقه‌بندی کند:

۱. فعالیت‌هایی که نیاز به تلاش کم یا متوسط دارند و می‌توانند در کوتاه‌مدت محقق شوند. تاثیر این فعالیت‌ها بر شاخص‌های عملکرد هدف معمولاً متوسط است.

---

۱. Identifying Activities Compliance Indicators
۲. Prioritization of Activities

۲. فعالیت‌هایی که نیاز به تلاش متوسط یا زیاد دارند و می‌توانند در میان‌مدت تحقق یابند. تاثیر این گروه قابل توجه است.

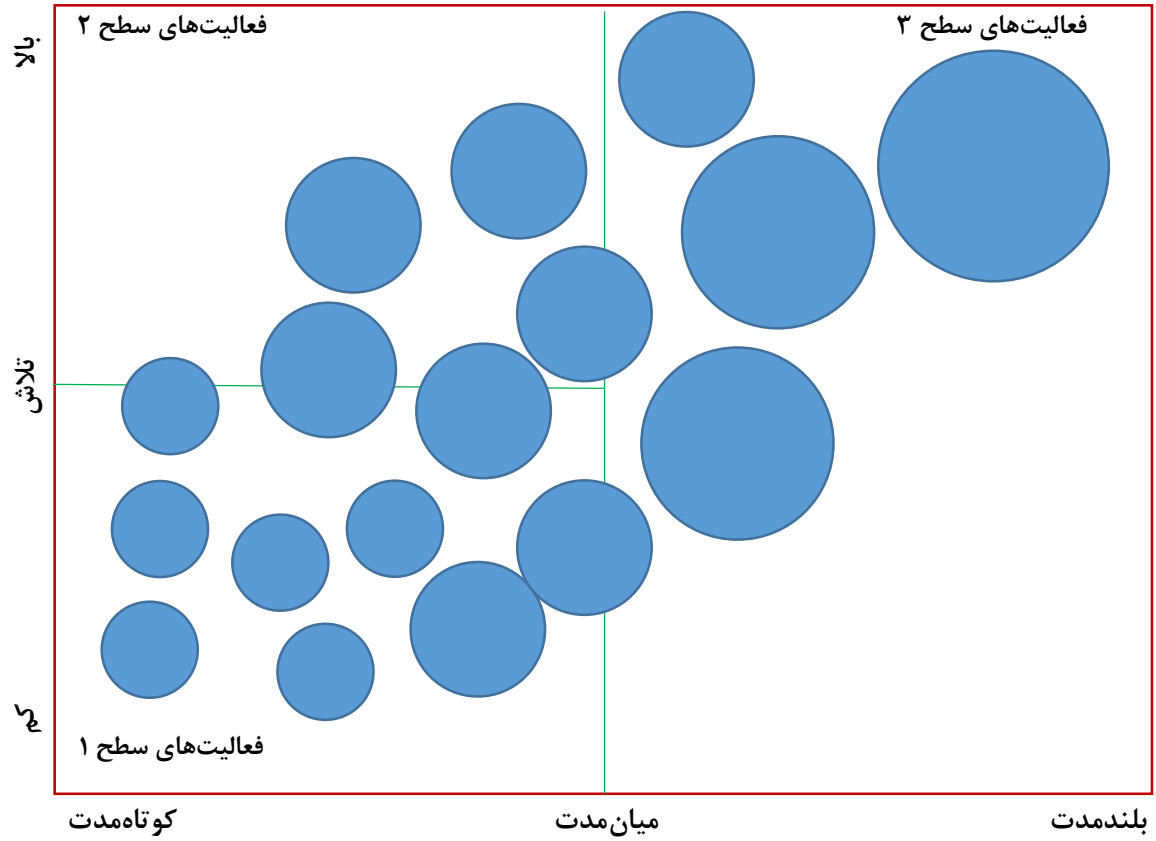
۳. فعالیت‌هایی که نیاز به تلاش بیشتری دارند و می‌توانند در بلندمدت محقق شوند و معمولا تاثیر زیادی در اهداف خواهند داشت.

وابستگی متقابل میان فعالیت‌های مختلف نیز باید مورد توجه قرار گیرد، زیرا ممکن است برخی از فعالیت‌ها تا زمان اجرای سایرین عملی نباشند.

- در درجه دوم، فعالیت‌ها به صورت گرافیکی در نموداری ارائه شوند که یک محور آن زمان لازم برای اجرای فعالیت و محور دیگر میزان تلاش (از بعد هزینه و یا تغییرات مدیریتی) مورد نیاز برای اجرای فعالیت را نشان می‌دهد. هر فعالیت در قالب دایره‌ای در این فضا ترسیم می‌شود. تاثیر مورد انتظار فعالیت با اندازه قطر این دایره نشان داده می‌شود. هرچقدر این دایره بزرگ‌تر باشد، تاثیر فعالیت در دست‌یابی به اهداف بیشتر است.

شکل (۱۵) نمونه‌ای از چگونگی نمایش فعالیت‌ها را برای اولویت‌بندی نشان می‌دهد:

شکل (۱۵). برنامه اولویت‌بندی فعالیت‌ها



منبع: گزارش سازمان ملل(۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت

شکل (۱۵) به راحتی قابل تفسیر است:

فعالیت‌های موجود در ربع چپ پایین به راحتی قابل اجرا هستند (سطح یک). علاوه بر این، هر فعالیتی در این گوشه که دایره بزرگی را به خود اختصاص داده است، بخش موفقیت‌آمیز اولیه نقشه راه است زیرا می‌تواند به سرعت اجرا شود و تاثیری چشم‌گیر و قابل توجه داشته باشد. فعالیت‌های موجود در گوشه چپ بالا می‌توانند به سرعت انجام شوند اما تلاش بیشتری نیاز دارند. اجرای فعالیت‌های سمت راست به تلاش بیشتر و زمان بیشتری نیاز دارد. در این ربع، فعالیت‌ها باید پیشرفت بزرگی را به همراه داشته باشند که این مساله توسط یک دایره بزرگ‌تر در اطراف فعالیت مشاهده می‌شود. فعالیت‌هایی که دارای یک دایره کوچک در ربع بالای سمت راست هستند، گزینه‌های حذف می‌باشند. زیرا آن‌ها به یک تلاش بزرگ در مدت زمانی طولانی نیاز دارند، در حالیکه تنها پیشرفت اندکی برای اهداف به همراه خواهند داشت.

در نهایت، تیم تهیه کننده می‌تواند نمودار نهایی را به منظور تبادل نظر و تصویب نهایی در اختیار ذی‌نفعان قرار دهد. پس از اولویت‌بندی، فعالیت‌ها باید در یک برنامه فعالیت طرح‌ریزی شوند که نشان‌گر نهاد پیش‌رو، جدول زمانی، بودجه و شاخص‌های انطباق برای هر فعالیت خاص باشد.

۲-۵. برنامه پیاده‌سازی[۱]

نقشه راه چارچوبی از فعالیت‌هایی را که باید طی یک دوره سه تا پنج ساله اجرا شود، تشکیل می‌دهد. برای این دوره زمانی، تقویمی کلی که اجرای فعالیت‌ها را برنامه‌ریزی می‌کند باید تهیه شود. این برنامه پیاده‌سازی به نظارت بر وضعیت اجرای نقشه راه کمک می‌کند. برای تهیه برنامه پیاده‌سازی، فعالیت‌ها را می‌توان به سه مرحله تقسیم کرد:

- **مرحله راه‌اندازی**: بسته به شرایط هر کشور، این مرحله نیاز به بیش از یک سال زمان ندارد. در طی این مرحله، ساختار حکمرانی باید مشخص شود. به این معنا که سازمان‌های پیش‌رو در اجرای هر فعالیت منصوب شده و گروه‌های کاری برای مدیریت پروژه‌های مختلف تشکیل شوند. در این مرحله، فعالیت‌هایی که بر ارتباطات و همکاری ذی‌نفعان متمرکز شده‌اند حائز اهمیت هستند. مرحله راه‌اندازی می‌تواند شامل فعالیت‌هایی باشد که به توسعه جزئیات پروژه برای اجرا شدن در بلندمدت کمک می‌کنند.
- **مرحله تحویل**: مرحله تحویل طولانی‌ترین مرحله اجرای نقشه راه است. این مرحله شامل تحویل کلیه فعالیت‌هایی است که باید طی یک دوره زمانی یک تا چهار سال انجام شوند. در طی این مرحله، شاخص‌های عملکرد هدف باید به طور کامل مورد نظارت قرار گیرند تا اطمینان حاصل شود که کشور در مسیر صحیح برای دست‌یابی به اهداف مشخص شده قرار دارد.
- **مرحله مرور**: این مرحله با هدف ۱) ارزیابی دست‌یابی به اهداف نقشه راه با مراجعه به شاخص‌های عملکرد هدف و ۲) تهیه نقشه راه جدید برای سه تا پنج سال آینده انجام می‌شود. در حالت ایده‌آل، مرحله مرور باید بین شش تا ۱۲ ماه قبل از آخرین مهلت بسته شدن نقشه راه آغاز شود.

۱. Implementation Schedule

۲-۶. ساختار حکمرانی [۱]

نقشه راه همچنین باید شامل پیش‌نویس رئوس مطالب از ساختار حکمرانی که برای مدیریت و اجرای فعالیت‌ها مورد نیاز است، باشد. ساختار حکمرانی که در اینجا بررسی می‌شود مبتنی بر سه لایه است که همگی طبق جدول (۲۴) توسط دبیرخانه پشتیبانی می‌شوند:

جدول (۲۴). ساختار حکمرانی

برنامه جلسات	مشارکت کنندگان	وظایف	گروه
جلسات توجیهی مرتبط با جلسات کابینه دولت	نخست وزیر/ رئیس جمهور/ وزیران یا مشاوران آن‌ها	➢ پشتیبانی مستمر ➢ تعهد تامین بودجه ➢ تغییر قوانین در صورت لزوم ➢ تضمین همکاری فعال وزارت‌خانه‌ها ➢ حل اختلافات سطح بالا در میان وزارت‌خانه‌ها	سطح بالای سیاست‌گذاری
ماهانه به طور منظم	سازمان توسعه تجارت/ روسای ادارات دولتی و روسای انجمن‌های صنفی	➢ پاسخ‌گویی در برابر اجرای نقشه راه ➢ تهیه دستورات برای گروه‌های پیاده‌سازی و نظارت بر عملکرد آن‌ها ➢ تایید و کنترل پیاده‌سازی فعالیت‌ها ➢ حل تضادهای موجود میان اهداف و اولویت‌ها ➢ تضمین همکاری میان وزارت‌خانه‌ها و سازمان‌ها ➢ مدیریت روابط عمومی و ارتباطات خارجی ➢ نظارت بر تخصیص بودجه ➢ ارائه گزارش به سطح بالاتر	سطح بالای مدیریت و استراتژی
هر دو ماه و طبق نیازهای موجود در برنامه پروژه‌ها	تصمیم‌گیرندگان در سازمان‌هایی که اجرای فعالیت‌ها را به عهده دارند/ کارشناسان فنی و تجاری	➢ اجرای فعالیت‌های مختلف ➢ تهیه پیش‌نویس برنامه پروژه‌ها ➢ برقراری ارتباط با مشاوران و کارشناسان ➢ گزارش به سطح بالاتر	سطح پیاده‌سازی
به صورت روزانه در حال اجرا است.	کارکنان تمام وقت که توسط گروه	➢ مدیریت نقشه راه تحت راهنمایی گروه سیاست‌گذاری	دبیرخانه

[۱]. Governance Structure

	سیاست‌گذاری منصوب می‌شوند.	➢ برقراری ارتباط با مشارکت‌کنندگان و وزارت‌خانه‌ها ➢ مدیریت بودجه و قراردادها	

منبع: گزارش سازمان ملل(۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت

۲-۷. تحقق منابع [۱]

در این بخش از نقشه راه باید منابع انسانی و مالی لازم برای اجرای فعالیت‌ها و همچنین بودجه مورد نیاز برای مدیریت نقشه راه تبیین شود. هدف از این بخش بیان منابع مورد نیاز برای اجرای فعالیت‌های مختلف و مدیریت و هدایت روند اجرا از جمله منابع مورد نیاز برای فعالیت دبیرخانه به صورت شفاف و روشن است. این بخش ارتباط تعهد سیاسی به فعالیت‌های نقشه راه را با تعهد به تامین منابع برای اجرای آن‌ها تضمین می‌کند. اگر هزینه اجرای فعالیت‌ها در زمان تهیه نقشه راه مشخص نشده باشد، تهیه یک برنامه تفصیلی منابع می‌تواند به عنوان یکی از فعالیت‌ها در مرحله راه‌اندازی در نظر گرفته شود.

۲-۸. ریسک‌ها و فروض [۲]

برنامه‌ریزی و تکنیک‌های مدیریت پروژه شامل رویکردی جامع در ارتباط با خطرات و فرضیات است. شناسایی ریسک‌ها و فرضیات عمدتا به منظور ارزیابی این است که آیا اهداف و فعالیت‌های پیش‌بینی شده، در بازه زمانی معین و با منابع انسانی و مالی موجود واقع‌بینانه و قابل دست‌یابی هستند یا خیر. شناسایی ریسک‌ها و فروض همچنین برای ارزیابی محیط نقشه راه و جلب توجه به تغییرات لازم مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای جلوگیری از احتساب مضاعف، باید ریسک‌ها و فروض در دو سطح کلی و اختصاصی تعریف شوند:

- ریسک‌ها و فروض کلی که می‌توانند به اجرای کلی نقشه راه مرتبط باشند و یا برای کلیه اهداف مندرج در نقشه راه مشترک باشند.
- ریسک‌ها و فروض خاص مربوط به یک فعالیت خاص. به معنای ریسک خاصی که می‌تواند مانع از اجرای موفقیت‌آمیز یک فعالیت خاص شود و یا فرضیه اصلی که برای اجرای یک فعالیت خاص مورد نیاز است.

