مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی
دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن
مسلسل: ۲۲۰۴۴ ■ آبان ۱۴۰۵

آسیب‌شناسی روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی



تاریـــخ انتشـــار: ۱۴۰۵/۸/۲۵
Publish Date : 2026/11/16

عنوان: آسیب‌شناسی روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی

تهیه و تدوین‌کنندگان (Authors) : سیده‌مریم موسوی، علی صابری

واژه‌هـای کلیـدی: نیروگاه‌هـای حرارتـی، صنعـت بـرق، سـرمایه‌گذاری، صنـدوق توسـعه ملـی، خصوصی‌سازی

ناشـر: مرکزپژوهش‌های مجلس شـورای اسلامی

DOI: https://doi.org/10.22034/mrc.report.22044

Permanent Link: https://report.mrc.ir/article_12070.html

Publisher : Islamic Parliament Research Center of Iran

شماره مسلسل:۲۲۰۴۴
کدموضوعی: ۳۱۰

عنوان: آسیب‌شناسی روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی

نوع گـزارش: طرح/ لایحه☐، نظارتی■، راهبردی☐، پیش‌نویس قانونی☐
نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه برق)
همکار: رضا شریفی
مدیر مطالعه: ایمان رمضانی
ناظران علمی : میلاد بیگی، حبیب‌اله ظفریان
اظهارنظرکنندگان داخل مرکز: محمدصادق محمدیان (گروه محیط کسب‌وکار و تنظیم‌گری بخشی)، سیدمحسن علوی‌منش (معاونت پژوهش‌های تولیدی و زیربنایی)
اظهارنظرکننـده خـارج از مرکـز: علیرضـا اسـدی (مدیرگـروه آینده‌نـگاری و سیاسـت‌پژوهی پژوهشگاه نیرو)
گرافیک و صفحه آرایی : نفیسه حاجی‌صفری
ویراستارادبی : زهرا کریمی
تاریخ شروع مطالعه : ۱۴۰۴/۰۳/۰۱

نمایه در پایگاه مرکز اطلاعاتی علمی جهاد دانشگاهی (SID)، پایگاه مجلات تخصصی نور (NoorMags)

فهرست مطالب

چکیده ۶
خلاصه مدیریتی ۷
۱. مقدمه ۹
۲. تصویر ظرفیت تولید برق در کشور ۱۰
۳. چالش‌های ساختاری و موانع کلیدی توسعه نیروگاه‌های حرارتی ۱۳
۴. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۳۴
منابع و مآخذ ۳۷

فهرست جداول

جدول ۱. میزان و ارزش سرمایه‌گذاری انجام شـــده در نیروگاه‌های حرارتی توسط بخش خصوصی طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۲ ..... ۱۳
جدول ۲. وضعیت صورت سود و زیان در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ ..... ۱۵
جدول ۳. تفکیک هزینه‌های مختلف صنعت برق در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ ..... ۲۴
جدول ۴. برنامه بازپرداخت تسهیلات صندوق توسعه ملی به تفکیک نوع تعهدات ۳۰
جدول ۵. نیروگاه‌های در حال احداث ذیل ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق ۳۲

فهرست شکل‌ها

شکل ۱. سهم انواع نیروگاه‌ها از ظرفیت اسمی تولید برق کشور در سال ۱۴۰۴ ..... ۱۱
شکل ۲. نمودار میزان و درصد ظرفیت نیروگاه حرارتی جدید اضافه شده به شبکه طی سال‌های ۱۳۸۱ الی ۱۴۰۳ ..... ۱۲
شکل ۳. نمودار میزان سرمایه‌گذاری دولتی در بخش تولید برق طی سال‌های اخیر ۱۷
شکل ۴. نمودار ترکیب مالکیت نیروگاه‌های حرارتی به تفکیک وزارت نیرو و غیر وزارت نیرو طی سال‌های اخیر .. ۱۸
شکل ۵. نمودار درآمد گروه توانیر ناشی از فروش برق ۲۱
شکل ۶. سهم انواع مختلف هزینه از مجموع هزینه تمام شده صنعت برق در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ ..... ۲۳
شکل ۷. نمودار سهم هزینه‌های مختلف از هزینه تمام شده برق طی سال‌های ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ ..... ۲۵
شکل ۸. نمودار مقایسه درآمد و هزینه تمام شده هر کیلووات‌ساعت برق براساس صورت مالی گروه توانیر در بازه زمانی ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ ..... ۲۶
شکل ۹. نمودار بدهی شرکت توانیر به شرکت‌های تولیدکننده برق طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۷ ..... ۲۶
شکل ۱۰. نمودار جریان سود و زیان عملیاتی شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی در سال ۱۴۰۲ ..... ۲۸
شکل ۱۱. نمودار بدهی شرکت مادر تخصصی برق حرارتی به نیروگاه‌های دارای قرارداد خرید تضمینی طی سال‌های ۱۴۰۳- ۱۳۹۷ ..... ۲۹
شکل ۱۲. نمودار روند مصرف انواع سوخت در نیروگاه‌های حرارتی کشور بین سال‌های ۱۳۹۵ الی ۱۴۰۳ ..... ۲۳



آسیب‌شناسی روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی

چکیده

روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی از ابتدای دهه ۱۳۹۰ با افت محسوسی مواجه شده است. واکاوی چرایی این رکود نشان می‌دهد مجموعه‌ای از مؤلفه‌های اقتصادی، سیاسی و ساختاری که بر یکدیگر اثرگذار و از هم اثرپذیرند، فضای توسعه نیروگاه حرارتی را با عدم قطعیت‌هایی روبه‌رو ساخته است. به‌طورکلی، با اجرای قانون سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی، راهبرد کلان کشور بر اصل خروج تدریجی دولت از سرمایه‌گذاری مستقیم در حوزه تولید برق و واگذاری این مسئولیت به بخش خصوصی استوار شد. بااین‌حال، عدم همسوسازی پیش‌نیازهای اقتصادی با این تغییر ریل سیاستگذاری، موجب شد تا بسترهای لازم برای جذب و نگهداشت سرمایه‌های بخش خصوصی فراهم نشود. در کنار این مسئله، تشدید محدودیت‌های بین‌المللی و تحریم‌ها و متعاقب آن بروز نوسانات شدید ارزی، افزون بر کاهش منابع مالی در دسترس داخلی، ریسک‌های ورود سرمایه‌گذاران را افزایش داد. همچنین تداوم نظام قیمت‌گذاری تکلیفی و انعقاد برخی قراردادهای خاص به انباشت بدهی‌های قابل توجه وزارت نیرو و ناتوانی در بازپرداخت تعهدات به سرمایه‌گذاران منجر شد که این امر نه‌تنها اعتماد به سرمایه‌گذاری در این حوزه را خدشه‌دار کرده، بلکه ارائه تسهیلات صندوق توسعه ملی را متوقف کرد. درنتیجه این مسائل، نرخ رشد سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی کاهش یافت. اگرچه پس از سال ۱۴۰۱ و با تصویب قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، دولت با تغییر رویکرد، نسبت به جلب همکاری صنایع انرژی‌بر اقدام کرد، اما احداث نیروگاه توسط صنایع انرژی‌بر نیز معادل ۳۱ درصد اهداف تعیین شده عملکرد داشته است.

خلاصه مدیریتی

بیان / شرح مسئله

رشد تقاضای برق از یک‌سو و کاهش نرخ رشد توسعه ظرفیت‌های تولید برق از سوی دیگر، تأمین پایدار برق را با چالش‌های جدی مواجه ساخته است. یکی از عوامل مؤثر در بروز این وضعیت، عدم توسعه کافی نیروگاه‌های حرارتی است. **میزان سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی از ابتدای دهه ۱۳۹۰ با افت محسوسی مواجه شده است.** افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی در دهه **۱۳۸۰** به‌طور متوسط سالیانه حدود **۳,۰۰۰** مگاوات بوده که در دهه **۱۳۹۰** به کمتر از **۲,۰۰۰** مگاوات کاهش یافته است.

نقطه‌نظرات / یافته‌های کلیدی

واکاوی علل رکود سرمایه‌گذاری نشان می‌دهد **که مجموعه‌ای از مؤلفه‌های اقتصادی، سیاسی و ساختاری که در تعاملی متقابل بر یکدیگر اثر می‌گذارند و از هم اثر پذیرند، فضای توسعه نیروگاه حرارتی را با عدم قطعیت روبه‌رو کرده است.** به‌منظور تسهیل و ترسیم تصویری روشن‌تر، در ادامه، این موانع در چارچوبی زمانی و موضوعی طرح و بررسی خواهند شد.

- **خصوصی‌سازی و عدم سرمایه‌گذاری دولت:** در دهه ۱۳۸۰، از مجموع ۲۸ هزار مگاوات ظرفیت جدید، وزارت نیرو (۶۰ درصد) و بخش خصوصی (۴۰ درصد) سهمی متوازن داشتند، اما با اجرای سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی در ابتدای دهه ۱۳۹۰، سرمایه‌گذاری دولت در بخش نیروگاهی متوقف شد. با کاهش حجم سرمایه‌گذاری دولت از ۵۹۲ هزار میلیارد ریال در سال ۱۳۸۷، به کمتر از ۱۸ هزار میلیارد ریال (به قیمت ثابت سال ۱۴۰۰) **در سال‌های پایانی دهه ۱۳۹۰، انتظار می‌رفت بخش خصوصی کاهش نقش دولت را جبران کند، اما به‌علت عدم رعایت الزامات خصوصی‌سازی این موضوع محقق نشد.**
- **اقتصاد معیوب صنعت برق:** تداوم سیاست قیمت‌گذاری تکلیفی در طول دهه ۱۳۹۰، صنعت برق را با زیان‌دهی ساختاری و ناتوانی در ایفای تعهدات مالی مواجه کرد. تا پیش از سال ۱۴۰۰، قیمت واقعی فروش برق (به قیمت ثابت) روندی کاهشی داشت، روندی که به تشدید ناترازی مالی در صنعت برق انجامید. این مسئله به عدم امکان پرداخت مطالبات سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و کاهش سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌ها منجر شده است. هرچند با تصویب «قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق» و همچنین قوانین بودجه ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ و **اصلاح تعرفه‌ها، مابه‌التفاوت میان درآمد فروش برق و بهای تمام شده درآمد عملیاتی در سال ۱۴۰۱، به کمترین میزان خود طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۸ رسیده، اما با تجدید ارزیابی دارایی‌های گروه توانیر و به‌تبع آن افزایش هزینه استهلاک این مابه‌التفاوت افزایش یافته است.**
- **بدهی‌های ارزی شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی:** یکی دیگر از علل عدم توسعه نیروگاه‌های حرارتی، چالش در پرداخت تعهدات خرید تضمینی برق و افزایش ریسک سرمایه‌گذاران جدید است. بررسی هزینه تمام شده درآمدهای عملیاتی در صورت‌های مالی شرکت برق حرارتی نشان می‌دهد **این شرکت با یک ناترازی عمیق اقتصادی ناشی از سه قرارداد ارزی خرید تضمینی (نیروگاه‌های پره‌سر، فارس و جنوب اصفهان) مواجه است.** این سه نیروگاه در سال ۱۴۰۳، معادل ۷۸ درصد از کل هزینه خرید برق قراردادهای خرید تضمینی (معادل ۲۳.۴ هزار میلیارد تومان) را به خود اختصاص داده‌اند. همچنین زیان ناشی از تسعیر ارز این سه قرارداد (که در سال ۱۴۰۳ معادل ۴۷.۴ همت بوده) تراز منفی شرکت را تشدید کرده است. بر این اساس بدهی شرکت برق حرارتی بابت خرید تضمینی برق در سال ۱۴۰۳ به ۱۴۴.۷ هزار میلیارد تومان رسیده که ۹۲ درصد آن مربوط به همین سه نیروگاه است. این وضعیت جریان مالی شرکت را با چالش روبه‌رو کرده و اعتبار قراردادهای خرید تضمینی را برای سرمایه‌گذاران جدید از بین برده است.
- **توقف تسهیلات صندوق توسعه ملی:** برهم‌کنش دو عامل اقتصاد معیوب صنعت برق ناشی از قیمت‌گذاری تکلیفی و انباشت بدهی‌های وزارت

نیرو که بخش عمده آن متأثر از تعهدات سنگین قراردادهای ارزی است، به مسدود شدن یکی از مهم‌ترین منابع تأمین مالی توسعه نیروگاهی، یعنی صندوق توسعه ملی منجر شده است. تأخیر در پرداخت مطالبات ریالی نیروگاه‌ها، همراه با جهش‌های ارزی و کاهش شدید ارزش واقعی درآمد نیروگاه‌ها، به معوق شدن مطالبات صندوق منجر شد. لذا **صندوق توسعه ملی که در ابتدای دهه ۱۳۹۰ با تخصیص ۳,۴ میلیارد دلار، نقش محوری در تأمین مالی نیروگاه‌های حرارتی داشت، به‌علت تردید نسبت به بازگشت منابع، اعطای تسهیلات جدید به این بخش را متوقف کرد.**

- **عدم تحقق اهداف سرمایه‌گذاری صنایع انرژی‌بر:** با تشدید ناترازی‌ها و انسداد مسیرهای پیشین تأمین مالی (توقف سرمایه‌گذاری مستقیم دولت، کاهش انگیزه بخش خصوصی و توقف تسهیلات صندوق توسعه ملی)، با تصویب «قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق»، صنایع مکلف به احداث ۹,۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی تا پایان ۱۴۰۴ بودند، اما **حدود ۲۸۳۱ مگاوات (حدود ۳۱ درصد) محقق خواهد شد. علل اصلی این مسئله را می‌توان در عدم اطمینان صنایع از تضمین عدم قطع برق در شرایط اوج بار، نوسانات نرخ ارز و نیاز به سرمایه اولیه کلان دانست.**
- **چالش در تأمین پایدار سوخت:** در کنار موانع مالی و اقتصادی، عامل دیگری که در سال‌های اخیر به مانعی جدی برای سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی تبدیل شده، عدم قطعیت در تأمین پایدار سوخت است. ناترازی گاز باعث شده **مصرف سوخت مایع نیروگاه‌ها از ۱۷ میلیارد لیتر در سال ۱۴۰۲ به ۲۲ میلیارد لیتر در سال ۱۴۰۴ افزایش یابد.** همچنین برخلاف گذشته، مصرف سوخت مایع از حالت فصلی خارج شده و در سال ۱۴۰۴ حتی در فصول گرم نیز تداوم داشته است. مصرف مازوت در شش ماه نخست سال ۱۴۰۴، نسبت به دوره مشابه سال ۱۴۰۲، ۱/۸ برابر شده است.

پیشنهاد راهکارهای تقنینی، نظارتی یا سیاستی

اگرچه یکی از چالش‌های اصلی صنعت برق نظام تعرفه‌گذاری در دهه گذشته بوده، اما در حال حاضر روند اصلاح تعرفه برق وضعیت رو به بهبودی دارد. تحلیل صورت‌های مالی گروه توانیر نشان می‌دهد با اجرای قوانین بودجه سنواتی و قانون مانع‌زدایی از سال ۱۴۰۰ به بعد، نظام تعرفه‌گذاری بهبود یافته، هرچند که وصول درآمدهای حاصل از فروش برق صنایع با چالش‌هایی مواجه بوده است. لذا پیشنهاد می‌شود در گام نخست، مسئله **بدهی‌های شرکت برق حرارتی که عمدتاً ناشی از سه قرارداد ارزی خرید تضمینی است حل و فصل شود.** همچنین مشکل **بدهی‌های معوق نیروگاه‌ها به صندوق توسعه با استفاده از ابزارهای مالی (مانند تبدیل بدهی به سهام)**، برطرف شود تا احیای جریان تأمین مالی از این طریق مجدداً در دستور کار قرار گیرد. در نهایت، ارائه تضامین کافی برای تأمین پایدار برق صنایع انرژی‌بر باید مدنظر قرار گیرد.