۱. Resource Mobilization
۲. Risks and Assumptions

۲-۹. جدول جمع‌بندی [۱]

استفاده مجدد و مختصر از مولفه‌های نقشه راه در یک جدول جمع‌بندی کلی، به عنوان ابزاری برای پشتیبانی از مدیریت اجرای نقشه راه مفید است. جدول جمع‌بندی باید شامل موارد زیر باشد:

- اهداف قابل دست‌یابی
- فعالیت‌های منتهی شده به اهداف
- نماینده پیش‌رو برای اجرای فعالیت
- مدت زمان اجرای فعالیت
- هزینه اجرای فعالیت
- ریسک‌ها و فروض مربوط به هر فعالیت
- شاخص‌های انطباق هدف و شاخص‌های عملکرد برای ارزیابی موفقیت‌آمیز هر فعالیت

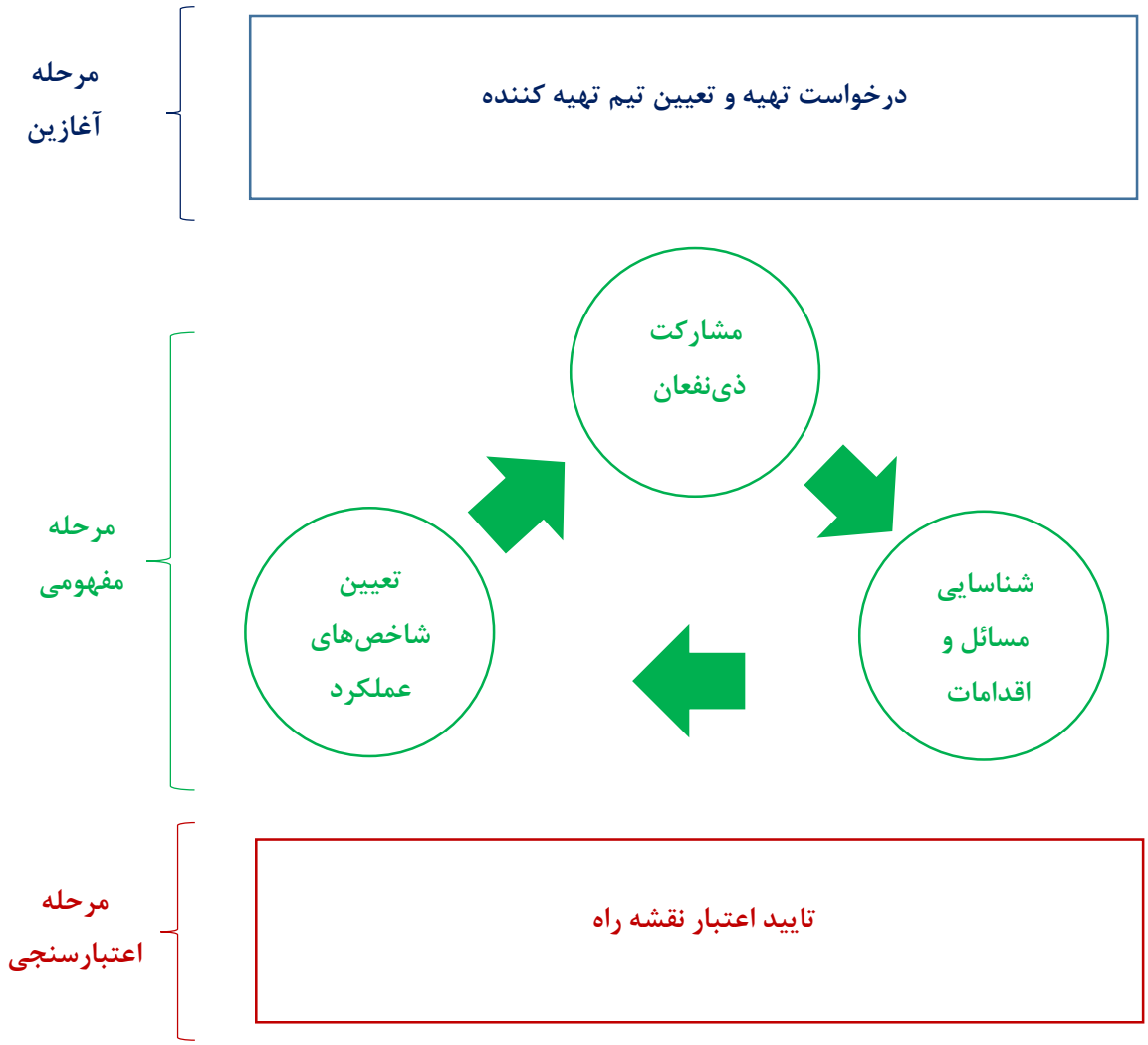
۳. فرآیند تهیه و طراحی نقشه راه و اقدامات عملی مورد نیاز

اقدامات عملی مورد نیاز در فرآیند تهیه نقشه راه را باید در سه مرحله اصلی خلاصه کرد که به ترتیب عبارتند از مرحله ابتدایی یا آغازین [۲]، مرحله مفهومی [۳]و مرحله اعتبارسنجی [۴]. سه مرحله اصلی باید یک بار به صورت پی در پی و با توالی از یک به سه صورت گیرند. با این وجود مرحله مفهومی خود نیازمند انجام سه گام است که به صورت تکرار شونده اجرا می‌شوند. در نتیجه به نظر ضروری می‌رسد که یافته‌های قبلی مرتبا بازنگری شوند، فعالیت‌ها بازتعریف شوند، شاخص‌های عملکرد هدف مورد ملاحظه و بررسی قرار گیرند و مشارکت ذی‌نفعان مجددا تحلیل شوند. این سه گام عبارتند از: ۱) مشارکت ذی‌نفعان در تهیه سند [۵]۲) گفتگو و تبادل نظر با ذی‌نفعان در ارتباط با مسائل موجود و فعالیت‌های احتمالی [۶] ۳) معرفی شاخص‌های عملکرد [۷] برای سنجش دست‌یابی به اهداف و فعالیت‌ها. ترتیب اجرا و ارتباط این مراحل را می‌توان شکل (۱۶) مشاهده کرد.

---

۱. Summary Table
۲. Initiation Phase
۳. Conception Phase
۴. Validation Phase
۵. Engaging Stakeholders
۶. Discussion with Stakeholders on Existing Issues and Possible Activities to be Undertaken
۷. Defining the Performance Indicators

شکل (۱۶). مدل سه مرحله‌ای برای تهیه و طراحی نقشه راه



منبع: گزارش سازمان ملل(۲۰۱۵) از تهیه نقشه راه توسعه تجارت

در مرحله آغازین یک مقام عالی قدر (سطح حکمرانی نخست) درخواست تهیه نقشه راه را ارائه می‌کند. این سطح حکمرانی همچنین رهبر اصلی تیم تهیه کننده سند را تعیین می‌کند. مشارکت ذی‌نفعان تنها درصورتی امکان‌پذیر خواهد بود که یک دستورالعمل صریح و سطح بالا برای تهیه نقشه راه ملی وجود داشته باشد. دستورالعمل کتبی صادر شده اهداف سطح بالای سیاست‌گذاری که نقشه راه قصد دست‌یابی به آن‌ها دارد و همچنین تاریخ مشخص برای آن‌ها را شامل می‌شود. در ترکیب تیم مرکزی تهیه پیش‌نویس نقشه راه نمایندگان بخش خصوصی نیز حضور دارند که این نمایندگان می‌توانند از انجمن‌های صنفی فعال و یا سازمانی عمومی‌تر

مانند اتاق بازرگانی باشند. اینکه نماینده فوق از موضوعات مختلفی که روزانه طیف گسترده‌ای از شرکت‌ها با چالش‌های ناشی از آن‌ها رو به رو هستند، آگاه باشد حائز اهمیت است.

همانطور که پیش‌تر گفته شد، مرحله مفهومی از سه گام تکرارشونده تشکیل می‌شود. در بخش مشارکت ذی‌نفعان، شناسایی و برقراری ارتباط با آن‌ها و همچنین حصول اطمینان از پشتیبانی آن‌ها حائز اهمیت است. ذی‌نفعان کلیدی می‌توانند وزارت‌خانه‌ها، سازمان‌های دولتی و انجمن‌های صنفی و اعضایشان باشند. تفکیک ذی‌نفعانی که از فعالیت‌های احتمالی تاثیر می‌پذیرند، با توجه به نقشی که دارند، قدرت اثرگذاری‌شان، آمادگی‌شان برای مشارکت و کانال‌هایی که برای برقراری ارتباط با آن‌ها وجود دارد می‌تواند در این مرحله کمک قابل توجهی کند.

گام دومی که در مرحله مفهومی به آن پرداخته می‌شود، آماده کردن نمای کلی از شرایط موجود و شناسایی مسائل کلیدی است که باید در راستای اجرایی کردن سیاست‌های سطح بالا ردیابی شوند. لازم به ذکر است سیاست‌های سطح بالا در مرحله آغازین توسط سطح نخست حکمرانی برای نقشه راه تعریف شده است (بیانیه چشم‌انداز و وضعیت پایه در بخش معرفی اجزا و نمونه نقش راه). پس از ترسیم نمای کلی، هدف‌ها و فعالیت‌ها متناسب با آن‌ها تعریف شده (بخش اهداف و فعالیت‌ها در معرفی اجزا و نمونه نقش راه) و شاخص‌های عینی قابل تاییدی (شاخص‌های عملکرد هدف و عملکرد فعالیت در معرفی اجزا و نمونه نقش راه) معرفی می‌شوند. در این مرحله حل تعارضات و اختلاف عقاید موجود نیز حائز اهمیت است که معمولا از طریق برگزاری کارگاه‌ها و پانل‌های خبرگان و بحث و تبادل نظر پیرامون مسائل صورت می‌گیرد.

گام سومی که در مرحله مفهومی اجرا می‌شود، شامل بازبینی فعالیت‌ها و بازتعریف شاخص‌های عملکرد است. در این گام، تیم تهیه کننده پیش‌نویس نقشه راه باید اطمینان حاصل کند ذی‌نفعان متقاعد شده‌اند که انجام فعالیت‌های مختلف تعریف شده باعث بهبود وضعیت و برطرف شدن چالش‌های موجود خواهد شد. مجموعه فعالیت‌های بالقوه که شانس بالای حمایت ذی‌نفعان را دارند سپس مورد بازبینی و اولویت‌بندی قرار می‌گیرند. در این بخش میان سه گام تشریح شده در مرحله مفهومی تا جایی تکرار فرآیند صورت می‌گیرد که پیش‌نویس نهایی نقشه راه تهیه شده و برای ارسال به سطح نخست حکمرانی و تصویب آماده شود.

در نهایت مرحله آخر تهیه نقشه راه، مرحله اعتبارسنجی و تصویب آن است. در صورت تصویب، تیم تهیه کننده باید در قالب رویدادی عمومی طیف گسترده‌ای از ذی‌نفعان را از برنامه اصلاحات آگاه سازد. در این میان، سطح نخست حکمرانی که درخواست تهیه نقشه راه را ارائه داده است و تصویب نهایی آن را بر عهده دارد، باید

اطمینان دهد که نقشه راه اعتبار قانونی و سیاسی لازم برای اجرا را دریافت می‌کند (گزارش سازمان ملل از تهیه نقشه راه توسعه تجارت، ۲۰۱۵).

۴. طراحی نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای BOO

پیش از ارائه نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار که هدف نهایی پژوهش پیش رو است، ذکر دو نکته الزامی است:

- ✓ همانطور که در بخش‌های دوم و سوم این فصل به طور مفصل تشریح شد، مرحله آغازین تهیه و طراحی نقشه راه نیازمند درخواست سازمان یا نهادی از سطح نخست حکمرانی است (برای توضیح سطوح حکمرانی به جدول (۲۴) مراجعه شود) که همزمان بیانیه چشم‌انداز و وضعیت پایه (مشخصا شکاف وضع موجود از وضع مطلوب) را نیز تشریح می‌کند که تحت عنوان سیاست‌ها و یا اهداف بالادستی شناخته می‌شوند. زمان‌بندی نهایی مدنظر و بودجه مورد نیاز نیز در این مرحله مشخص می‌شود. تیم تهیه کننده نقشه راه سپس در مرحله مفهومی بر اساس این سیاست‌ها، اقدام به تبیین اهداف، فعالیت‌ها و شاخص‌های عملکرد هدف و فعالیت می‌کند. این تیم همچنین در فرآیندی تکرار شونده مسائل کلیدی را با ذی‌نفعان در میان گذاشته و فعالیت‌های نهایی را با مشارکت آنان تنظیم می‌سازد. تصویب نهایی و اعتبارسنجی این سند مجددا در سطح نخست حکمرانی باید صورت گیرد. ارائه این توضیحات به خوبی نشان می‌دهد نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذاری در تولید برق که موضوع پژوهش پیش رو است، از این جنس نخواهد بود. به این معنا که در اینجا هدف استخراج مرحله مفهومی نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار ساخت نیروگاه است و مراحل اول و سوم با توجه به ماهیتی که دارند (نیاز به سطح نخست حکمرانی)، در قالب این پروژه پژوهشی تعریف نمی‌شوند. بنابراین جمع‌بندی نقشه راه در این پژوهش شامل: هدف (کاهش اثرات ریسک‌ها برای سرمایه‌گذار)، فعالیت، میزان تلاش؛ زمان و اثرگذاری فعالیت برای اولویت‌بندی فعالیت‌ها، نهاد پیش‌رو یا سطح حکمرانی مورد نیاز و شاخص‌های عملکرد می‌باشد.

- ✓ از میان ریسک‌های شناسایی شده ده ریسک که حائز بالاترین رتبه‌ها بودند مورد تمرکز این مرحله هستند. با توجه به آنکه به دلیل تشابه ماهیت، اثرات برخی از ریسک‌های فوق از طریق فعالیت‌های یکسانی کاهش می‌یابد، تجمیع زیر برای آن‌ها صورت گرفته است.
  - افزایش نرخ ارز و ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز: تحت عنوان ریسک نوسانات ارزی؛
  - تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق و ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه ناشی از عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق: تحت عنوان ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق؛
  - عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی، تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق، عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی و افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات): تحت عنوان ریسک تامین مالی؛
  - عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق و افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان: تحت عنوان ریسک‌های درآمدی در بازار برق؛
  - ریسک تحریم؛

۴-۱. نقشه راه پیشنهادی و اجزای آن

جداول (۲۵) تا (۲۹) فعالیت‌های عملیاتی را که منجر به کاهش اثرات هر ریسک می‌شوند، به همراه دستگاه متولی، دستگاه یا دستگاه‌های همکار، نوع پروژه، شرح اجمالی هر فعالیت و اقدامات کلیدی ارائه می‌کنند.

جدول (۲۵). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک نوسانات ارزی

فعالیت یا فعالیت‌ها:

مرتبط با کاهش احتمال بروز نوسانات ارزی

۱) تعدیل محدوده تعیین شده برای نرخ ارز متناسب با تفاوت نرخ تورم داخلی و خارجی در زمان‌های مناسب و جلوگیری از انباشت تورم؛

۲) تنوع سازی در صادرات و عدم اتکا صادرات به یک محصول؛

۳) انضباط مالی، مدیریت هزینه و کسری بودجه دولت و افزایش درآمدهای دولت از طریق کانال‌هایی غیر از فروش نفت مانند افزایش درآمدهای مالیاتی، از راه‌هایی نظیر افزایش پایه‌های مالیاتی، کاهش فرارهای مالیاتی و غیره (بدون اثرات رکودی)؛

۴) اتخاذ سیاست‌های پولی شفاف و متناسب با سیاست‌های ارزی؛

۵) ایجاد ابزارهایی (مانند بازار آتی و انواع اختیار معامله) برای پوشش ریسک نرخ ارز و نهایتا مدیریت انتظارات؛

۶) تنظیم و مدیریت بازارهای طلا، مسکن، سرمایه و سیستم بانکی متناسب با واقعیت‌های اقتصادی که بازدهی و جذابیت سرمایه‌گذاری در بازارها با هم تفاوت فاحشی نداشته باشد که اختلال و نوسان در بازار یک دارایی موجب انتقال بحران به بازار سایر دارایی‌های جانشین نگردد (مانند تعدیل و تعیین نرخ سودهای بانکی متناسب با شرایط اقتصادی که در شرایط تحریمی و بحران ارزی معمولا اقدام به افزایش نرخ سود بانکی می‌کنند).