۱. مقدمه

صنعت برق به‌عنوان یکی از ارکان اساسی توسعه و زیرساخت تأمین رفاه عمومی کشورها شناخته می‌شود. این حامل انرژی نه‌تنها پیشران اصلی بخش‌های تولیدی، صنعتی و خدمات است، بلکه تداوم کارکرد زیرساخت‌های حیاتی و فناوری کشورها وابستگی مطلقی به آن دارد. امروزه برق فراتر از یک کالای رفاهی، به‌عنوان یک نهاد استراتژیک اقتصادی عمل می‌کند که هرگونه اختلال در زنجیره تأمین آن، به‌سرعت به سایر بخش‌های اقتصادی سرایت کرده و با توقف خطوط تولید و کاهش خالص بهره‌وری ملی، امنیت اقتصادی و اجتماعی را با مخاطرات جدی مواجه می‌کند. ایران نیز به‌عنوان یک کشور در حال توسعه دارای وابستگی بسیار بالایی به انرژی برق بوده، اما در سال‌های اخیر با چالش در تأمین پایدار این انرژی روبه‌رو شده است که علت اصلی آن را می‌توان در مسائل مختلف جست‌وجو کرد. رشد قابل توجه تقاضا از یک‌سو و کاهش نرخ رشد توسعه ظرفیت‌های تولید برق از سوی دیگر باعث شده تا با اختلاف در عرضه و تقاضا در برخی ایام سال، تأمین پایدار برق با مشکل روبه‌رو شده و سالیانه بر میزان این کمبود نیز افزوده شود. در حال حاضر میزان ناترازی در اوج تقاضای برق به حدود ۱۷/۶ هزار مگاوات رسیده است. این مسئله نه‌تنها بخش‌های صنعتی را با محدودیت‌های گسترده مواجه کرده، بلکه برخلاف سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲ که خاموشی‌ها عمدتاً کنترل شده و متمرکز بر صنایع بود، در سال‌های ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ دامنه آن به بخش خانگی و سایر بخش‌های تجاری و خدماتی نیز کشیده شد. نکته قابل توجه ناترازی میان تولید و تقاضای برق در سال ۱۴۰۴، شروع زودهنگام چالش‌ها از اواسط اردیبهشت‌ماه بود که نشان‌دهنده افزایش دامنه زمانی چالش تأمین پایدار برق است. بدیهی است که بازگشت به نقطه تعادل، دارای یک پاسخ یکتا نبوده و نیازمند اتخاذ مجموعه‌ای از اقدام‌های هم‌زمان برای افزایش ظرفیت تولید و کاهش تقاضای برق است.

اگرچه با توجه به شاخص‌های مصرف انرژی کشور و مزایای پایدار بهره‌وری، موضوع بهینه‌سازی مصرف انرژی باید در سیاستگذاری‌ها مدنظر قرار گیرد، اما افزایش ظرفیت تولید برق نیز نیاز به توجه هم‌زمان دارد. با توجه به اینکه اصلی‌ترین عامل تأثیرگذار در کاهش نرخ رشد ظرفیت تولید برق، کاهش میزان سرمایه‌گذاری در حوزه تولید برق است، می‌توان ریشه اصلی چالش در سمت عرضه را در این مسئله جست‌وجو کرد.

به لحاظ تاریخی تا اواسط دهه ۱۳۸۰ صنعت برق دوران شکوفایی و توسعه ظرفیت نیروگاهی را تجربه کرده است، اما از ابتدای دهه ۱۳۹۰، میزان سرمایه‌گذاری و سرعت افزایش ظرفیت نیروگاهی کاهش یافت، به‌گونه‌ای که میانگین سالیانه افزایش ظرفیت تولید برق به کمتر از ۲ هزار مگاوات رسید. این درحالی است که تقاضای شبکه همچنان با رشد سالیانه ۵ درصدی (۲۵۰۰ مگاواتی) به پیش‌روی خود ادامه می‌داد و قانونگذار در برنامه‌های توسعه‌ای نیز افزایش سالیانه ۵ هزار مگاوات را برای دولت تکلیف کرده بود. استمرار این وضعیت در دهه ۱۳۹۰ و سال‌های بعد از آن موجب شد فاصله میان ظرفیت تولید و تقاضای برق در سال‌های اخیر روند افزایشی را تجربه کند. با توجه به توضیحات ارائه شده، گزارش حاضر به علل عدم سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی پرداخته و قصد دارد به‌طور خاص به این پرسش پاسخ دهد که چرا با وجود نیاز مبرم کشور، جریان سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی (که بیش از ۹۲ درصد تولید برق از این محل تأمین می‌شود) با چالش روبه‌رو شده است.

این گزارش در دو بخش ارائه می‌شود، در بخش اول، به‌صورت مختصر تصویری از میزان افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های اخیر ارائه شده و در بخش دوم، علل عدم سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی بیان خواهد شد.

۲. تصویر ظرفیت تولید برق در کشور

در حال حاضر[۱] ظرفیت نامی نیروگاه کشور برابر با ۹۷/۷ هزار مگاوات است، اما با توجه به محدودیت‌های فنی و عملیاتی غیرقابل اجتناب در شبکه برق میزان حداکثر توان تولید هم‌زمان شبکه در زمان اوج تقاضای برق رقمی معادل ۶۲/۲ مگاوات ثبت شده است. درحالی‌که حداکثر تقاضای لحظه‌ای برق[۲] معادل ۷۹/۸ مگاوات برآورد شده است[۱]. این ارقام بیانگر شکاف لحظه‌ای ۱۷/۵ هزار مگاواتی میان عرضه و تقاضا در زمان اوج بار بوده که شبکه را ناگزیر به اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف و خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در بخش‌های مختلف کرده است. بااین‌حال، باید توجه داشت که این عدد بازتاب‌دهنده نقطه اوج تقاضا (پیک لحظه‌ای) بوده، زیرا تحلیل توزیع زمانی بار نشان می‌دهد در بیش از ۹۸ درصد از ساعات، میزان ناترازی سطحی کمتر از ۹ هزار مگاوات را تجربه کرده است[۲].

بررسی خاموشی‌های سال‌های گذشته نشان می‌دهد که در سال ۱۴۰۰، ناترازی میان حداکثر تولید و تقاضا به اعمال محدودیت در بخش خانگی و صنایع منجر شد، اما در سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲ به‌علت تمرکز بر تأمین برق بخش خانگی، مدیریت برنامه‌ریزی شده و جابه‌جایی بار در بخش صنایع اعمال شد. بااین‌حال در سال‌های اخیر به‌علت افزایش فاصله میان حداکثر تولید و تقاضای برق در زمان اوج مصرف، دامنه مدیریت مصرف برق مجدداً به بخش خانگی تسری یافت. در سال ۱۴۰۴ علاوه‌بر تسری خاموشی به بخش‌های مختلف مصرف‌کننده، بازه زمانی اعمال محدودیت‌ها نیز افزایش یافت، به‌طوری‌که برخلاف سنوات گذشته که آغاز ناترازی‌ها از اوایل خردادماه بود، در سال ۱۴۰۴ چالش تأمین برق از اواسط اردیبهشت‌ماه آغاز شد. ریشه‌یابی این وضعیت حاکی از وجود واگرایی میان نرخ رشد عرضه و تقاضای برق طی دهه اخیر است. تحلیل داده‌های آماری نشان می‌دهد نرخ رشد سالیانه ورود ظرفیت جدید تولید برق در سال‌های اخیر در بازه ۲ تا ۴ درصد نوسان داشته، حال آنکه تقاضای برق سالیانه به‌طور متوسط ۵ درصد افزایش یافته است. نرخ رشد مصرف بدون توجه به بهره‌وری انرژی ازیک‌سو و عدم توسعه ظرفیت نیروگاهی ازسوی‌دیگر به افزایش فاصله میان حداکثر تولید و تقاضای برق در زمان اوج مصرف و به تبع آن افزایش تقاضای پاسخ داده نشده (یا به عبارتی خاموشی برق) در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده منجر شده است.

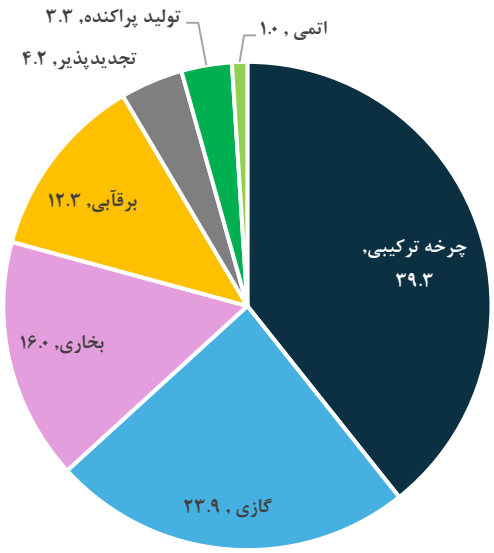
بر این اساس شرایط کنونی و ناترازی حادث شده در شبکه برق، نتیجه تصمیم‌ها و اقدام‌های کوتاه‌مدت نبوده، بلکه برایندی از مجموعه‌ای از عوامل، سیاستگذاری‌ها و روندهای انباشته شده طی سالیان متمادی است. در این راستا، اگرچه ناترازی انرژی متأثر از دو مؤلفه «مدیریت مصرف» و «توسعه ظرفیت تولید» است و دستیابی به پایداری شبکه بدون کاهش رشد تقاضای برق امکان‌پذیر نیست، اما با توجه به ماهیت زیرساختی چالش‌های موجود، این گزارش به‌طور اختصاصی بر مؤلفه «تولید» و چالش‌های سرمایه‌گذاری در سمت عرضه تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی در طول یک دهه اخیر متمرکز شده است. به‌منظور ورود به بحث سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های حرارتی، ابتدا ضروری است ترکیب سبد تولید برق کشور و سهم انواع نیروگاه‌های مختلف در تأمین انرژی واکاوی شود (شکل ۱).

---

۱. آذرماه سال ۱۴۰۴.

۲. در ساعت ۱۴:۲۷ روز ۱۷ مردادماه ۱۴۰۳ ثبت شده است.

شکل ۱. سهم انواع نیروگاه‌ها از ظرفیت اسمی تولید برق کشور در سال ۱۴۰۴ [۱]



ساختار سبد تولید برق کشور با اختصاص سهم ۸۲/۴ درصدی از کل ظرفیت اسمی نصب شده به نیروگاه‌های حرارتی (شامل واحدهای سیکل ترکیبی، گازی و بخاری)، نشان‌دهنده وابستگی عمیق شبکه سراسری به سوخت‌های فسیلی است. پیشران اصلی این توسعه نامتوازن و تمرکز بر نیروگاه‌های حرارتی را باید در مزیت اقتصادی[۱] و دسترسی به سوخت گاز جست‌وجو کرد. بررسی‌های فنی-اقتصادی نشان می‌دهد که متوسط هزینه تراز شده تولید برق[۲] در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی با احتساب قیمت فعلی سوخت تحویلی، به ترتیب معادل ۱.۷ و ۲.۲ سنت دلار بر کیلووات ساعت است. اگر مبنای نرخ سوخت معادل حداکثر تعرفه داخلی گاز (نرخ خوراک پتروشیمی‌ها) فرض شود، هزینه تولید در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به ۳.۵ و در نیروگاه‌های گازی به ۴.۸ سنت دلار افزایش می‌یابد. در حال حاضر و علی‌رغم افت شدید هزینه‌های سرمایه‌گذاری جهانی در حوزه خورشیدی، متوسط هزینه تراز شده این نیروگاه‌ها در کشور حدود ۲.۴ سنت دلار بر کیلووات ساعت برآورد می‌شود که کماکان بالاتر از هزینه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با سوخت یارانه‌ای است. شکاف قیمتی در سایر نیروگاه‌ها بیشتر است، به‌طوری که هزینه تولید در نیروگاه‌های بادی، زغال‌سنگ‌سوز و اتمی به ترتیب ۴.۲، ۷.۱ و ۷.۱ سنت دلار تخمین زده می‌شود که عملاً توان رقابت با برق حرارتی را ندارند [۳]. این موضوع سبب شده مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده برق برای این نیروگاه‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های حرارتی بیشتر باشد، به‌عبارت‌دیگر توسعه نیروگاه‌های غیرفسیلی هزینه اقتصادی بیشتری برای دولت به‌منظور تأمین مالی دارد. ازاین‌رو طبیعی است که در چنین شرایطی مزیت هدایت سرمایه‌گذار بخش خصوصی به سمت سرمایه‌گذاری در حوزه نیروگاه‌های حرارتی به لحاظ اقتصادی بیشتر باشد. هرچند در سال‌های اخیر توسعه نیروگاه‌های خورشیدی به واسطه فشار ناشی از عدم تأمین پایدار گاز بیشتر شده است. با توجه به این موضوعات هرگونه اختلال، کندی یا توقف در روند سرمایه‌گذاری و توسعه نیروگاه‌های حرارتی، تأثیر قابل توجهی در عقب‌ماندگی ظرفیت تولید برق کشور نسبت به تقاضا داشته که به بروز و تشدید خاموشی منجر می‌شود.

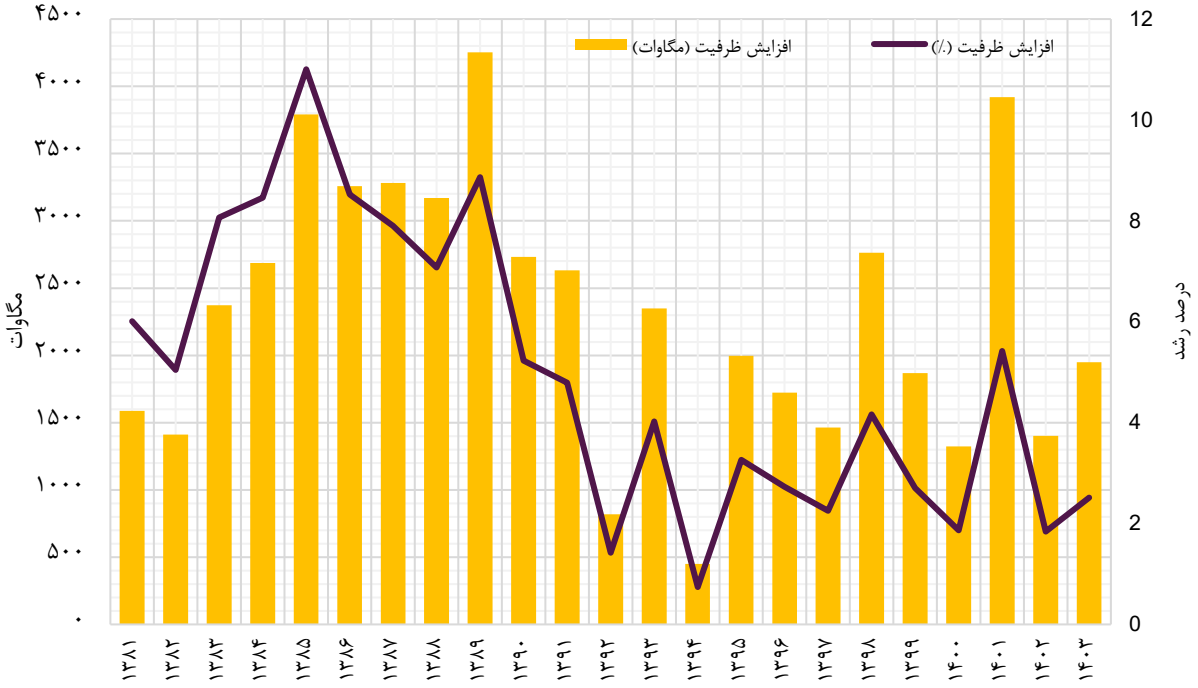
واکاوی سری زمانی تغییرات ظرفیت اسمی نیروگاه‌های حرارتی طی بازه ۲۲ساله (۱۳۸۱ تا ۱۴۰۳)، از وجود دو الگوی رفتاری کاملاً متمایز در توسعه زیرساخت‌های تولید برق حکایت دارد. دهه ۱۳۸۰ را می‌توان دوران جهش و تثبیت افزایش ظرفیت تولید برق نامید. در این برهه، صنعت برق با اتکا به جریان پایدار سرمایه‌گذاری و تأمین مالی همزمان بخش خصوصی و دولتی، موفق شد ظرفیت تولید را با شتابی قابل قبول افزایش دهد، به‌گونه‌ای که به ویژه در نیمه دوم این دهه، نمودار توسعه نیروگاهی همواره شیبی صعودی و معنادار را تجربه کرده است. داده‌های