۷) استقلال بانک مرکزی جهت کنترل و مدیریت بهتر سیاست‌های پولی و ارزی و تورم؛

مرتبط با کاهش اثرات نوسانات ارزی بر وضعیت شرکت‌های تولیدکننده برق

۸) اجرای مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹ هـ مورخ ۹۴/۳/۱۲ هیات وزیران برای نیروگاه‌هایی که با استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی اقدام به ساخت نیروگاه کرده‌اند.

دستگاه متولی	دستگاه همکار	نوع پروژه	
۱) بانک مرکزی	۱) سیستم بانکی	اجرایی ■	تحقیقاتی ■
۲) سازمان توسعه تجارت	۲) وزارت صمت، وزارت نیرو، وزارت کشاورزی، صندوق ضمانت صادرات	اجرایی ■	تحقیقاتی □
۳) دولت	۳) سازمان امور مالیاتی، دیوان عدالت اداری، سازمان حسابرسی، دیوان محاسبات کشور، قوه قضائیه	اجرایی ■	تحقیقاتی □
۴) بانک مرکزی	۴) -	اجرایی ■	تحقیقاتی ■

۵) بانک مرکزی	۵) سازمان بورس و اوراق بهادار، سیستم بانکی	اجرایی ■	تحقیقاتی ■
۶) بانک مرکزی	۶) سیستم بانکی، سازمان بورس و اوراق بهادار، اتحادیه‌های مرتبط با فعالان بازار مسکن و طلا	اجرایی ■	تحقیقاتی ■
۷) دولت	۷) بانک مرکزی	اجرایی ■	تحقیقاتی □
۸) بانک مرکزی	۸) وزارت نیرو، سازمان برنامه و بودجه	اجرایی ■	تحقیقاتی □

شرح اجمالی:

فعالیت‌های این بخش در دو قالب دسته‌بندی شده‌اند. نخست فعالیت‌هایی هستند که ریسک بروز نوسانات ارزی را کاهش می‌دهند و دسته دوم مواردی که در صورت بروز این نوسانات، آثار آن را بر روی سرمایه‌گذاری نیروگاهی تخفیف می‌دهند. به منظور دست‌یابی به فعالیت‌های فوق ابتدا باید تصویری از چرایی نوسانات ارزی و چگونگی تاثیر این نوسانات بر سرمایه‌گذاری در تولید برق ارائه شود.

طبق تحلیل‌های اقتصادی دلایل بروز نوسانات ارزی را می‌توان موارد زیر برشمرد:

- نقش حائز اهمیت فعالیت‌های سفته‌بازانه در شیوه قیمت‌گذاری ارز در ایران؛
- عدم شکل‌گیری نظام ارزی و بازار عمیق و کارا؛
- تاثیر تحریم نهادهای مالی، مراودات مالی و نقل و انتقال ارز بر ورود ارز به کشور؛
- کمبود منابع ارزی بانک مرکزی و هجوم فعالیت‌های سفته‌بازانه به سمت بازار؛
- انحصار در عرضه ارز و وابستگی عرضه ارز به درآمدهای نفتی و نبود بازار رقابتی برای تعیین قیمت؛
- عدم بازگشت مناسب ارز صادراتی به چرخه اقتصاد کشور؛
- روندهای حاکم در بازارهای موازی از جمله بازار سرمایه و بازار پول و حرکت سرمایه‌های خرد خانوارها به بازار ارز؛
- رشد نقدینگی مضر و افزایش تقاضای سفته‌بازی و فعالیت‌های سوداگرانه به واسطه آن؛

نیروگاه‌ها از دو جهت از نوسانات ارزی و خصوصا افزایش نرخ ارز متضرر می‌شوند. نخست آنکه افزایش نرخ ارز هزینه‌های تامین قطعات و تجهیزات را افزایش می‌دهد و افزایش هزینه‌های وارداتی در ساخت نیروگاه و بعد از آن دوره بهره‌برداری اثرات عکس بر سودآوری و بازگشت سرمایه سرمایه‌گذار دارد. از سوی دیگر در اغلب نیروگاه‌های ساخته شده به روش BOO الگوی تامین مالی به گونه‌ای بوده است که ۱۰ الی ۳۰ درصد منابع از محل آورده سرمایه‌گذار تامین شده و ۹۰ الی ۷۰ درصد از وام ارزی صندوق توسعه ملی استقراض شده است. افزایش نرخ ارز با افزایش ارزش اقساط ارزی شرکت‌های تولیدکننده برق منجر به ناتوانی از بازپرداخت این اقساط شده و دامنه این بحران صندوق توسعه ملی، شبکه بانکی و این شرکت‌ها را در بر می‌گیرد.

فعالیت های مرتبط با کاهش احتمال بروز نوسانات ارزی و اقدامات کلیدی این جدول از مقاله توکلیان و توکلیان (۱۳۹۵) استخراج شده است.

اقدامات کلیدی:

پیشنهادهایی برای مدیریت بهتر منابع و مصارف ارزی، تسهیل و افزایش صادرات و تسهیل و کاهش واردات در شرایط تحریم:

- توسعه پیمان پولی دو جانبه و کاهش سهم دلار و یورو در تجارت خارجی و تقویت کانال‌های امن بانکی دو جانبه؛
- ممنوعیت یا کاهش واردات کالاهای غیراساسی و کاهش وابستگی تولید داخلی به فناوری، مواد اولیه، خام و واسطه‌ای خارجی تا ارز بری تولید کمتر شود.
- تولید کالاهایی با استانداردهای کیفیتی بالا، تقاضای بالای بین‌المللی، هزینه تولید پایین‌تر در کنار تدوین قوانین و مقررات تجاری (و قابل رقابت با تولیدات بین‌المللی) در جهت تسهیل صادرات؛
- اولویت‌بندی تخصیص ارز به کالاهای وارداتی (این امر با راه‌اندازی مرکز مبادلات ارزی نقش مهمی را در ایجاد ثبات بازار ارز ایران داشت).
- اعطای جوایز، تشویق‌ها و ضمانت‌های صادراتی، تسهیل و یا معافیت در صدور مجوزهای صادراتی، ایجاد، تاسیس و توسعه شعب سیستم بانکی برای تسهیل نقل و انتقالات ارزی در کشورهای عمده طرف تجاری ایران، جبران زیان‌های صادرکنندگان (در اثر تورم مستمر) و کاهش تبعات انتظارات بی ثبات کننده تورمی برای صادرکنندگان؛
- مدیریت فروش نفت در دوره تحریم از طریق:۱- تبدیل نفت خام به فرآورده و توسعه زنجیره ارزش افزوده ۲- سرمایه‌گذاری خارجی ۳- تهاتر نفت با کالا و طلا ۴- استفاده از درآمد نفتی برای پوشش ریسک؛
- لزوم توجه به توریسم و صنعت گردشگری و ایجاد بسترهای لازم برای آن به عنوان کانالی برای ارزآوری برای دوره تحریم؛
- توجه به نقش صندوق ذخیره ارزی: استفاده از سود سرمایه‌گذاری حاصل از منابع ارزی و نه استفاده از اصل سرمایه آن؛
- عدم استفاده از ذخایر ارزی جهت تامین کسری‌های متوالی بودجه (استفاده از سود حاصل از سرمایه‌گذاری‌های ذخایر ارزی) بلکه تامین کسری از طرقی که در فعالیت‌ها ذکر شد.

منبع: یافته‌های پژوهش و توکلیان و توکلیان (۱۳۹۵)

جدول (۲۶). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق

فعالیت یا فعالیت‌ها:

۱) ثبت ما به التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی فروش برق در قوانین بودجه سنواتی و در نظر گرفتن منابع مالی برای پرداخت آن به وزارت نیرو (عمل به ماده ۶ قانون حمایت از صنعت برق) و تخصیص این منابع از سوی این وزرات‌خانه بابت پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها؛

۲) عمل به تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه و استفاده از آن به منظور اصلاح قراردادهای خرید برق از نیروگاه‌ها با درج خسارت تاخیر در تادیه و پرداخت این خسارت به شرکت‌های غیردولتی تولیدکننده برق؛

دستگاه متولی	دستگاه همکار	نوع پروژه
۱) سازمان برنامه و بودجه	۱) وزارت نیرو	اجرایی ■ تحقیقاتی □
۲) هیات تنظیم بازار برق	۲) شرکت مدیریت شبکه برق ایران	اجرایی ■ تحقیقاتی □

شرح اجمالی:

نیروگاه‌های تولیدکننده برق که برق خود را به سازمان‌های زیر مجموعه وزارت نیرو در قالب قراردادهای خرید تضمینی یا بازار عمده فروشی برق می‌فروشند، اغلب مطالبات خود از این محل را با تاخیر طولانی (از ۶ ماه تا ۲ سال) دریافت می‌کنند و از بابت این تاخیر نیز خسارتی به آن‌ها پرداخته نمی‌شود. این در حالی است که به دلیل شرایط تورمی ایران ارزش پول و قدرت خرید این مطالبات در زمان دریافت طلب به نسبت زمان ثبت مطالبه بسیار کاهش یافته است. این مساله نقدینگی نیروگاه‌ها را تحت تاثیر قرار می‌دهد به طوریکه انجام هزینه‌های جاری و تعمیر و نگهداری و تعهدات بانکی، بیمه و مالیات نیروگاه با دشواری همراه می‌شود. ادعای وزارت نیرو برای عدم پرداخت به موقع مطالبات نیروگاه‌ها دریافت نکردن ما به التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده تولید برق از سازمان برنامه و بودجه و در نتیجه نبود منابع است.

اقدامات کلیدی:

- پی‌گیری وزارت نیرو از سازمان برنامه و بودجه برای دریافت ما به التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده تولید برق و تخصیص آن به مطالبات نیروگاه‌ها؛
- پی‌گیری مجلس شورای اسلامی در نظارت بر اجرای ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق و تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه؛

منبع: یافته‌های پژوهش، قوانین حمایت از صنعت برق و برنامه ششم توسعه

جدول (۲۷). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تامین مالی

فعالیت یا فعالیت‌ها:

۱) مکلف شدن وزارت نیرو به تخصیص بخشی از ظرفیت خطوط صادراتی برای بخش خصوصی و فراهم کردن زمینه حضور بخش خصوصی در صادرات برق و ایجاد درآمدهای ارزی صادراتی برای سرمایه‌گذار خصوصی؛

۲) اهرم کردن بدهی‌ها به سرمایه از طریق مشارکت شرکای ساخت و احداث در تامین مالی پروژه‌ها؛

دستگاه متولی	دستگاه همکار	نوع پروژه
۱) وزارت نیرو	۱) توانیر، سرمایه‌گذاران بخش خصوصی، وزارت نفت	**اجرایی** ■ **تحقیقاتی** □
۲) بازار سرمایه، وزارت نیرو	۲) سیستم بانکی	**اجرایی** ■ **تحقیقاتی** ■

شرح اجمالی:

در اغلب نیروگاه‌های ساخته شده به روش BOO الگوی تامین مالی به گونه‌ای بوده است که ۱۰ الی ۳۰ درصد منابع از محل آورده سرمایه‌گذار تامین شده و ۹۰ الی ۷۰ درصد از وام ارزی صندوق توسعه ملی استقراض شده است. این روش تامین مالی شرکت‌های غیر دولتی تولیدکننده برق را نسبت به نوسانات نرخ ارز بسیار آسیب‌پذیر می‌کند به طوریکه بعد از افزایش نرخ ارز در سال ۱۳۹۷ این شرکت‌ها قادر به بازپرداخت اقساط تسهیلات ارزی دریافتی خود نیستند و از سوی دیگر سرمایه‌گذاران جدید نیز از بیم بروز مشکل مشابهی در آینده از ورود به ساخت نیروگاه اجتناب می‌کنند. این مساله در شرایطی بروز کرد که چون نیروگاه‌ها درآمد ارزی ندارند، صندوق توسعه ملی با تخصیص تسهیلات به آنان موافقت نمی‌کرد. برای رفع این مشکل هیات محترم وزیران در سال ۱۳۹۴ به درخواست وزارت نیرو و صندوق توسعه ملّی مصوبه‌ای را در فروردین ماه (۱۳۹۴/۱/۲۳) و سپس عینا در خرداد ماه (۱۳۹۴/۳/۲۳) داشت که بر اساس آن‌ها، در زمان بازپرداخت اقساط وام ارزی دریافتی از صندوق توسعه ملی، توسط تولید کنندگان غیر دولتی برق، که برق خود را به وزارت نیرو و شرکت‌های تابعه می‌فروشند، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، موظف است بر اساس درخواست بانک عامل، شرایط لازم برای تبدیل ریال به ارز با نرخ رسمی را فراهم آورد و پس از دریافت مبلغ ریالی هر قسط، معادل ارزی آن را به حساب صندوق توسعه ملی منظور نماید. این مصوبه موجب شد تا صندوق توسعه ملی طرح‌های نیروگاهی را بپذیرد و وام تخصیص دهد. با تغییر شدید نرخ ارز، این مصوبه را بانک مرکزی اجرا نکرد و همین مساله بی‌اعتمادی شدیدی را در میان سرمایه‌گذاران خصوصی نیروگاهی به همراه آورد. ضمن آنکه بر اساس قانون برنامه ششم توسعه (بند (ت) ماده ۴۶)، دولت مکلف شده است با رعایت تبصره (۳) ماده (۲۰) قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور مصوب ۱۳۹۴/۲/۱، ساز و کار لازم برای پوشش خطرات افزایش‌سالانه بیش از ده درصد (۱۰٪) نرخ ارز را در بودجه سنواتی پیش‌بینی کند و برای بنگاه‌های اقتصادی دریافت کننده تسهیلات ارزی طراحی و به اجراء درآورد که این مورد نیز تاکنون عملکرد اجرایی نداشته است.

تا زمانیکه الگوی تامین مالی پروژه‌های نیروگاهی وابسته به منابع ارزی صندوق توسعه ملی است و نیز طرح‌های خصوصی تولید برق، امکان کسب درآمد صادراتی ندارند، همواره ریسک نرخ ارز مطرح است و شدت نوسانات ارزی در ایران به گونه‌ای

است که پوشش آن از طریق ابزارهای موجود ممکن نیست. ابزارها یا راهکارهای مختلفی که برای پوشش ریسک شناخته شده‌اند و قابلیت اجرایی در ایران نیز دارند، در این پروژه مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. از جمله می‌توان اشاره کرد به: پوشش ریسک از طریق صندوق‌های پوشش ریسک و صندوق‌های سرمایه‌گذاری و قراردادهای آتی (طلا و قراردادهای آتی یک تا چهار ماهه آتی بورس نفتی نایمکس). اما با توجه به آنکه ساخت نیروگاه فرآیندی زمان‌بر است و زمان به بهره‌برداری رسیدن نیروگاه‌ها و آغاز فروش محصول (کالای برق) با فاصله زمانی از تامین مالی صورت می‌گیرد و نیز با توجه به حجم منابع مالی مورد نیاز در این پروژه‌ها، روش‌های فوق برای پوشش ریسک در این بخش کارآمد نمی‌باشند.

با توجه به مجموع این ملاحظات، از آنجا که تولیدکننده خصوصی برق در صورت دریافت تسهیلات ارزی و با توجه به احتمال بروز مجدد نوسانات ارزی، نیاز به کسب درآمد ارزی دارد، پیشنهاد صادرات برق برای نیروگاه‌های غیر دولتی ارائه شده است. با توجه به آنکه در قانون برنامه پنجم توسعه این مساله مطرح شده است اما تاکنون عملکرد اجرایی نداشته است، پیشنهاد می‌شود هدف‌گذاری کمی برای صادرات برق توسط نیروگاه‌های غیر دولتی در قانون برنامه هفتم توسعه به عنوان تکلیف به وزارت نفت و نیرو محول شود.

همچنین در بخش دیگری از پیشنهادها، ایده اهرم کردن بدهی‌ها به سرمایه از مطالعه اسدی (۱۳۹۸) استخراج شده است. در این روش شرکت‌های زیر مجموعه وزارت نیرو می‌توانند با اهرم کردن بدهی خود در سیستم بانکی یا بازار سرمایه (به جای پرداخت مستقیم به شرکت‌های طلبکار) حجم منابع بیشتری تامین کنند و در نتیجه حجم مطالبات بیشتری از شرکت‌های تولیدکننده برق را بپردازند. در نتیجه بهبود جریان نقدینگی در این روش، تامین مالی سرمایه‌گذار نیز برای بخشی که سهم آورده او از پروژه است، تسهیل خواهد شد. این سیاست در کنار فراهم کردن زمین‌های حضور نیروگاه‌ها در صادرات برق، به عنوان مجموعه‌ای از سیاست‌های مکمل، می‌توانند به دستیابی به منابع مالی بیشتر برای پروژه‌های نیروگاهی کمک کنند.

اقدامات کلیدی:

- تحقق پیش نیازهای حضور بخش خصوصی در صادرات برق با توجه به نیاز بالقوه بازار کشورهای همسایه به واردات انرژی برق در افق میان مدت[۱]

منبع: یافته‌های پژوهش و اسدی (۱۳۹۸)

[۱] . با توجه به اینکه در شرایط فعلی صادرات برق در انحصار وزارت نیرو است، فراهم شدن شرایط صادرات برای بخش خصوصی نیازمند تحقق پیش نیازهایی است که به صورت تفصیلی در مطالعه‌ای تحت عنوان «تدوین نقشه راه توسعه صادرات برق و طراحی ساز و کارها و بسته سیاستی حمایتی» توسط سندیکای شرکت‌های تولیدکننده برق و با نظارت معاونت بررسی‌های اقتصادی اتاق بازرگانی تهران ۱۳۹۸ تهیه و منتشر شده است.

جدول (۲۸). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک درآمدی در بازار برق

فعالیت یا فعالیت‌ها:

۱) تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی؛

دستگاه متولی	دستگاه همکار	نوع پروژه
۱) مجلس شورای اسلامی، وزارت نیرو	۱) مرکز ملی رقابت؛ هیات تنظیم بازار برق؛ اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران	**اجرایی** ■ **تحقیقاتی** □

شرح اجمالی:

روال موجود در سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در قالب قراردادهای BOO بدین صورت است که نیروگاه پس از ساخت در یک بازه زمانی مشخص (در شرایط فعلی ۵ سال)، برق خود را در قالب قرارداد فروش تضمینی به شرکت برق حرارتی می‌فروشد. در این قراردادها که در واقع قرارداد تبدیل انرژی هستند، طرف دولتی مسئولیت تامین سوخت نیروگاه را بر عهده دارد و با قیمتی که از نرخ بازار عمده فروشی برق بالاتر است و سالانه با فرمول مشخصی بر اساس تغییرات نرخ تورم و نرخ ارز اصلاح و تعدیل می‌شود، برق نیروگاه را خریداری می‌کند. بعد از آن نیروگاه وارد بازار عمده‌فروشی برق شده و یا در قالب معاملات خارج از بازار (قراردادهای دو جانبه و یا در بورس انرژی) برق خود را می‌فروشد که در شرایط فعلی و از ابتدای راه‌اندازی بورس انرژی تاکنون، حجم معاملات خارج از بازار سالانه کمتر از ۵ درصد کل معاملات برق است.

قیمت خرید و فروش برق در بازار عمده‌فروشی تحت تاثیر دو مولفه سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی است. این مولفه‌ها توسط هیات تنظیم بازار برق به عنوان تنظیم‌گر بازار تعیین می‌شوند. با وجود الزام قانونی موجود در بند (ت) ماده ۴۸ قانون برنامه ششم توسعه که وزارت نیرو را مکلف کرده است ضوابط تعیین سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی را تدوین و به ذی‌نفعان ابلاغ نماید، تاکنون به این صورت عمل شده که هر ساله این دو مولفه با صلاح دید اعضای هیات تنظیم بازار برق تعیین شده و از ضابطه مشخصی که برای سرمایه‌گذار یا بهره‌بردار نیروگاه قابل پیش‌بینی باشند، تبعیت نکرده‌اند. این مساله باعث می‌شود در زمانی که مدل مالی سرمایه‌گذاری ساخت نیروگاه تهیه می‌شود، جریان درآمدی نیروگاه در بازار برق قابل برآورد نباشد. ضمن آنکه تجربه تنظیم‌گری هیات تنظیم بازار برق نشان می‌دهد سقف قیمت انرژی در بازار از سال ۱۳۹۳ تا ۱۳۹۸ هیچ گونه افزایشی نداشته و نرخ پایه آمادگی نیز از سال ۱۳۹۳ تا کنون بدون تغییر باقی مانده است. این در حالی است که در این بازه زمانی متوسط سطح عمومی قیمت‌ها در کشور و در نتیجه هزینه‌های اداره نیروگاه به میزان زیادی افزایش یافته است. مجموع این موارد منجر به نااطمینانی سرمایه‌گذار نسبت به بازگشت سرمایه در زمان مناسب و در نتیجه اجتناب از ورود سرمایه به ساخت و احداث نیروگاه‌ها شده است.

اقدامات کلیدی:

- پی‌گیری طرح تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق در مجلس شورای اسلامی؛
- نظارت مجلس شورای اسلامی بر اجرای ماده (۵۹) قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی با موضوع تاسیس نهاد تنظیم‌گر مستقل بخش برق با رعایت مفاد ماده و تبصره‌های قانون فوق؛

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول (۲۹). شناسنامه فعالیت‌های عملیاتی کاهش تاثیرات ریسک تحریم

فعالیت یا فعالیت‌ها:

۱) استفاده از ظرفیت معاهدات تجاری کشورهای منطقه، روسیه و چین برای مبادلات پولی و مالی؛

۲) شناسایی نقاط حساس و آسیب‌پذیر زنجیره تامین و اجرای عملیات ویژه برای مقابله با نقاط آسیب‌پذیر؛

۳) اصلاح قوانین و مقررات قراردادهای بین دولت و بخش خصوصی برای پوشش ریسک قراردادها (اصلاح مفاد تعدیل، خاتمه و فسخ با شرایط ویژه تحریم)؛

۴) جذب نقدینگی خرد و هدایت به سمت پروژه‌ها با توسعه ابزارهای بازار سرمایه و تضمین بازده توسط دولت؛

دستگاه متولی	دستگاه همکار	نوع پروژه
۱) وزارت امور خارجه	۱) اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران؛ وزارت اقتصاد؛ هیات‌های تجاری؛ بانک مرکزی.	اجرایی ■ تحقیقاتی □
۲) وزارت نیرو	۲) شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی؛ توانیر.	اجرایی ■ تحقیقاتی ■
۳) وزارت نیرو	۳) مجلس شورای اسلامی؛ هیات تنظیم بازار برق (یا در صورت تاسیس رگولاتوری برق)؛ تشکل-های فعال صنعت برق؛ کمیسیون انرژی اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی ایران.	اجرایی ■ تحقیقاتی ■
۴) بازار بورس و اوراق بهادار	۵) دولت.	اجرایی ■ تحقیقاتی □

شرح اجمالی:

اقتصاد ایران در سال‌های پس از انقلاب بارها از تحریم‌های بین‌المللی آسیب دیده است و در سال‌های دهه ۱۳۹۰ با شدت گرفتن این تحریم‌ها در برخی سال‌ها، این آسیب‌ها تشدید شده است. صنعت برق نیز همچون سایر صنایع و تولیدات متاثر از شرایط موجود خصوصا برای تامین قطعات و ورود سرمایه‌گذاران خارجی به پروژه‌های ساخت نیروگاهی است. فعالیت‌هایی که در این بخش برای کاهش اثرگذاری تحریم‌ها بر سرمایه‌گذاری این صنعت پیشنهاد شده است برگرفته از مطالعه اسدی و همکاران (۱۴۰۰) می‌باشد.

اقدامات کلیدی:

- تقویت ارتباطات نمایندگان بخش خصوصی با معاونت دیپلماسی اقتصادی وزارت امور خارجه و استفاده از ظرفیت‌های نمایندگی‌های جمهوری اسلامی در خارج از کشور؛
- مبادله تفاهم‌نامه‌های همکاری اقتصادی تجاری؛

منبع: یافته‌های پژوهش و اسدی و همکاران (۱۴۰۰)

از آنجا که در اقتصاد همواره منابع (انسانی و مادی) و زمانی که در اختیار داریم محدود است، تعیین اولویت انجام فعالیت‌ها حائز اهمیت است. جدول (۳۰) به مواردی می‌پردازد که در تعیین رتبه‌بندی فعالیت‌ها باید مدنظر قرار گیرد.

جدول (۳۰). عوامل موثر بر شناسایی اولویت اجرای فعالیت‌ها

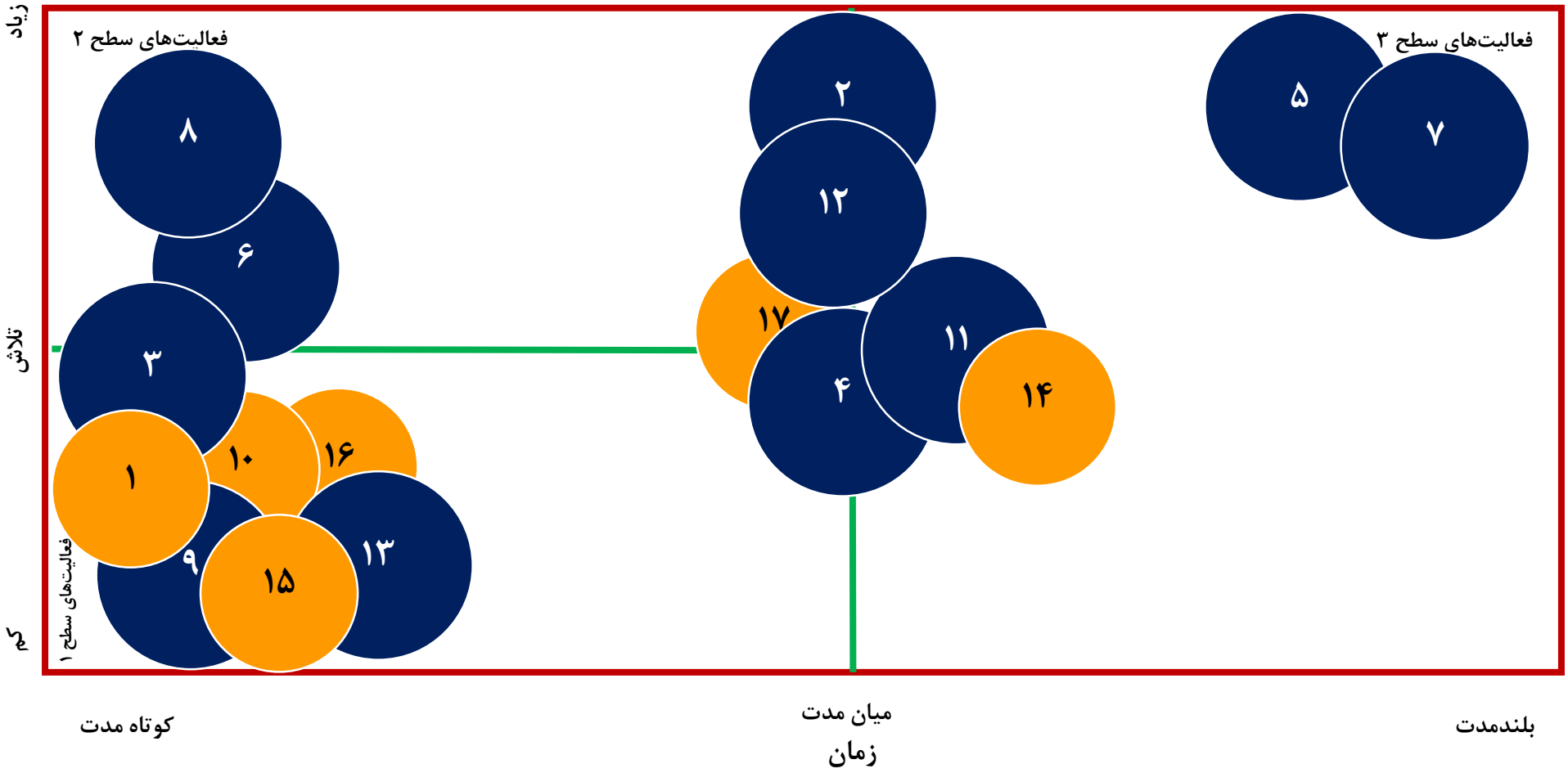
ردیف	فعالیت	تلاش	زمان	میزان اثرگذاری بر هدف
۱	۱) تعدیل محدوده تعیین شده برای نرخ ارز متناسب با تفاوت نرخ تورم داخلی و خارجی در زمان‌های مناسب و جلوگیری از انباشت تورم؛	کم	کوتاه مدت	میانه
	۲) تنوع سازی در صادرات و عدم اتکا صادرات به یک محصول؛	زیاد	میان مدت	زیاد
	۳) انضباط مالی، مدیریت هزینه و کسری بودجه دولت و افزایش درآمدهای دولت از طریق کانال‌هایی غیر از فروش نفت مانند افزایش درآمدهای مالیاتی، از راه‌هایی نظیر افزایش پایه‌های مالیاتی، کاهش فرارهای مالیاتی و غیره (بدون اثرات رکودی)؛	میانه	کوتاه مدت	زیاد
	۴) اتخاذ سیاست‌های پولی شفاف و متناسب با سیاست‌های ارزی؛	میانه	میان مدت	زیاد
	۵) ایجاد ابزارهایی (مانند بازار آتی و انواع اختیار معامله) برای پوشش ریسک نرخ ارز و نهایتا مدیریت انتظارات؛	زیاد	بلندمدت	زیاد
	۶) تنظیم و مدیریت بازارهای طلا، مسکن، سرمایه و سیستم بانکی متناسب با واقعیت‌های اقتصادی که بازدهی و جذابیت سرمایه‌گذاری در بازارها با هم تفاوت فاحشی نداشته باشد که اختلال و نوسان در بازار یک دارایی موجب انتقال بحران به بازار سایر دارایی‌های جانشین نگردد (مانند تعدیل و تعیین نرخ سودهای بانکی متناسب با شرایط اقتصادی که در شرایط تحریمی و بحران ارزی معمولا اقدام به افزایش نرخ سود بانکی می‌کنند).	میانه	کوتاه مدت	زیاد
	۷) استقلال بانک مرکزی جهت کنترل و مدیریت بهتر سیاست‌های پولی و ارزی و تورم؛	زیاد	بلندمدت	زیاد
	۸) اجرای مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹ هـ مورخ ۹۴/۳/۱۲ هیات وزیران برای نیروگاه‌هایی که با استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی اقدام به ساخت نیروگاه کرده‌اند.	زیاد	کوتاه مدت	زیاد