۱. نیروگاه‌های حرارتی در حال حاضر بابت سوخت مصرفی خود حدود ۲۵۰۰ ریال به ازای هر مترمکعب گاز طبیعی و معادل آن برای سوخت مایع شامل گازوئیل و مازوت پرداخت می‌کند که در مقایسه با قیمت صادراتی سوخت (حدود ۳۰۰ هزار ریال) بسیار ناچیز است.

2. Levelized Cost Of Energy(LCOE)

آماری نشان می‌دهد در این بازه زمانی، شبکه سراسری برق به‌طور متوسط سالیانه پذیرای حدود ۳۰۰۰ مگاوات ظرفیت جدید حرارتی بوده است. نقطه اوج این دوران در سال‌های پایانی دهه ۱۳۸۰ و مشخصاً سال ۱۳۸۹ رقم خورد، سالی که با ثبت رکورد تاریخی افزایش ظرفیت معادل ۴۲۵۲ مگاوات، بالاترین نرخ توسعه فیزیکی شبکه محقق شد (شکل ۲). در این دوره، نرخ رشد ظرفیت نیروگاهی همواره در محدوده اطمینان ۵ تا ۱۱ درصد قرار داشت که با نرخ رشد تقاضای برق و نیازهای توسعه‌ای کشور هماهنگ و منطبق بود.

شکل ۲. نمودار میزان و درصد ظرفیت نیروگاه حرارتی جدید اضافه شده به شبکه طی سال‌های ۱۳۸۱ الی ۱۴۰۳ [۴]



بررسی داده‌های مندرج در شکل ۲ نشان می‌دهد که با ورود به دهه ۱۳۹۰، روند توسعه ظرفیت نیروگاهی نسبت به دهه گذشته تغییر کرده و نرخ رشد ظرفیت کاهش یافته و در مسیری نوسانی قرار گرفته است. در این دوره، برخلاف روند پایدار دهه ۱۳۸۰، ارقام افزایش ظرفیت سالیانه با نوساناتی همراه بوده و در برخی سال‌ها نظیر سال ۱۳۹۲ (با ۸۱۸ مگاوات) و سال ۱۳۹۴ (با ۴۵۰ مگاوات)، میزان ظرفیت جدید وارد مدار شده کاهش یافته است. اگرچه در سال ۱۴۰۱ با بهره‌برداری از ۳۹۲۰ مگاوات ظرفیت جدید، رشدی در این شاخص مشاهده می‌شود، اما بررسی عملکرد سال‌های پس از آن (شامل ۱۴۰۰ مگاوات در سال ۱۴۰۲ و ۱۹۵۰ مگاوات در سال ۱۴۰۳) حاکی از عدم تثبیت نرخ رشد است. مقایسه این ارقام با شاخص تقاضا نشان می‌دهد درحالی‌که مصرف برق شبکه در این سال‌ها به‌طور متوسط سالیانه ۵ درصد رشد داشته، میانگین نرخ رشد ظرفیت نیروگاهی در دهه ۹۰ و سال‌های اخیر در سطح ۳.۴ درصد قرار داشته است [۴]. البته در خصوص عملکرد سال‌های مختلف باید گفت که فرایند انعقاد قرارداد، احداث و سنکرون شدن نیروگاه‌های حرارتی به شبکه برق در ایران به‌طور متوسط حدود ۷-۵ سال طول می‌کشد. به‌طور مثال افزایش ظرفیت تولید حرارتی در هر سال (که در شکل فوق رسم شده)، نشان‌دهنده اقدام‌های انجام شده سال‌های قبل است.

ریشه اصلی عقب‌ماندگی در شاخص‌های افزایش ظرفیت تولید را باید در جریان ورودی منابع مالی و سرمایه‌گذاری جست‌وجو کرد. به بیان دیگر، کمبود منابع سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی، یکی از متغیرهای اصلی وضعیت فعلی بوده که پی بردن به ریشه اصلی آن نیازمند بررسی دقیق آمار و ارقام مرتبط به منابع مالی حوزه تولید برق است. در ادامه دلایل اصلی و ریشه اصلی کاهش روند سرمایه‌گذاری در حوزه

نیروگاهی در دهه ۱۳۹۰ بحث و بررسی شده است.

ظرفیت نیروگاهی تحت مالکیت وزارت نیرو از سال ۱۳۹۲ تاکنون تقریباً ثابت و معادل ۲۴-۲۳ هزار مگاوات باقی مانده است. از طرفی پروژه‌های نیروگاهی خصوصی از ابتدای سال ۱۳۹۲ تا پایان سال ۱۴۰۳، بیش از ۲۱ هزار مگاوات در قالب ۱۵۴ واحد نیروگاهی به وسیله بخش خصوصی به ظرفیت تولید برق کشور افزوده شده است.[1] در جدول ۱ حجم و ارزش سرمایه‌گذاری ظرفیت‌های جدیدالاحداث نیروگاه های حرارتی طی سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۴۰۳ نشان داده شده است.

جدول ۱. میزان و ارزش سرمایه‌گذاری انجام‌شده در نیروگاه‌های حرارتی توسط بخش خصوصی طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۲ [۵و۶]

سال	ظرفیت جدید		افزایش ظرفیت[1]		جمع	
	مگاوات	میلیون دلار	مگاوات	میلیون دلار	مگاوات	میلیون دلار
۱۳۹۲	۵۵۵	۳۳۳			۵۵۵	۳۳۳
۱۳۹۳	۱۱۶۵	۶۹۹			۱۱۶۵	۶۹۹
۱۳۹۴	۳۲۴	۱۹۴			۳۲۴	۱۹۴
۱۳۹۵	۱۶۲۶	۱۱۰۰	۳۱۰	۶۲	۱۹۳۶	۱۱۶۲
۱۳۹۶	۱۵۱۷	۱۰۵۰	۳۴۰	۶۴	۱۸۵۷	۱۱۱۴
۱۳۹۷	۱۱۸۵	۷۱۱			۱۱۸۵	۷۱۱
۱۳۹۸	۱۹۲۱	۱۳۰۰	۳۶۷	۷۳	۲۲۸۸	۱۳۷۳
۱۳۹۹	۱۷۴۹	۱۱۱۰			۱۷۴۹	۱۱۱۰
۱۴۰۰	۲۰۰۲	۱۲۷۱	۳۳	۶.۵	۲۰۳۵	۱۲۷۷.۵
۱۴۰۱	۴۰۴۹	۲۵۷۰	۳۰	۶	۴۰۷۹	۲۵۷۶
۱۴۰۲	۱۷۸۵	۱۱۳۳	۹۲	۱۸	۱۸۷۷	۱۱۵۱
۱۴۰۳	۱۷۷۲	۱۱۲۵	۱۰۵	۲۰	۱۸۷۷	۱۱۴۵
مجموع	۱۹۶۵۰	۱۲۵۹۶	۱۲۷۷	۲,۴۹۵	۲۰۹۲۷	۱۲۸,۴۵۵

۳. چالش‌های ساختاری و موانع کلیدی توسعه نیروگاه‌های حرارتی

همان‌طور که ذکر شد، روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی از ابتدای دهه ۱۳۹۰ با افتی محسوس و معنادار مواجه شده است. واکاوی چرایی این رکود تاکنون نشان می‌دهد مجموعه‌ای از مؤلفه‌های اقتصادی، سیاسی و قانونی که بر یکدیگر اثرگذار و از هم اثرپذیرند، فضای توسعه نیروگاه حرارتی را با عدم قطعیت‌هایی روبه‌رو ساخته است که در ادامه جزئیات آن ذکر خواهد شد. اما به‌صورت کلی با ابلاغ و اجرای قانون سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی، استراتژی کلان کشور بر اصل خروج تدریجی دولت از سرمایه‌گذاری مستقیم در حوزه تولید برق و واگذاری این مسئولیت به بخش خصوصی استوار شد. بااین‌حال، عدم همسوسازی پیش‌نیازهای اقتصادی با این تغییر ریل

۱. وزارت نیرو، گزارش مدیریت راهبردی سال‌های مختلف.

۲. این پروژه‌ها شامل طرح‌های تغییر زاویه پره توربین (IGV)، بهینه‌سازی سیستم خنک‌کاری ورودی توربین و رفع محدودیت‌های فنی نیروگاه‌های بخار است. ارزش ریالی این پروژه‌ها ۳۷ میلیارد تومان بوده که براساس دلار ۴۲۰۰ تومانی معادل ۸/۸ میلیون دلار محاسبه شده است.

سیاستگذاری، موجب شد تا بسترهای لازم برای جذب و نگهداشت سرمایه‌های بخش خصوصی فراهم نشود. در کنار این مسئله، تشدید محدودیت‌های بین‌المللی و تحریم‌ها، و متعاقب آن بروز نوسانات شدید ارزی و چالش‌های تأمین قطعات، علاوه‌بر کاهش منابع مالی در دسترس داخلی و خارجی، ریسک‌های ورود سرمایه‌گذاران جدید به این صنعت را به شدت افزایش داد. خروج دولت از سرمایه‌گذاری و افزایش ریسک ورود بخش خصوصی از یک‌سو و اصرار بر نظام قیمت‌گذاری تکلیفی و عدم تعادل در اقتصاد برق از سوی دیگر، به انباشت بدهی‌های وزارت نیرو و ناتوانی در بازپرداخت تعهدات به سرمایه‌گذاران منجر شد که این امر اعتماد عمومی به سرمایه‌گذاری در این حوزه را خدشه‌دار کرد و در نتیجه این مسائل نرخ رشد سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی کاهش یافت. بنابراین با توجه به اینکه دولت برق تولیدی نیروگاه حرارتی را برای مدت زمان مشخص مبتنی‌بر نرخ قراردادهای تبدیل انرژی (ECA)[1] خریداری می‌کند، سرمایه‌گذاری برای احداث این نیروگاه‌ها از نظر اقتصادی سودده بوده، اما به‌دلیل تأخیر در پرداخت هزینه خرید برق این نیروگاه‌ها به عدم استقبال سرمایه‌گذاران در حوزه نیروگاهی منجر شده است.

به‌عنوان مثال براساس قوانین برنامه‌های توسعه[2] دولت مکلف شده از طریق وزارت نیرو نسبت به افزایش توان تولید برق تا ۲۵ هزار مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری به روش‌های ساخت، بهره برداری و تصرف (BOO)[3] و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT)[4] اقدام کند. خرید تضمینی برق براساس نرخ تعیین شده توسط شورای اقتصاد خواهد بود. ازاین‌رو در راستای تسهیل در سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در احداث نیروگاه‌های حرارتی، نرخ خرید تضمینی برق همواره به‌گونه‌ای تعیین شده که به‌صورت کلی نیروگاه احداث شده سودده باشد و بازگشت سرمایه آن در مدت زمان مشخص ۲۰-۵ ساله (مطابق آنچه در قانون تعیین شده) اتفاق بیفتد.

با توجه به اینکه صرفه‌پذیری اقتصادی و تحقق بازگشت سرمایه پیش‌بینی شده، در عمل معیار مهمی برای ارزیابی جذابیت سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی است، در ادامه به‌عنوان نمونه با بررسی صورت‌های مالی چند نیروگاه احداث شده در چارچوب برنامه‌های توسعه مختلف، وضعیت سودآوری و عملکرد اقتصادی نیروگاه‌ها ارزیابی می‌شود. به‌عنوان مثال نیروگاه‌های هریس خرم‌آباد و سیرجان نیروگاه‌هایی هستند که هرکدام براساس مواد مربوط در برنامه‌های توسعه، احداث و به بهره‌برداری رسیده‌اند که در جدول ۲ سود و زیان این سه نیروگاه به تفکیک درج شده است.

براساس ارقام مندرج در جدول هر سه نیروگاه هریس، خرم آباد و سیرجان که دارای قرارداد خرید تضمینی با شرکت برق حرارتی هستند و برق خود را مطابق مقررات به این شرکت می‌فروشند، دارای سود ناخالص مثبت هستند. بدین معنا که درآمد عملیاتی فروش برق تولیدی بیشتر از هزینه تمام شده درآمد عملیاتی است. همچنین پس از کسر هزینه‌های فروش، اداری و عمومی و سایر هزینه ها و درآمدها نیز همچنان تراز مالی این شرکت ها مثبت بوده و سودده هستند. بنابراین، در هر سه نمونه مورد بررسی، نرخ و ساختار اقتصاد نیروگاه‌داری صنعت برق به‌گونه‌ای بوده که درآمد حاصل از فروش برق، کلیه هزینه‌های عملیات تولید برق را پوشش داده و دارای سود عملیاتی مثبت است (جدول ۲).

1. Energy Conversion Agreement

۲. بند «ب» ماده (۵۲) قانون برنامه چهارم، بند «د» ماده (۳۳۱) قانون برنامه پنجم مصوب ۱۳۸۹/۰۱/۰۳ و پس از آن بند «ت» ماده (۸۴) قانون برنامه ششم توسعه.

3. Build- Own- Operate

4. Build- Operate- Transfer

جدول ۲. وضعیت صورت سود و زیان در سال‌های ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ (اعداد به میلیارد ریال)

ارقام به میلیارد ریال	شرکت مولد نیروگاهی هریس		شرکت مولد نیروی خرم‌آباد		سیکل ترکیبی سیرجان	
سال شروع بهره‌برداری	۱۳۹۸-۱۴۰۰		۱۳۹۸-۱۴۰۱		۱۳۹۵-۱۳۹۸	
	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۲	۱۴۰۳
درآمد عملیاتی	۱۶۲۴۶	۸۵۱۴	۱۱۶۲۳	۲۰۵۶۱	۹۳۱۰	۲۵۶۴۰
بهای تمام شده درآمد عملیاتی	-۲۸۷۶	-۱۱۹۷	-۴۰۴۲	-۴۶۱۹	-۶۴۶۴	-۱۲۸۹۲
سود (زیان) ناخالص	۱۳۳۶۹	۷۳۱۷	۷۵۸۰	۱۵۹۴۱	۲۸۴۶	۱۲۷۴۸
هزینه‌های فروش، اداری و عمومی به علاوه سایر هزینه‌ها و درآمدها	-۱۹۳۷	-۴۷۷۳	-۱۳۱	-۲۰۸	۱۲۱۳	-۱۹۹۰
سود (زیان) عملیاتی	۱۱۴۳۲	۲۵۴۶	۷۴۴۹	۱۵۷۳۲	۱۶۳۲	۱۰۷۵۷
نسبت سود عملیاتی به درآمد (درصد)	۷۰.۳	۲۹.۹	۶۴	۷۶.۵	۱۷.۵	۴۱.۹
هزینه‌های مالی	-۶۶۹	-۵۸۷	-۴۱۶۹	-۷۰۷۳	-۱۲۹۱	-۷۷۱
سایر درآمدها و هزینه‌های غیرعملیاتی	-۷۲۴۳	-۱۰۴۴۴	-۸۸۷۱	-۷۳۲۹	۱۱۹۱	-۱۲۸۱
سود (زیان) خالص پس از کسر مالیات	۳۵۱۸	-۸۴۹۹	-۵۵۹۱	۲۱۹۲	۹۶۰	۶۶۲۰
نسبت سود خالص به درآمد (درصد)	-۲۱.۶	-۹۹.۸	-۴۸.۱	۱۰.۵	۱۰.۳	۲۵.۰

مأخذ: صورت‌های مالی شرکت‌های مولد نیروگاهی هریس، خرم آباد و سیرجان.