۲	۹) ثبت ما به التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی فروش برق در قوانین بودجه سنواتی و در نظر گرفتن منابع مالی برای پرداخت آن به وزارت نیرو (عمل به ماده ۶ قانون حمایت از صنعت برق) و تخصیص این منابع از سوی این وزرات خانه بابت پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها؛	کم	کوتاه مدت	زیاد
	۱۰) عمل به تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه و استفاده از آن به منظور اصلاح قراردادهای خرید برق از نیروگاه‌ها با درج خسارت تاخیر در تادیه و پرداخت این خسارت به شرکت‌های غیردولتی تولیدکننده برق؛	کم	کوتاه مدت	میانه
۳	۱۱) فراهم کردن زمینه حضور بخش خصوصی در صادرات برق و ایجاد درآمدهای ارزی صادراتی برای سرمایه‌گذار خصوصی؛	میانه	میان مدت	زیاد
	۱۲) اهرم کردن بدهی‌ها به سرمایه از طریق مشارکت شرکای ساخت و احداث در تامین مالی پروژه‌ها؛	زیاد	میان مدت	زیاد
۴	۱۳) تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی؛	کم	کوتاه مدت	زیاد
۵	۱۴) استفاده از ظرفیت معاهدات تجاری کشورهای منطقه، روسیه و چین برای مبادلات پولی و مالی؛	میانه	میان مدت	میانه
	۱۵) شناسایی نقاط حساس و آسیب‌پذیر زنجیره تامین و اجرای عملیات ویژه برای مقابله با نقاط آسیب‌پذیر؛	کم	کوتاه مدت	میانه
	۱۶) اصلاح قوانین و مقررات قراردادهای بین دولت و بخش خصوصی برای پوشش ریسک قراردادها (اصلاح مفاد تعدیل، خاتمه و فسخ با شرایط ویژه تحریم)؛	کم	کوتاه مدت	میانه
	۱۷) جذب نقدینگی خرد و هدایت به سمت پروژه‌ها با توسعه ابزارهای بازار سرمایه و تضمین بازده توسط دولت؛	میانه	میان مدت	میانه

منبع: یافته‌های پژوهش

ترکیب این سه عامل اولویت فعالیت‌ها و چگونگی قرار گرفتن آن‌ها در سطوح یک تا سه را مشخص می‌سازند که در شکل (۱۷) مشخص شده است.

شکل (۱۷). برنامه پیاده‌سازی فعالیت‌ها



بر این اساس می‌توان اولویت اجرای فعالیت‌ها را با ترکیب شیوه تحلیل شکل (۱۵) در صفحه ۱۷۱ و اهمیت توجه به پیش‌نیازهای اجرای هر فعالیت (در صورت وجود)، مشخص ساخت. اولویت اول همیشه فعالیت‌هایی هستند که پیش‌نیاز اجرای سایر فعالیت‌ها تلقی می‌شوند و یا از اثرگذاری بالایی با تلاش و زمان کم برخوردارند و یا هر دو ویژگی را دارا هستند. ثبت ما به التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی فروش برق در قوانین بودجه سنواتی و در نظر گرفتن منابع مالی برای پرداخت آن به وزارت نیرو (عمل به ماده ۶ قانون حمایت از صنعت برق) و تخصیص این منابع از سوی این وزرات‌خانه بابت پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها و تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی در این گروه قرار می‌گیرند و اولویت‌های پایانی فعالیت‌هایی هستند که برای اثرگذاری نیاز به زمان و تلاش زیاد دارند. ایجاد ابزارهایی (مانند بازار آتی و انواع اختیار معامله) برای پوشش ریسک نرخ ارز و نهایتا مدیریت انتظارات و استقلال بانک مرکزی جهت کنترل و مدیریت بهتر سیاست‌های پولی و ارزی و تورم مواردی هستند که این ویژگی را دارند. در این میان معمولا بر اساس منابع انسانی و مالی و زمانی که اجرای فعالیت‌ها به خود اختصاص می‌دهد، سازمان‌های متولی مجموعه‌ای از اقدامات پیشنهادی را به صورت موازی در دستور کار قرار می‌دهند.

در نهایت می‌توان جدول جمع‌بندی نقشه راه کاهش اثرات ریسک را در قالب جدول (۳۱) ارائه کرد. شماره مندرج در ستون "ردیف" به ترتیب شماره‌گذاری فعالیت‌ها در جدول (۳۰) می‌باشد.

جدول (۳۱). جدول خلاصه نقشه راه کاهش اثرات ریسک‌های سرمایه‌گذاری

ردیف	شاخص‌های عملکرد	فروض[۱]	نوع اثرگذاری	سطح حکمرانی	هدف
۱	انتشار محدوده تعیین شده برای نرخ ارز متناسب با تفاوت نرخ تورم داخلی و خارجی در زمان‌های مناسب	این محدوده باید به گونه‌ای تعیین شود که در سیستم ارزی شناور مدیریت شده مانع از انباشت تورم و در نتیجه نوسان‌های ناگهانی نرخ ارز بعد از دوره‌های ثبات نسبی آن شود.	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۲	افزایش میزان صادرات غیر نفتی (حجم، ارزش) و گسترش تنوع کالاها و خدمات و بازارهای مقصد صادراتی	به منظور نیل به پایداری در درآمدهای صادراتی و ارزآوری از این محل، جهت‌گیری توسعه صادرات غیر نفتی ایران باید به گونه‌ای باشد که از خام فروشی و صادرات کالاها و خدمات با سطح تکنولوژی پایین فاصله گرفته و به صادرات محصولاتی با سطوح بالاتر تکنولوژی، دانش و مهارت نزدیک شویم. همانطور که در سیاست‌های اقتصاد مقاومتی نیز بر این مهم تاکید شده است.	غیر مستقیم	سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۳	کاهش کسری بودجه دولت، کاهش وابستگی درآمدهای دولت به درآمدهای نفتی، تنوع بیشتر در درآمدهای مالیاتی، کاهش آمار فرار مالیاتی، رشد اقتصادی و افزایش تولید ناخالص ملی	در انجام این فعالیت باید به آثار توزیعی این سیاست بر درآمد افراد توجه ویژه شود. به طور مثال چنانچه افزایش سهم درآمدهای مالیاتی از طریق افزایش نرخ مالیات بر درآمد صورت گیرد، اثرات سوء بر وضعیت رفاهی اقشار آسیب پذیر به جا می‌گذارد و مد نظر این پژوهش نمی‌باشد.	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی

[۱] . باید توجه داشت فروض با توجه به فعالیت‌ها تعریف می‌شوند که به منظور خلاصه‌سازی و از آنجا که فهرست فعالیت‌ها در جداول پیشین ارائه شده است، در اینجا از ذکر مجدد آن‌ها خودداری می‌شود.

۴	هماهنگی سیاست‌های پولی و ارزی	-	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۵	طراحی ابزارهای مالی مربوط به معاملات آتی و اجرایی کردن آن‌ها، راه‌اندازی بورس ارز	-	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۶	کاهش نوسان در بازار دارایی‌ها، پول و سرمایه	اجرای این فعالیت نیازمند نگاه جامع به بازار انواع دارایی‌ها، در کنار بازار سرمایه و پول و اتخاذ سیاست‌های هماهنگ برای مدیریت این بازارها است.	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۷	دست‌یابی به شاخص‌های شناخته شده استقلال بانک مرکزی در ادبیات اقتصادی	اجرای این فعالیت نیازمند کاهش وابستگی بودجه دولت به انتشار پول توسط بانک مرکزی به منظور رویارویی با کسری بودجه است.	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۸	حل مشکل نیروگاه‌هایی که با استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی اقدام به ساخت نیروگاه کرده‌اند.	نظارت درست بر حسن اجرای مصوبه فوق به منظور جلوگیری از ایجاد رانت	مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک نوسانات ارزی
۹	درج رقم ما به التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده تولید برق در بودجه‌های سنواتی و اختصاص منابع برای پرداخت آن از سوی سازمان برنامه و بودجه	-	مستقیم	سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق
۱۰	اصلاح قراردادهای خرید برق از نیروگاه‌ها و پرداخت خسارت تاخیر در تادیه به شرکت‌های تولیدکننده برق	-	مستقیم	سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق

۱۱	ورود بخش خصوصی به صادرات برق یا سهم‌بری بخش خصوصی از درآمدهای صادرات برق	برای موفقیت در این فعالیت تحقق الزامات و پیش شرط‌هایی ضروری است که تصمیم‌گیری در ارتباط با آن‌ها و حل آن‌ها نیازمند همکاری وزارت‌خانه‌های نفت، نیرو، تشکل‌های صنعت برق و سرمایه‌گذاران غیردولتی است.	مستقیم	سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تامین مالی
۱۲	تغییرات در ساختار الگوهای تامین مالی	-	مستقیم	سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تامین مالی
۱۳	تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق	عمل به حکم و تبصره‌های ذیل ماده (۵۹) قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی که استقلال این نهاد را در تصمیم‌گیری و منابع مالی تضمین کند، برای موفقیت آن ضروری است.	مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک درآمدی
۱۴	سهولت نقل و انتقال ارز به کشور	-	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک تحریم
۱۵	انجام مطالعات کارشناسی و تهیه رویه‌ها و دستورالعمل‌های مورد نیاز و اجرای آن‌ها	-	مستقیم	سطح پیاده‌سازی / سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تحریم
۱۶	اصلاح قراردادهای موجود	-	مستقیم	سطح پیاده‌سازی / سطح بالای مدیریت و استراتژی	کاهش ریسک تحریم
۱۷	افزایش میزان پروژه‌های تامین مالی شده در بازارهای سرمایه/ کاهش جریان نقدینگی سرگردان به بازار سایر دارایی‌ها/ رونق بازار سهام	موفقیت این فعالیت نیازمند نگاه جامع به بازار انواع دارایی‌ها، بازار پول، سرمایه و ارز است.	غیر مستقیم	سطح بالای سیاست‌گذاری	کاهش ریسک تحریم

منبع: یافته‌های پژوهش

۴-۲. سایر ملاحظات

- در سال‌های اخیر ریسک‌هایی برای سرمایه‌گذاران ساخت نیروگاه‌ها مطرح شده که در گذشته خیلی موضوعیت نداشته است. این ریسک‌ها هر چند که در زمره ۱۰ ریسک با رتبه بالا شناسایی نشده است اما به دلیل اهمیتی که دارند، نیازمند بررسی هستند. یکی از این موارد ریسک تامین سوخت گاز طبیعی خصوصا در زمستان است که مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی بالا است و دیگری ریسک مربوط به چگونگی تملک موضوع پروژه در پروژه‌های تولید برق، که تحت عنوان ارائه گواهی ظرفیت، سرمایه‌گذاران نیروگاهی را با چالش‌هایی رو به رو کرده است. پرداختن به ریسک‌های فوق با توجه به نقشی که در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران برای ورود سرمایه خود به تولید برق دارند، حائز اهمیت است.
- با توجه به آنکه سرمایه‌گذار نیروگاهی برای شروع فعالیت خود نیازمند برقراری ارتباط با سازمان‌ها و نهادهای گوناگون است که بر پیچیدگی طی کردن مراحل اداری این سرمایه‌گذاری افزوده و از سرعت اجرای امور می‌کاهد، یکی از پیشنهادهای سازنده که می‌توان ارائه داد راه‌اندازی پنجره واحد سرمایه‌گذاری و کسب و کار است.

به استناد مطالعه زیرک (۱۳۹۴)، پنجره واحد سرمایه‌گذاری کلیه فرآیندها از شروع کسب و کار یعنی ثبت شرکت یا مشتریان، اخذ مجوزهای لازم کسب و کار، شرایط دسترسی به برق، ثبت مالکیت، اخذ اعتبارات یا وام، دسترسی به امتیازات و مشوق‌ها، پرداخت مالیات، تجارت فرامرزی، اجرای قراردادها و انحلال فعالیت در یک مدل یا سامانه الکترونیکی را در بر می‌گیرد و در واقع یک مدل توسعه یافته است که می‌تواند با اجرایی شدن، خلاهای جاری محیط کسب و کار در ایران را برای بهبود و پایش از بین ببرد. از دیدگاه عملی، می‌توان پنجره واحد خدمات سرمایه‌گذاری یا محیط کسب و کار را اینطور تعریف کرد که این مدل یک ورودی فیزیکی یا الکترونیکی برای ارائه و حفظ تمام داده‌ها برای فعالیت‌های اقتصادی را فراهم می‌کند. در واقع این ورودی، به وسیله مرکز خدمات سرمایه‌گذاری استان‌ها مدیریت می‌شود که پس از دریافت اطلاعات، آن را به تمام واحدهای مرتبط انتقال می‌دهند. راه‌اندازی این سیستم، به همکاری و مشارکت میان واحدهای دولتی مرتبط نیاز دارد و بنابراین مستلزم تعهد و هدایت قوی سطوح بالای دولتی است. دولت باید جریان اطلاعات مربوط به کلیه شاخص‌های محیط کسب و کار را بر اساس مدل داده‌ها تا حد ممکن ارتقاء داده و روان‌سازی فرآیندها را فراهم نماید. پس از اینکه اطلاعات رسمی مورد نیاز تعیین شدند، این داده‌ها باید استاندارد و هماهنگ شوند. همزمان با

توسعه اطلاعات هماهنگ، استاندارد و ساده‌تر، کاربرد اثربخش فناوری اطلاعات، باعث می‌شود تا جریان تبادل داده‌ها افزایش یابد که نتیجه آن انجام امور سرمایه‌گذاری سریع‌تر، آسان‌تر و با هزینه کمتر است.

امروزه موازی کاری اکثر دستگاه‌های اجرایی کشور در حوزه ایجاد کسب و کار یا یک فعالیت اقتصادی، فرآیندها و روند سرمایه‌گذاری را در کشور دشوار و پیچیده نموده است. سنتی بودن روش‌های انجام امور از دیگر معضلات اساسی در شرایط جاری است. در این زمینه تعامل موثر و کارا، مشارکت، هماهنگی و همکاری دستگاه‌های اجرایی ضرورت دارد. بودجه و اعتبار مکفی برای اجرای مدل پیشنهادی از دیگر ملزومات در این زمینه است. فراهم کردن زیر ساخت‌های فنی، اقتصادی، زیربنایی، اجتماعی و .... اقدامات مهم برای این موضوع به شمار می‌آید. بکارگیری تخصص با ارائه آموزش‌های مورد نیاز، الزام و پیش نیاز اصلی در این خصوص است. ایجاد ثبات و افزایش کارایی قوانین و مقررات و رویه‌های کسب و کار و سرمایه‌گذاری کشور با بازنگری و اصلاحات ضروری بایستی در دستور کار قوای سه گانه قرار گیرد. تعامل دولت با بخش خصوصی با توسعه و فعال‌تر کردن شورای گفتگوی دولت و با بخش خصوصی تقویت شده و ارتقاء یابد. در چنین شرایطی، می‌توان مدل پیشنهادی پنجره واحد خدمات سرمایه‌گذاری یا کسب و کار را برای ایران ترسیم و طراحی نمود.

مبانی قانونی در این زمینه مرتبط با مفاد ۶۲ و ۷۰ قانون برنامه پنجم توسعه است. ماده ۶۲ دلالت بر رویکرد تسهیل، تسریع، کاهش هزینه صدور و تمدید مجوز و هماهنگی دستگاه‌های اجرایی ذی ربط و حذف مجوزهای غیر ضرور و اصلاح یا جایگزینی شیوه تنظیم مقررات هر نوع فعالیت و بازرسی مرحله‌ای برای احراز مراعات آن مقررات به جای شیوه موکول بودن فعالیت به اخذ مجوز، نسبت به ابلاغ دستورالعمل‌ها مشتمل بر بازنگری، تسهیل، اصلاح و جایگزینی روش‌ها، تجمیع مجوزها و لغو مجوزهای غیر ضروری در چارچوب ضوابط قانونی برای هر نوع فعالیت پس از تایید رئیس جمهور دارد. طبق ماده ۷۰ نیز در مورد آن دسته از فعالیت‌های اقتصادی که نیازمند اخذ مجوز از دستگاه‌های متعدد می‌باشند، دستگاه اصلی موضوع فعالیت، وظیفه مدیریت یکپارچه، هماهنگی و اداره امور، اخذ و تکمیل و صدور مجوز را بر عهده خواهد داشت و از طریق ایجاد پنجره واحد به صورت حقیقی یا در محیط مجازی با مشارکت سایر دستگاه‌های اجرایی مرتبط به گونه‌ای اقدام می‌نماید که ضمن رعایت اصل همزمانی صدور مجوزها، سقف زمانی مورد

نظر برای صدور مجوز از زمان پیش بینی شده در قانون نحوه اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی تجاوز ننماید.

اجرایی شدن مواد قانونی فوق‌الاشاره در کشور برای بهبود روند مزبور نیازمند الگو و ابزاری است تا اطلاعات، مدارک و اسناد سرمایه‌گذاری تنها از یک نقطه ورودی ارائه شده و پردازش گردد و خروجی آن که همان صدور یا اخذ مجوزهای سرمایه‌گذاری توسط دستگاه‌های اجرایی یا متقاضیان سرمایه‌گذاری در فعالیت‌های اقتصادی است، به عنوان اولویت اصلی قرار گیرد. چرا که با اجرایی شدن این الگو می‌توان قابلیت دستیابی و پردازش اطلاعات را ارتقاء بخشید، جریان اطلاعاتی بین سرمایه‌گذار و دولت را تسریع و تسهیل و نیز هماهنگی و اشتراک بیشتر داده‌ها در سیستم دولتی را ایجاد نمود. نهایتا موانع سرمایه‌گذاری کاهش یافته و بهبود محیط کسب و کار به عنوان هدف غایی تحقق می‌یابد (زیرک، ۱۳۹۴).

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این فصل ابتدا مروری کلی بر اصول طراحی و تدوین نقشه راه به همراه معرفی اجزای آن شامل وضعیت پایه، بیانیه چشم‌انداز، اهداف و شاخص‌های عملکرد هدف، فعالیت‌ها و شاخص‌های عملکرد فعالیت، منابع، ساختار حکمرانی، پیاده‌سازی و ریسک و فروض صورت گرفت. سپس نقشه راه پیشنهادی برای کاهش اثرات ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای BOO در بخش‌های فعالیت‌ها، دستگاه‌های متولی و همکار برای اجرای آن‌ها، نوع فعالیت‌ها، معیارهای تعیین اولویت‌بندی فعالیت‌ها، فروض موفقیت، نوع اثرگذاری فعالیت‌ها، شاخص‌های عملکرد فعالیت‌ها و سطح حکمرانی تشریح شد.

بر این اساس فعالیت‌های پیشنهادی برای کاهش اثرات ریسک‌ها به شرح زیر استخراج شد:

- کاهش اثرات ریسک نوسانات نرخ ارز: تعدیل محدوده تعیین شده برای نرخ ارز متناسب با تفاوت نرخ تورم داخلی و خارجی در زمان‌های مناسب و جلوگیری از انباشت تورم؛ تنوع سازی در صادرات و عدم اتکا صادرات به یک محصول؛ انضباط مالی، مدیریت هزینه و کسری بودجه دولت و افزایش درآمدهای دولت از طریق کانال‌هایی غیر از فروش نفت مانند افزایش درآمدهای مالیاتی، از راه‌هایی نظیر افزایش پایه‌های مالیاتی، کاهش فرارهای مالیاتی و غیره (بدون اثرات رکودی)؛ اتخاذ سیاست‌های پولی شفاف و متناسب با سیاست‌های ارزی؛ ایجاد ابزارهایی (مانند بازار آتی و انواع اختیار معامله) برای پوشش ریسک نرخ ارز و نهایتا مدیریت انتظارات؛ تنظیم و مدیریت بازارهای طلا، مسکن، سرمایه و سیستم بانکی متناسب با واقعیت‌های اقتصادی که بازدهی و جذابیت

سرمایه‌گذاری در بازارها با هم تفاوت فاحشی نداشته باشد که اختلال و نوسان در بازار یک دارایی موجب انتقال بحران به بازار سایر دارایی‌های جانشین نگردد (مانند تعدیل و تعیین نرخ سودهای بانکی متناسب با شرایط اقتصادی که در شرایط تحریمی و بحران ارزی معمولا اقدام به افزایش نرخ سود بانکی می‌کنند)؛ استقلال بانک مرکزی جهت کنترل و مدیریت بهتر سیاست‌های پولی و ارزی و تورم؛ اجرای مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹ هـ مورخ ۹۴/۳/۱۲ هیات وزیران برای نیروگاه‌هایی که با استفاده از تسهیلات ارزی صندوق توسعه ملی اقدام به ساخت نیروگاه کرده‌اند.

- کاهش اثرات ریسک تاخیر در دریافت مطالبات نیروگاه‌ها از محل فروش برق: ثبت ما به التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی فروش برق در قوانین بودجه سنواتی و در نظر گرفتن منابع مالی برای پرداخت آن به وزارت نیرو (عمل به ماده ۶ قانون حمایت از صنعت برق) و تخصیص این منابع از سوی این وزرات خانه بابت پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها؛ عمل به تبصره ذیل ماده (۱۰) قانون برنامه ششم توسعه و استفاده از آن به منظور اصلاح قراردادهای خرید برق از نیروگاه‌ها با درج خسارت تاخیر در تادیه و پرداخت این خسارت به شرکت‌های غیردولتی تولیدکننده برق.
- کاهش ریسک تامین مالی: فراهم کردن زمینه حضور بخش خصوصی در صادرات برق و ایجاد درآمدهای ارزی صادراتی برای سرمایه‌گذار خصوصی؛ اهرم کردن بدهی‌ها به سرمایه از طریق مشارکت شرکای ساخت و احداث در تامین مالی پروژه‌ها.
- کاهش ریسک درآمدی: تاسیس نهاد مستقل تنظیم‌گر بخش برق به پشتوانه ماده ۵۹ قانون اصلاح قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی.
- کاهش ریسک تحریم: استفاده از ظرفیت معاهدات تجاری کشورهای منطقه، روسیه و چین برای مبادلات پولی و مالی؛ شناسایی نقاط حساس و آسیب‌پذیر زنجیره تامین و اجرای عملیات ویژه برای مقابله با نقاط آسیب‌پذیر؛ اصلاح قوانین و مقررات قراردادهای بین دولت و بخش خصوصی برای پوشش ریسک قراردادها (اصلاح مفاد تعدیل، خاتمه و فسخ با شرایط ویژه تحریم)؛ جذب نقدینگی خرد و هدایت به سمت پروژه‌ها با توسعه ابزارهای بازار سرمایه و تضمین بازده توسط دولت.

منابع

- ابراهیمی، محسن و قنبری، علیرضا (۱۳۸۸)، پوشش ریسک نوسانات درآمدهای نفتی با استفاده از قراردادهای آتی در ایران، *پژوهشنامه اقتصادی، سال نهم، شماره سوم.*
- ابوالحسنی، مهدی و بمانیان، محمد رضا (۱۳۸۹)، بررسی موردی تامین مالی ۷ پروژه نیروگاهی به روش BOT، BOO، سومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران.
- اسدی، علیرضا (۱۳۹۸)، نقش بخش خصوصی در توسعه نظام مالی صنعت برق، *سندیکای صنعت برق ایران.*
- اسدی، علیرضا؛ ولی پور، زهرا و علی آبادی، مهناز (۱۴۰۰)، برآورد مخاطرات و زیان‌های ناشی از تحریم بر صنعت برق در سال ۱۳۹۹ و راهکارهای مقابله با آن، *سندیکای صنعت برق ایران.*
- اسکندری، حمید؛ انواری رستمی، علی اصغر و حسین زاده کاشان، علی (۱۳۹۵)، پوشش ریسک با استفاده از شاخص ترکیبی قراردادهای آتی (مطالعه موردی بازار مالی ایران)، *مجله مهندسی مالی و مدیریت اوراق بهادار، شماره بیست و هشتم.*
- آل علی، سیمین؛ امام وردی، قدرت اله؛ ابونوری، عباسعلی و غیاثوند، ابوالفضل (۱۳۹۹)، برآورد نسبت بهینه پوشش ریسک کالاهای انرژی، *نشریه علمی سیاست‌گذاری اقتصادی، سال دوازدهم، شماره بیست و چهارم.*
- بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، بانک اطلاعات سری‌های زمانی اقتصاد.
- برزویی، عباس (۱۳۹۷)، شناسایی ریسک‌های عام در قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و واگذاری، *بررسی-های بازرگانی، شماره ۹۲ و ۹۳.*
- توکلیان، حسن و توکلیان، حسین (۱۳۹۵). بررسی علل نوسانات ارزی، تبیین نظام ارزی و راهکارهای مناسب جهت مدیریت منابع و مصارف ارزی (با تأکید بر شرایط تحریم‌های اقتصادی ایران)، *فصلنامه اقتصاد دفاع، سال اول، شماره اول.*
- جمالی، داود و نراقی، مهرداد (۱۳۹۲)، شناسایی ریسک‌های سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌ها به روش BOO (مطالعه موردی طرح‌های نیروگاه حرارتی ایران)، *دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران.*
- حاتمی، امین؛ محمدی، تیمور؛ خداداد کاشی، فرهاد و ابوالحسنی هستیانی، اصغر (۱۳۹۷)، پویایی نسبت بهینه پوشش ریسک در بازارهای سهام و طلا: رهیافت VAR-DCC-GARCH، *فصلنامه اقتصاد مالی، سال دوازدهم، شماره ۴۵.*

- خزائنی، گرشاسب؛ خانزادی، مصطفی و افشار، عباس (۱۳۹۲)، الگوی مدیریت ریسک در پروژه‌های BOT، توسعه چارچوب مفهومی محدوده – منافع، *نشریه مهندسی عمران شریف، دوره ۲۹-۲، شماره ۴*.
- دشت بزرگ، محمود و علی آبادی، حسن (۱۳۹۳)، تجدید ساختار و ایجاد رقابت در صنعت بر مطالعه موردی، بازار برق ایران، *کنفرانس نیروگاه‌های برق کشور*.
- رستمی، علی؛ زمردیان، غلامرضا و علی محمدی، میثم (۱۳۹۶)، امکان سنجی پوشش ریسک نرخ ارز شرکت‌های صادرکننده و وارد کننده با استفاده از قرارداد آتی سکه طلا در بورس کالای ایران، *فصلنامه علمی پژوهشی دانش سرمایه‌گذاری، سال ششم، شماره بیست و سوم*.
- زیرک، معصومه (۱۳۹۴)، مدل پیشنهادی پنجره واحد خدمات سرمایه‌گذاری و نقش آن در بهبود محیط کسب و کار ایران، *دومین همایش ملی بهبود محیط کسب و کار*.
- سایه بانی، مصباح؛ حاتمی، فرزاد و هروی؛ حمید (۱۳۹۷)، اولویت‌بندی ریسک‌ها و ارائه مدل مدیریت ریسک در توسعه نیروگاه‌های بادی بر اساس استاندارد مدیریت پروژه، *نشریه مهندسی عمران امیرکبیر، دوره ۵۰ شماره ۴*.
- سایه بانی، مصباح؛ حاتمی؛ فرزاد و هروی؛ حمید (۱۳۹۷). اولویت‌بندی ریسک‌ها و ارائه مدل مدیریت ریسک در توسعه نیروگاه‌های بادی بر اساس استاندارد مدیریت پروژه، *نشریه مهندسی عمران امیرکبیر، دوره ۵۰ شماره ۴* .
- شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی (۱۳۹۸)، اطلاع نگاشت برق حرارتی.
- شیرالی، غلامعباس؛ عسکری پور، طالب؛ کاظمی، الهه؛ ظهوریان آزاد، الهه و مرزبان، مصطفی (۱۳۹۳). ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک در یک نیروگاه سیکل ترکیبی با استفاده از رویکرد درجه باورپذیری در منطق فازی، *دو ماهنامه سلامت کار ایران، دوره ۱۱، شماره ۵*.
- صبحیه، محمد حسین و کشتیبان، یاسر (۱۳۸۸)، شراکت بخش خصوصی – دولتی در پروژه‌های نیروگاهی: مدیریت ریسک و افزایش ارزش پول خدمات، *پنجمین کنفرانس بین‌المللی مدیریت پروژه*.
- قانون برنامه پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی ایران (۱۳۹۰).
- قانون برنامه ششم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی ایران (۱۳۹۶).
- قانون حمایت از صنعت برق کشور (۱۳۹۴).
- کلاهان، فرهاد؛ رضایی نیک، ابراهیم؛ حسنی دوغ آبادی، مرضیه؛ رمضان پور، حمید و تجدد، امیررضا (۱۳۹۴)، شناسایی و اولویت‌بندی ریسک‌های پروژه‌های توسعه صنعت برق کشور (مطالعه موردی: حوزه انتقال و فوق توزیع شرکت برق منطقه ای خراسان)، *نشریه تخصصی مهندسی صنایع، دوره ۴۹، شماره ۱*.