باید توجه کرد اگرچه سود عملیاتی این نیروگاه‌ها در هر دو سال مورد بررسی مثبت بوده، اما پس از کسر هزینه‌های مالی و سایر درآمدها و هزینه‌های غیرعملیاتی، تراز مالی نیروگاه هریس در هر دو سال مورد بررسی و نیروگاه خرم‌آباد در سال ۱۴۰۲ منفی است. این مسئله از آنجا ناشی می‌شود که با توجه به معوق شدن اقساط ارزی نیروگاه‌های هریس و خرم‌آباد نزد بانک عامل، بدهی این دو نیروگاه هر ساله تسعیر شده و زیان ناشی از تسعیر ارز بدهی‌ها تحت عنوان سایر هزینه‌ها در صورت سود و زیان شرکت درج می‌شود. همچنین نیروگاه سیکل ترکیبی سیرجان نیز ذیل قرارداد ارزی ساخت (EPCF)[1] با شرکت مپنا احداث شده و به همین دلیل بدهی‌های این شرکت ارزی بوده و این شرکت نیز زیان ناشی از تسعیر ارز داشته است. بنابراین زیان ناشی از تسعیر بدهی‌های ارزی نیروگاه‌های هریس، خرم‌آباد و سیرجان در سال ۱۴۰۳ به ترتیب برابر ۱,۱، ۰,۷۵ و ۰,۱۶ همت بوده است. لذا آنچه که سود خالص این شرکت‌ها را منفی می‌کند بدهی آنها به صندوق توسعه است که بخشی از این مسئله نیز ناشی از عدم پرداخت به موقع هزینه برق توسط شرکت برق حرارتی است. معوق شدن اقساط صندوق توسعه علاوه‌بر تأثیر بر صورت سود و زیان نیروگاه‌های موجود، موجب توقف ارائه تسهیلات صندوق توسعه ملی به احداث نیروگاه‌های حرارتی شده است. با توجه به مجموعه نکات ذکر شده، دولت با تغییر رویکرد پیشین و با تصویب قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، نسبت به جلب همکاری صنایع انرژی‌بر اقدام کرد، اما با توجه به اینکه برخی چالش‌ها همچنان به قوت خود باقی بوده، این مسیر نیز با دشواری‌هایی همراه است. لذا در ادامه، به‌منظور تبیین دقیق‌تر، مهم‌ترین موانع و چالش‌هایی که مانع از تحقق اهداف توسعه‌ای صنعت برق شده‌اند، به تفکیک بررسی و آسیب‌شناسی می‌شوند. شایان ذکر است این موانع نه به‌صورت مجزا، که در یک دینامیک متقابل و چرخه‌ای بر یکدیگر اثر داشته و ریسک‌های سرمایه‌گذاری را تشدید کرده‌اند. بااین‌حال، برای سهولت در تحلیل و ارائه تصویری منطقی از توالی رخدادها، در بخش پیش‌رو، این چالش‌ها در جریان یک سیر تاریخی و موضوعی بررسی می‌شوند.

1. Engineering, Procurement, Construction and Finance.

۱-۳. خصوصی‌سازی و عدم رعایت الزامات آن

بررسی حجم سرمایه‌گذاری دولتی به قیمت ثابت[۱] در بخش تولید برق (شکل ۳) نشان می‌دهد که دهه ۱۳۸۰ دوران اوج حضور دولت در توسعه زیرساخت‌های نیروگاهی بوده است. در این دهه، دولت به‌عنوان متولی اصلی، سرمایه‌گذاری قابل توجهی در احداث نیروگاه‌های حرارتی کرده، به‌گونه‌ای که ارزش سرمایه‌گذاری‌ها در سال‌هایی نظیر ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ به ترتیب به ارقام قابل توجه ۲۸۲ و ۵۹۲ هزار میلیارد ریال رسیده است. سرمایه‌گذاری دولت در حوزه نیروگاهی در این دهه از محل ماده (۳۲) قانون برنامه و بودجه کشور[۲] (مصوب سال ۱۳۵۱)، ماده (۶۲) قانون محاسبات عمومی کشور[۳] (مصوب سال ۱۳۶۶) و ماده (۶۱) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (۱)[۴] (مصوب سال ۱۳۸۴) اتفاق افتاده است.

در کنار این سرمایه‌گذاری دولتی، مشارکت بخش خصوصی در فعالیت‌های اقتصادی بخش برق حتی قبل از انقلاب اسلامی سال ۱۳۵۷ نیز مطرح بوده است. از جمله قوانینی که پیش از انقلاب در راستای استفاده از توانایی‌های بخش خصوصی به تصویب رسیده است، می‌توان به قانون توسعه مؤسسات برق غیردولتی در ۱۶ تیرماه ۱۳۳۴ و قانون تأسیس سازمان برق ایران در سال ۱۳۴۶ اشاره کرد. بااین‌حال، به‌علت برخی از مسائل و مشکلات، روند خصوصی‌سازی که از سال ۱۳۵۴ آغاز شده بوده متوقف و بسیاری از شرکت‌های خصوصی مجدداً تحت مالکیت دولت درآمدند. در اواخر دهه ۱۳۷۰ و هم‌زمان با آغاز دوران سازندگی ایده استفاده از سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در صنعت برق و تفکیک بخش‌های تولید، انتقال و توزیع به‌منظور شفافیت مالی و اجرای تخصصی‌تر فعالیت‌های هر بخش مطرح شد. نیاز به سرمایه‌گذاری گسترده در صنعت نیروگاهی و عدم توانایی بخش دولتی در جذب و تأمین منابع مالی مورد نیاز برای تأمین نیازهای در حال رشد کشور در بخش برق، موجب شد در برنامه‌های سوم و چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی با تأکید بر اصل (۴۴) قانون اساسی، با کاهش تصدی‌گری دولت و بهره‌گیری از توان مالی و مدیریتی بخش خصوصی، نسبت به حضور بخش خصوصی در بازار انحصاری برق، اقدام شود (ماده (۱۲۲) برنامه سوم توسعه[۵] ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه)[۶]. اجرای این دو ماده موجب شده از سال ۱۳۸۰ تا پایان سال ۱۳۹۰، از حدود ۲۸ هزار مگاوات ظرفیت جدید اضافه شده به شبکه برق کشور، حدود ۱۶ هزار مگاوات توسط وزارت نیرو و ۱۲ هزار

---

۱. تعدیل شده با سال پایه ۱۴۰۰.

۲. وجوهی که از محل اعتبارات عمرانی جهت اجرای طرح‌های عمرانی انتفاعی به دستگاه‌های اجرایی مربوطه پرداخت می‌شود به صورت وام خواهد بود. دستگاهی که بدین ترتیب وام دریافت می‌کند مکلف است اصل و بهره متعلق را براساس قرارداد منعقده با وزارت دارایی در سررسید مقرر به خزانه بپردازد.