- معاونت اقتصادی و پشتیبانی مدیریت مطالعات اقتصادی، برنامه ریزی و آموزش شرکت بورس کالای ایران (۱۳۸۸)، صندوق پوشش ریسک (Hedge Fund) و کارکردهای آن در بورس‌های کالا.
- میرزا خانی، حسن و نوری، عباس (۱۳۹۲)، شناسایی مهم‌ترین عوامل افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در بخش صنعت ایران و ارائه راهکارهایی به منظور کاهش اثرات منفی آن‌ها، *مجله اقتصادی، شماره های ۹ و ۱۰.*
- میرزاخانی، حسن و نوری، عباس (۱۳۹۲). شناسایی مهمترین عوامل افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در بخش صنعت ایران و ارائه راهکارهایی به منظور کاهش اثرات منفی آن‌ها، *مجله اقتصادی، سال سیزدهم، شماره‌های ۹ و ۱۰.*
- ناظمی اشنی، علی و افشاری راد، مجید (۱۴۰۰)، ارزیابی پوشش ریسک بازار سرمایه در ایران از مجرای بازارهای جهانی (همزمانی معاملات در بورس سهام ایران و بازار اونس طلا)، *فصلنامه سیاست های مالی و اقتصادی، سال نهم، شماره ۳۳.*
- نقی زاده، محمد؛ بامداد صوفی، جهانیار و میر افشار، مریم (۱۳۹۳). شناسایی و اولویت‌بندی ریسک‌های پروژه‌های همکاری فناوری (حوزه زیست فناوری)، *فصلنامه مدیریت توسعه فناوری*، دوره دوم، شماره ۳.
- نوری، فرامرز؛ محمدی، پرستو و وصاف، اسماعیل (۱۳۹۴)، تحلیل ریسک و ارزیابی مالی در پروژه‌های نیروگاهی BOT، *فصلنامه علمی پژوهشی دانش مالی تحلیل اوراق بهادار، سال هشتم، شماره بیست و ششم.*
- نیکمردان، علی (۱۳۸۶). معرفی نرم افزار Expert Choice11، *انتشارات جهاد دانشگاهی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر.*
- وزارت نیرو. اصول کلی و گام‌های اساسی مدیریت ریسک.
- وزارت نیرو؛ شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۹)، ۵۳ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار.
- وزارت نیرو؛ شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی و شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۹)، آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی.
- الیاسی، مهدی و سعید نژاد، مرتضی (۱۳۹۱). شناسائی و اولویت‌بندی ریسک‌های راهبردی؛ مطالعه موردی شرکت هلدینگ توسعه صنایع و معادن غدیر، *فصل‌نامه‌ی علمی ترویجی معیار، سال دوم، شماره ۳، پیاپی ۵.*
- A guide to the project management body of knowledge (PMBOK) .2008. *Newtown Square, PA; US: Project Management Institute; Fourth edition.*
- Abd Karim, N., A (2011) Risk Allocation in Public-Private Partnership (PPP) Project: A Review on Risk Factors, *International Journal of Sustainable Construction Engineering & Technology (ISSN: 2180-3242) Vol 2, Issue 2.*

- Ali Saffar I.Q., Ezzat A.W. 2020. Qualitative Risk Assessment of Combined Cycle Power Plant Using Hazards Identification Technique, *Journal of Mechanical Engineering Research and Developments, Vol. 43, No. 2.*
- Aubry J.F., Bied-Charreton D., Mazouni M.H. 2007. Proposal of a generic methodology to harmonize Preliminary Hazard Analyses for guided transport, *IEEE International Conference on System of Systems Engineering*.
- Avram E. L., et al. (2009) Investment decision and its appraisal, *DAAAM International, Vienna, Austria, EU, 2009, Vol. 20, No. 1, p. 1905-1906.*
- Baccarini D., Archer, R. 2001. The risk ranking of projects: a methodology, International Journal of Project Management 19, 139-145.
- Botchkarev, A. and Andru, P (۲۰۱۱) A Return on Investment as a Metric for Evaluating Information Systems: Taxonomy and Application, *Interdisciplinary Journal of Information, Knowledge, and Management.Vol .* ٦
- Chavas, J., P (2004) Risk analysis in theory and practice, *Elsevier Academic Press, USA.*
- Cleland D.L., Ireland L. 2010. Project Managers Portable Handbook 3/E; *McGraw-Hill Prof Med/Tech; 464.*
- Cooper D.F., Grey S., Raymond G., Walker P. 2005. Project Risk Management Guidelines; *John Wiley & Sons; Ltd.*
- Cunha, J. and Ferreira, P (2014) A risk analysis of small-hydro power (SHP) plants investments, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management Vol. 02 2014 47-62.*
- Della Pelle A. 2017. Webinar Training: Risk Assessment of Power Projects, Enerdata.
- Department of Defense: Standard Practice for System Safety .2000. *MIL-STD-882-D.*
- Domnikov, A., Chebotareva, G. and Khodorovsky, M (2014) Evaluation of investor attractiveness of power-generating companies: special reference to the development risks of the electric power industry, *Energy Production and Management in the 21st Century, Vol.1.*
- Ferreira I.H.F. 2017. Industrial Risk Management of a Combined Cycle Power Plant, *Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal.*

- Forbes, S (2009) Portfolio theory and how parent birds manage investment risk, *Oikos 118, p. 1561-1569.*
- Grausam, A (1997) BOT schemes as financial model of hydro power projects, https://www.osti.gov.
- Gray C., Larson E. 2005. Project Management: The Complete Guide for Every Manager; *Mc-Graw Hill Publishing Company; Edition 2nd*.
- Grey S. 1995. Practical risk assessment for project management, *Chi- chester: Wiley.*
- Gurgun, A., P., Touran, A (2014) Public-Private Partnership Experience in the International Arena: Case of Turkey, *Journal of Management in Engineering 30(6).*
- Harcourt, G.C., et al. (1967) Economic Activity, *Cambridge University Press, New York, Re-issued in this digitally printed version 2008.*
- IFC (2016) Attracting Private Investment Through Power Sector Reforms, *Note 21.*
- International Energy Agency. 2022. *Electricity Market Report.*
- International Energy Charter. 2021. ERIA Energy Investment Risk Assessment.
- Ionita, I (2001) Fundamentarea deciziei de investitii prin includerea riscului în calculele de eficienta, *Informatica Economica Journal, No. 2 (18), Romania, p. 105-110.*
- Jozi S.A., Saffarian S., Shafiee M. 2011. Environmental Risk Assessment of a Gas Power Plant Exploitation Unit Using Integrated TOP-EFMEA Method, *Pol. J. Environ. Stud. Vol. 21, No. 1 (2012), 95-105.*
- Kast, R. and Lapied, A (2006) Economics and Finance of Risk and of the Future, *John Wiley & Sons Ltd, England.*
- Kim M., Lee I., Jung Y.2017. International Project Risk Management for Nuclear Power Plant (NPP) Construction: Featuring Comparative Analysis with Fossil and Gas Power Plants, *Sustainability, 9, 469; doi:10.3390/su9030469 www.mdpi.com/journal/sustainability.*
- Kuzminykh I., Ghita B., Sokolov V., Bakhshi T. 2021. Information Security Risk Assessment, *Encyclopedia 2021, 1, 602–617. https://doi.org/10.3390/encyclopedia1030050.*
- Lansdowne Z. F. 1999. Risk matrix: an approach for prioritizing risks and tracking risk litigation progress; *Proceedings of the 30th Annual Project Management Institute Seminars & Symposium.*

- Murray S.L., Grantham K., Damle S.B. 2011. Development of a Generic Risk Matrix to Manage Project Risks, *Journal of Industrial and Systems Engineering, Vol. 5, No. 1, pp 35-51.*

- Nielsen K.R. 2006. Risk Management: Lessons from Six Continents; *Journal of Management in Engineering 22(2); 61-67.*

- O'Mahony, T., and Gunnigan, L. (2010) PPP state of the art, *(www.tep-ppp.eu/pobierz,20) (Aug. 14, 2012).*

- OECD (2017) Selected Good Practices for Risk Allocation and Mitigation in Infrastructure in APEC Economies, *OECD Report in cooperation with the Global Infrastructure Hub and the Asian Development Bank.*

- Outreville, J., F (2006) The Meaning of Risk, *https://www.researchgate.net/publication/302305568.*

- PMBOK (Project Management Body of Knowledge). 2013. *Project Management Institute.*

- Power System Expansion and Efficiency Improvement Investment Program (RRP BAN 42378) .Risk Assessment and Risk Mangement Plan.

- *Propersi, A. and* Gressel, S., G (2006) Project Finance and Hydropower Projects: A Case Study of Birecik Dam and Hydroelectric Power Plant Project in Turkey, *https://www.researchgate.net/publication/319955331.*

- Rausand M., Hoyland A. 2003. System Reliability Theory: Models, Statistical Methods, and Applications; *Wiley, 2nd Edition.*

- Ristic D. 2013. A Tool for Risk Assessment, *UDC 512.64:614.026.1, DOI:10.7562/SE2013.3.03.03, Review Article.*
- Rosenburg L., Hammer T., Gallo A. 1999. Continuous risk management at NASA; *Proceeding of Quality Week Conference; San Francisco, California.*

- Sakaguchi, J., Miyauchi, H. and Misawa, T (۲۰۱۳) Risk Assessment of Power Plant Investment by Three Level Ordered Probit Model Considering Project Suspension, *IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control–IX (IREP), August ۲۵-۳۰.*

- Sastoque, L., M., Arboleda, C., A. and Ponz, J., A (2016) A Proposal for risk Allocation in social infrastructure projects applying PPP in Colombia, *International Conference on Sustainable Design, Engineering and Construction.*

- Sousa D. S., Neves C.F., Silva H. V. O., Schaffel S. B., Luigi G., La Rovere E. L. 2022. A systemic approach for climate risk assessment applied to thermoelectric power plants in northeastern coast of Brazil, *Climate Risk Management 36 (2022) 100424.*

- Stamatis D.H. 2003. Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution; *ASQ Quality Press; 2nd Edition.*

- Sulastri L., Utami A. S., Fitrio T., Hapsila A., Surur M. 2019. Review of Project Risk Management and Risk Assessment, *Journal of Environmental Treatment Techniques.*

- United Nations Economic Commission for Europe. (2015). " *Guide to Drafting a National Trade Facilitation Roadmap*"

- Virlics, A (۲۰۱۳) Investment Decision Making and Risk, *Procedia Economics and Finance, Volume 6.*

- Wang J.X., Roush M.L. 2000. What Every Engineer Should Know About Risk Engineering and Management; *Marcel Dekker Inc.*

- Wang, S., Q. and Tiong, L., K (2000) Case study of government initiatives for PRC's BOT power plant project, *International Journal of Project Management 18.*

- Wang, S., Tiong, R., Ting, S. and Ashley, D (2000) Evaluation and management of political risks in China's BOT projects, *Journal of Construction Engineering and Management, 126: 3, 242-250.*

- Wideman R.M. 1992. Risk Management: A Guide to Managing Project Risks and Opportunity: Project and Program; *Project Management Institute, Pennsylvania.*

پیوست ۱

ساختار شکست ریسک پیشنهادی برای ریسک‌های سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری

توضیحات: در این ساختار که بر اساس مطالعات کتابخانه‌ای در سطح داخلی و خارجی طراحی شده است، ریسک‌ها بر اساس دو عامل ماهیت و دوره زمانی دسته بندی شده‌اند. به لحاظ ماهیت ۱۲ گروه ریسک شامل ریسک‌های سیاسی؛ اقتصادی (ناشی از شرایط کلان)؛ درآمدی (ناشی از شرایط صنعت برق) ؛ فنی؛ حقوقی/قانونی؛ تامین مالی؛ مدیریتی در سمت سرمایه گذار و سرمایه پذیر؛ زیرساخت و تدارکات؛ قراردادی؛ زیست محیطی و فورس ماژور شناسایی شده است. در هر گروه مجموعه‌ای از ریسک‌ها قرار می‌گیرد که هر کدام می‌توانند در دوره پیش از ساخت، ساخت یا بهره‌برداری بر نتایج پروژه تاثیرگذار باشند. همچنین این احتمال وجود دارد که سرمایه‌گذار با برخی از ریسک‌ها در بیش از یک دوره زمانی مواجه شود. رنگ آمیزی رو به روی هر ریسک نشان دهنده دوره اثرگذاری آن است. طبیعتا احتمال وقوع هر ریسک و میزان اثرگذاری آن بر اهداف پروژه در صورت وقوع متفاوت است و می‌تواند اندک تا خیلی زیاد باشد که در مراحل بعدی انجام طرح به آن پرداخته خواهد شد. بنابراین هدف از این ساختار صرفا شناسایی ریسک‌ها به تفکیک دوره اثرگذاری آن‌ها است.

از شما خبره محترم صنعت برق خواهشمندیم نظرات خود را بر روی ساختار شکست ریسک طراحی شده در قالب حذف برخی موارد؛ اصلاح برخی موارد؛ افزودن مورد جدید؛ اصلاح گروهی که ریسک در آن قرار گرفته و اصلاح دوره زمانی اثرگذاری هر ریسک در صورت نیاز درج فرمایید. در پایین هر ریسک یک خط فاصله برای اعمال نظر گنجانده شده است. در صورتی که نظری درج نشده باشد فرض بر این خواهد بود که ریسک مورد نظر در گروه مورد نظر و با بازه زمانی اثرگذاری رنگ شده مورد تایید جنابعالی است. همچنین در انتهای هر گروه چند سطر خالی برای موارد اضافی پیشنهادی لحاظ شده است.

پیشاپیش قدردان بذل توجه شما هستیم.

	دوره زمانی / عامل ریسک	پیش از ساخت	ساخت	بهره‌برداری
سیاسی	مصادره و ملی شدن اموال **اعمال نظر:**			
	فسخ و یا تمدید نشدن امتیاز بهره‌برداری از طرف دولت **اعمال نظر:**			
	حذف و یا کاهش معافیت‌های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی **اعمال نظر:**			
	تحمیل شرایط یک سویه از طرف دولت **اعمال نظر:**			
	گسترش دامنه فساد در بخش عمومی **اعمال نظر:**			
	سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه‌گذار **اعمال نظر:**			
	تحریم **اعمال نظر:**			
	حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها **اعمال نظر:**			
	قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی **اعمال نظر:**			
	اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
اقتصادی	بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ‌های مالیاتی **اعمال نظر:**			
	افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان **اعمال نظر:**			
	تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان **اعمال نظر:**			
	افزایش نرخ ارز **اعمال نظر:**			
	هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			

	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
درآمدی	تعرفه‌گذاری ناکارآمد **اعمال نظر:**			
	کاهش تقاضای بازار یا برآورد اشتباه از تقاضای بازار **اعمال نظر:**			
	عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق **اعمال نظر:**			
	تعدیل نامناسب قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی **اعمال نظر:**			
	انحصار خرید برق **اعمال نظر:**			
	تامین نشدن سوخت به میزان مناسب و در زمان مناسب **اعمال نظر:**			
	تغییر قیمت سوخت **اعمال نظر:**			
	مشکلات در وصول درآمدهای ناشی از فروش برق و انباشت مطالبات بخش غیر دولتی از سازمان‌های زیرمجموعه وزارت نیرو **اعمال نظر:**			
	حوادث پیش بینی نشده برای تجهیزات و عدم پوشش بیمه برای جبران خسارت‌ها **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
فنی	تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی **اعمال نظر:**			
	مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد **اعمال نظر:**			
	نواقص طراحی **اعمال نظر:**			
	تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت) **اعمال نظر:**			
	توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران **اعمال نظر:**			
	انحصار در تامین تجهیزات عمده نیروگاهی **اعمال نظر:**			
	نبود نیروی انسانی متخصص، کارآمد و متعهد در منطقه **اعمال نظر:**			

	کارایی پایین واحد در دوره بهره‌برداری (عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره) **اعمال نظر:**			
	دشواری تامین قطعات برای ساخت، بهره‌برداری و تعمیرات **اعمال نظر:**			
	کم تجربگی پیمانکار O&M **اعمال نظر:**			
	مطالعات امکان سنجی یا اقتصادی ناقص یا اشتباه **اعمال نظر:**			
	عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
حقوقی / قانونی	عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین **اعمال نظر:**			
	تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود **اعمال نظر:**			
	تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانونی **اعمال نظر:**			
	تغییر مکرر در قوانین **اعمال نظر:**			
	ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی **اعمال نظر:**			
	ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
تامین مالی	ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات دریافتی پروژه **اعمال نظر:**			
	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق **اعمال نظر:**			
	عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی **اعمال نظر:**			
	عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی **اعمال نظر:**			
	افزایش هزینه‌های بالای تامین مالی			

	اعمال نظر:			
	عدم اشتیاق تامین کنندگان مالی به شرکت در پروژه‌های نیروگاهی **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
مدیریتی در سمت سرمایه گذار	تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیر دولتی **اعمال نظر:**			
	ضعف عملکرد کنسرسیومی که در سرمایه‌گذاری شرکت دارند. **اعمال نظر:**			
	نقض تعهدات توسط اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری **اعمال نظر:**			
	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در بازدیدهای دوره‌ای و موردی از کارگاه **اعمال نظر:**			
	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه **اعمال نظر:**			
	سوء استفاده مدیران از منابع پروژه **اعمال نظر:**			
	برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه **اعمال نظر:**			
	ورشکستگی شرکت پروژه **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
زیرساخت و تدارکات	ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح **اعمال نظر:**			
	مشکل در تامین زمین **اعمال نظر:**			
	نبود و عدم تامین به موقع ساختارهای انتقال **اعمال نظر:**			
	حبس انرژی **اعمال نظر:**			
	سرقت تجهیزات نصب شده **اعمال نظر:**			
	تغییر در عوارض و حقوق گمرکی **اعمال نظر:**			

	مشکل در حمل و نقل تجهیزات **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
قراردادی	مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها) **اعمال نظر:**			
قراردادی	تاخیر دولت در اجرای قراردادها **اعمال نظر:**			
قراردادی	مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت‌نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم **اعمال نظر:**			
قراردادی	عدم تجدید مجوزها یا پروانه بهره‌برداری **اعمال نظر:**			
قراردادی	قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت **اعمال نظر:**			
قراردادی	**موارد اضافی پیشنهادی:**			
قراردادی	**موارد اضافی پیشنهادی:**			
قراردادی	**موارد اضافی پیشنهادی:**			
فورس ماژور	فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره) **اعمال نظر:**			
فورس ماژور	**موارد اضافی پیشنهادی:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در بازدیدهای دوره‌ای و موردی از کارگاه **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	عدم ارائه تضامین مناسب به شرکت پروژه **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد **اعمال نظر:**			
مدیریتی در سمت سرمایه پذیر	توزیع نامناسب مسئولیت‌ها بین شرکای عمومی و خصوصی			

	اعمال نظر:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
زیست محیطی	مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی **اعمال نظر:**			
	تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی **اعمال نظر:**			
	تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین‌المللی **اعمال نظر:**			
	جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق **اعمال نظر:**			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			
	موارد اضافی پیشنهادی:			

پیوست ۲

معرفی اعضای پانل خبرگان

۱	جناب آقای مهندس صبوری	مدیر عامل شرکت مدیریت و مهندسی آفاق انرژی پارس
۲	گروه مپنا	مدیر عامل بخش پروژه‌های سرمایه‌گذاری شرکت مپنا/ مدیر عامل شرکت تولید برق عسلویه مپنا/ مدیر امور ارزیابی اقتصادی بخش پروژه‌های سرمایه‌گذاری گروه مپنا/ مدیر عامل شرکت تولید برق توس مپنا
۳	جناب آقای مهندس مسعودی	قائم مقام مدیر عامل شرکت تولیدی آرین ماهتاب گستر
۴	جناب آقای دکتر معصومی	نایب رئیس هیات مدیره و مدیر عامل شرکت سرمایه‌گذاری برق و انرژی غدیر
۵	جناب آقای مهندس تقی زاده	مدیر عامل شرکت مدیریت انرژی امید تابان هور
۶	جناب آقای مهندس تندرو	مدیر عامل شرکت انرژی گستر قشم
۷	جناب آقای ابراهیم اسدی	سرپرست مهندسی و توسعه فناوری شرکت نیروگاهی ایران سنا
۸	جناب آقای دکتر مردانی	کارشناس مسئول تعرفه و اقتصاد برق و انرژی دفتر سرمایه‌گذاری و تنظیم مقررات بازار آب و برق وزارت نیرو

پیوست ۳

نام شرکت: **نام پاسخ دهنده در صورت تمایل:**

در جدول زیر فهرستی از ریسک‌های شناسایی شده سرمایه‌گذاری در پروژه‌های تولید برق حرارتی در قالب قراردادهای ساخت، تملک، بهره‌برداری (BOO) ارائه شده است. لطفا رو به روی هر ریسک برآورد خود را از احتمال وقوع آن ریسک در قالب یکی از گزینه‌های ۰ تا ۴۰ درصد؛ ۴۰ تا ۶۰ درصد و ۶۰ تا ۱۰۰ درصد علامت بزنید. همچنین اثر هر ریسک بر دو هدف ۱) زمان تحویل پروژه و ۲) هزینه‌های انجام پروژه مورد پرسش قرار گرفته است. بر اساس طبقه‌بندی ارائه شده، ریسک مورد نظر می‌تواند منجر به تاخیر زمانی کمتر از ۵ درصد، ۵ تا ۱۰ درصد و بیشتر از ۱۰ درصد در تحویل پروژه شود و هزینه‌های پروژه را کمتر از ۱۰ درصد، ۱۰ تا ۲۰ درصد و بیشتر از ۲۰ درصد افزایش دهد. در هر مورد لطفا یکی از گزینه‌ها را که محتمل‌تر می‌دانید، انتخاب فرمایید. پیشاپیش از همکاری و مساعدت شما خبره محترم صنعت برق قدردانی می‌شود.

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
تحمیل شرایط یک سویه از جانب جریان‌های سیاسی حاکم در تصمیم‌گیری									
سوء استفاده بخش عمومی از قدرت برای گرفتن هزینه‌های اضافی از مالک پروژه یا عدم پرداخت حقوق سرمایه‌گذار									
تحریم									
حفظ نشدن تعهدات بخش عمومی با تغییر دولت‌ها									
قطع مناسبات اقتصادی با کشورهای تامین کننده تجهیزات نیروگاهی									
اعتصابات و تعطیلی‌های پیش بینی نشده									
عدم پذیرش پروژه از سوی جامعه محلی									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
بروز مشکلات مالیاتی یا افزایش نرخ مالیات‌های مستقیم و غیر مستقیم									
افزایش هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری در اثر تورم یا سایر رخدادهای اقتصاد کلان									
تاخیر در احداث، بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر شرایط اقتصاد کلان									
افزایش نرخ ارز									
عدم دریافت بهای تمام شده برق از مصرف کننده نهایی									
عدم افزایش قیمت برق متناسب با تورم در بازار برق									
عدم تناسب فرمول تعدیل قیمت برق در قراردادهای خرید تضمینی برق با اقتصاد پروژه									
انحصار خرید یا ترانزیت برق توسط وزارت نیرو									
افزایش قیمت سوخت									
تاخیر طولانی در نقد شدن صورت حساب‌های فروش برق									
عدم بازگشت سرمایه ناشی از تعهد ۵۰ درصدی take or pay در قراردادهای خرید تضمینی									
جرایم ناشی از مسائل زیست محیطی در تولید برق									
افزایش هزینه‌های O & M									
اعمال قوانین سخت‌گیرانه از سوی حاکمیت برای صادرات برق توسط بخش خصوصی									
افزایش بهای تمام شده برق و کاهش حاشیه سود عملیاتی									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
عدم درج خسارت تاخیر در پرداخت صورت حساب‌های فروش برق از سوی خریدار در قراردادهای خرید تضمینی و بازار برق									
تاخیر در بهره‌برداری و تکمیل پروژه در اثر مسائل فنی									
مشکلات فنی در بهره‌برداری واحد									
نواقص طراحی									
تغییر در طراحی پروژه نسبت به توافق اولیه (برای مثال تعداد یا حجم مخازن ذخیره سوخت)									
توانایی و تجارب اندک پیمانکاران یا مشاوران داخلی و یا محدود بودن ظرفیت آن‌ها									
دشواری تامین تجهیزات عمده ساخت نیروگاهی از داخل									
عدم دستیابی به مشخصه‌های کیفی و فنی مانند راندمان یا قابلیت دسترسی و غیره									
دشواری تامین قطعات برای بهره‌برداری و تعمیرات									
مطالعات امکان سنجی فنی و اقتصادی ناقص یا دارای اشتباهات اساسی									
عملکرد کمتر از انتظار تجهیزات									
سخت‌گیری‌ها و استفاده ابزاری شبکه در صدور مجوزها مانند مجوز اتصال به شبکه برای انتقال برق									
عدم اجرا و یا اجرای ناقص یا سلیقه‌ای قوانین									
تفاسیر متفاوت از قوانین و مقررات موجود									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
تاخیر در اجرای پروژه ناشی از مسائل حقوقی و قانون									
نبود رگولاتوری مستقل و کارآمد برق									
تغییر در عوارض و حقوق گمرکی									
تغییر مکرر در قوانین									
ضعف در اجرایی بودن تضامین دولتی و یا عدم وجود تضامین کافی در برخی موارد									
ابهام در چگونگی تملک موضوع پروژه (الزام به ارائه گواهی ظرفیت نیروگاه)									
توقیف و ضبط اموال پروژه									
عدم تمدید پروانه بهره‌برداری									
حذف یا کاهش معافیت‌های دریافتی و یا امتیازهای تشویقی									
ناتوانی در بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی پروژه با توجه به نوسانات نرخ تسعیر ارز و عدم وصول به موقع مطالبات فروش برق									
تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر عدم تامین به موقع تسهیلات مالی توسط بانک‌ها و یا صندوق									
عدم گشایش به موقع اعتبارات اسنادی									
عدم امکان تامین و گشایش اعتبار از طریق فاینانس‌های خارجی									
افزایش هزینه‌های تامین مالی و نرخ بهره (سود تسهیلات)									
نبود شیوه‌های جدید تامین مالی در پاسخ به نیازهای سرمایه‌گذاران									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
تغییر دیدگاه بانک‌ها برای ورود به پروژه با تغییر مدیریت بانک و غیره									
تاخیر در بهره‌برداری پروژه در اثر سو مدیریت بخش غیردولتی									
بروز مشکلات در روابط بین اعضای کنسرسیوم سرمایه‌گذاری و نقض تعهدات توسط برخی از اعضا									
عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌گذار (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)									
عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه									
سوء استفاده مدیران از منابع پروژه									
برآورد اشتباه در ارائه قیمت در مناقصه									
ورشکستگی شرکت پروژه									
انتخاب هیئت مدیره ناآشنا با موضوعات برق و نیروگاه									
انتخاب مدیر پروژه ناآگاه با موضوعات تخصصی پروژه									
ضعف تسهیلات زیربنایی و تدارکات لازمه اجرای طرح									
مشکل در تامین زمین									
حبس انرژی به دلیل مکان‌یابی نادرست ساختگاه و نبود ساختارهای انتقال کافی									
سرقت تجهیزات نصب شده									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
مشکل در حمل و نقل تجهیزات									
مشکلات قراردادی (مفاد قراردادها)									
تاخیر دولت در اجرای قراردادها									
مشکل در دریافت مجوزها، تاییدیه‌ها، موافقت‌نامه‌ها و قراردادهای اولیه لازم									
قصور در اجرای قرارداد از طرف دولت									
نبود ساز و کار بازپرداخت هزینه‌های انجام شده از سوی سرمایه‌گذار در صورت فسخ قرارداد توسط او									
تاخیر در انجام تعمیرات ناشی از مشکلات شبکه و نبود ساز و کاری در قراردادها به منظور پیش‌بینی این شرایط									
فورس ماژور (زلزله، سیل، پاندمی‌ها و غیره)									
وقوع حملات سایبری و خرابکارانه									
جهت‌دار شدن و یا ضعف در برگزاری پاره‌ای از مناقصات									
توانایی و تجربه ناکافی سرمایه‌پذیر									
ارائه آمار و اطلاعات و فرآیندهای نادرست به سرمایه‌گذار توسط بخش عمومی									
عدم هماهنگی بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار در اتخاذ تصمیمات مشترک مورد لزوم به دلیل عملکرد ضعیف سرمایه‌پذیر (بروز مشکلات در روابط بین سرمایه‌پذیر و سرمایه‌گذار)									
تغییر در فرآیندها و تشریفات اداری، مالی، قانونی در دستگاه‌های دولتی با تغییر مدیران									

ریسک‌ها	احتمال وقوع			شدت اثر ریسک بر اهداف زمانی پروژه			شدت اثر ریسک بر اهداف هزینه‌ای پروژه		
	۰ تا ۴۰ درصد	۴۰ تا ۶۰ درصد	۶۰ تا ۱۰۰ درصد	کمتر از ۵ درصد تاخیر (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۵ تا ۱۰ درصد تاخیر	بیشتر از ۱۰ درصد تاخیر (بحرانی یا جدی)	کمتر از ۱۰٪ افزایش (حداقل یا قابل چشم پوشی)	۱۰ تا ۲۰ درصد افزایش	بیشتر از ۲۰ درصد افزایش (بحرانی یا جدی)
عدم وجود نگرش سیستمی بین بخش‌های مرتبط با پروژه									
عدم رعایت الزامات سیستم مدیریت پروژه و سایر استانداردهای مدیریتی مورد نیاز									
مشکل در دریافت مجوزهای زیست محیطی									
تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح داخلی									
تغییر استانداردهای زیست محیطی در سطح بین‌المللی									
بروز مسائل ناشی از عدم تدوین دستورالعمل‌های زیست محیطی									
عدم پیش‌بینی هزینه‌های تغییر در قوانین زیست محیطی در دوره بهره‌برداری در مدل مالی سرمایه‌گذار									

پیوست ۴

مشخصات خبرگان مشارکت کننده در مصاحبه

ردیف	نام و نام خانوادگی	شرکت	مسئولیت سازمانی
۱	جناب آقای مهندس کاظمی	نیروگاهی سیکل ترکیبی کرمانیان	مدیر عامل
۲	جناب آقای دکتر معصومی	سرمایه‌گذاری برق و انرژی غدیر	مدیر عامل
۳	جناب آقای صدرا	مولد نیروی خرم آباد	مدیر عامل
۴	جناب آقای مهندس مکبری	گروه مپنا	مدیر برنامه‌ریزی شرکت تولید برق عسلویه مپنا
۵	جناب آقای مهندس طراحیان	گروه ماهتاب	مدیر مطالعات اقتصادی
۶	جناب آقای مهندس ماجدی نیا	انرژی گستر جم	مدیر فنی
۷	جناب آقای سلیمانی	برق و انرژی صبا	مدیر برنامه‌ریزی و توسعه اقتصادی
۸	جناب آقای اعتصامی	مدیریت انرژی امید تابان هور	مدیر پروژه