۳. وزارتخانه‌ها و مؤسسات دولتی و شرکت‌های دولتی در صورتی می‌توانند برای خدمات و کالاهای وارداتی مورد نیاز خود اقدام به افتتاح اعتبار اسنادی کنند که معادل کل مبلغ آن و حقوق و عوارض گمرکی و سود بازرگانی و سایر هزینه‌های ذی‌ربط، اعتبار تأمین کرده باشند.

درمورد آن قسمت از کالاها و خدمات موضوع این ماده که به موجب قراردادهای منعقده بهای آنها باید تدریجاً و یا به‌طور یکجا در سال‌های بعد به فروشنده پرداخت شود. افتتاح اعتبار اسنادی توسط بانک مرکزی ایران بدون پیش‌دریافت بهای کالاها و خدمات مزبور با تعهد وزارت برنامه و بودجه مشعر بر پیش‌بینی اعتبار لازم در بودجه سال‌های مربوط مجاز خواهد بود.

آیین‌نامه اجرایی این ماده شامل مبالغی که از بابت افتتاح اعتبار اسنادی قبل از حصول تعهد به‌عنوان پیش پرداخت قابل تأدیه بوده از طرف وزارت امور اقتصادی و دارایی و وزارت برنامه و بودجه و بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران تهیه و به تصویب هیئت وزیران خواهد رسید.

۴. شرکت‌های برق منطقه‌ای مکلف‌اند جهت توسعه نیروگاه‌های حرارتی و شبکه انتقال برق کشور، مبالغ تعیین شده در بودجه مصوب سالیانه خود را به شرکت توانیر جهت سرمایه‌گذاری در طرح‌های مزبور پرداخت کنند. شرکت توانیر موظف است ارقام پیش‌بینی شده در بودجه مصوب شرکت‌های برق منطقه‌ای تحت عنوان تفاوت نرخ را متناسب با عملکرد فروش انرژی شرکت‌های مذکور جبران کند.

۵. ماده (۱۲۲). ب) وزارت نیرو مجاز است بنا به تقاضای بخش خصوصی یا تعاونی رأساً، یا با مشارکت خارجی که دارای توان مالی کافی بوده و تقاضای آنها دارای توجیه فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی باشد، مجوز لازم برای احداث نیروگاه و تولید برق صادر کند و شرایط از جمله تسهیلات مربوط به تبدیل درآمد شرکت‌های مزبور به ارز و تضمین خرید برق این گونه واحدها را مشخص و اعلام کند.

ج) دولت مکلف است به منظور ترغیب سایر مؤسسات داخلی به تولید هرچه بیشتر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت و نظارت وزارت نیرو، همه ساله شرایط و قیمت های تضمینی خرید برق را تعیین و اعلام کند.

۶. ماده (۲۵). الف) دولت موظف است با حفظ مالکیت خود حداقل ۱۰ درصد از ظرفیت انجام فعالیت مربوط به اکتشاف، استخراج و تولید نفت و گاز، پالایش، پخش و حمل و نقل مواد نفتی و گازی با رعایت قانون نفت مصوب ۱۳۶۶/۷/۹ و همچنین حداقل ۱۰ درصد از انجام فعالیت مربوط به تولید و توزیع برق را با حفظ مسئولیت دولت در تأمین برق به نحوی که موجب انحصار در بخش غیردولتی نشود و استمرار ارائه خدمات فوق الذکر تضمین گردد به اشخاص حقیقی و حقوقی داخلی واگذار نماید.

ب) دولت مکلف است با حفظ مسئولیت تأمین برق، به‌منظور ترغیب سایر مؤسسات داخلی به تولید هر چه بیشتر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت و نظارت وزارت نیرو، شرایط و قیمت‌های تضمینی خرید برق را تا پایان سال اول برنامه چهارم تعیین و اعلام کند.

۶. ماده (۲۵). الف) دولت موظف است با حفظ مالکیت خود حداقل ۱۰ درصد از ظرفیت انجام فعالیت مربوط به اکتشاف، استخراج و تولید نفت و گاز، پالایش، پخش و حمل و نقل مواد نفتی و گازی با رعایت قانون نفت مصوب ۱۳۶۶/۷/۹ و همچنین حداقل ۱۰ درصد از انجام فعالیت مربوط به تولید و توزیع برق را با حفظ مسئولیت دولت در تأمین برق به نحوی که موجب انحصار در بخش غیردولتی نشود و استمرار ارائه خدمات فوق الذکر تضمین گردد به اشخاص حقیقی و حقوقی داخلی واگذار نماید.

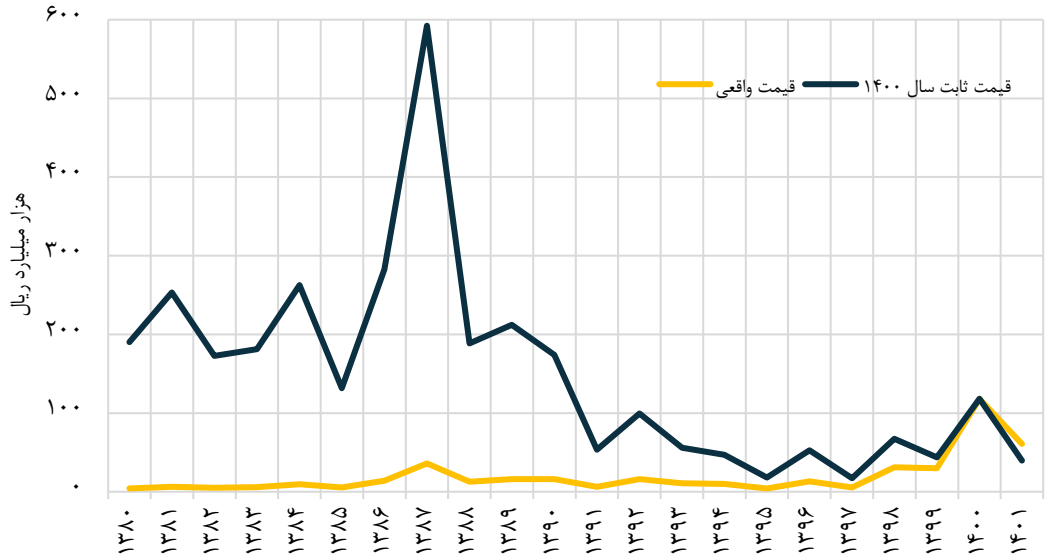
ب) دولت مکلف است با حفظ مسئولیت تأمین برق، به‌منظور ترغیب سایر مؤسسات داخلی به تولید هر چه بیشتر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت و نظارت وزارت نیرو، شرایط و قیمت‌های تضمینی خرید برق را تا پایان سال اول برنامه چهارم تعیین و اعلام کند.

مگاوات توسط بخش خصوصی احداث شود (شکل ۴).

در مقابل با اجرای قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی (مصوب سال ۱۳۸۶) در سال ۱۳۹۱ و شروع واگذاری نیروگاه‌های دولتی، حجم سرمایه‌گذاری مستقیم دولت در بخش تولید برق و احداث نیروگاه‌های حرارتی کاهش قابل توجهی پیدا کرده که انتظار می‌رفت توسط بخش خصوصی جایگزین شود. به همین منظور براساس بند «د» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه،[1] وزارت نیرو مجاز شد در طول برنامه نسبت به افزایش توان تولیدی برق تا ۲۵ هزار مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری بخش‌های عمومی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی شرکت‌های تابعه یا به صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری اقدام کند. لذا حجم سرمایه‌گذاری مستقیم دولت (به قیمت ثابت سال ۱۴۰۰) به واسطه خصوصی‌سازی در دهه ۱۳۹۰ به ارقامی کمتر از ۱۰۰ هزار میلیارد ریال و حتی در مقاطعی نظیر سال‌های ۱۳۹۵ و ۱۳۹۷ به ۱۷ تا ۱۸ هزار میلیارد ریال کاهش یافت.

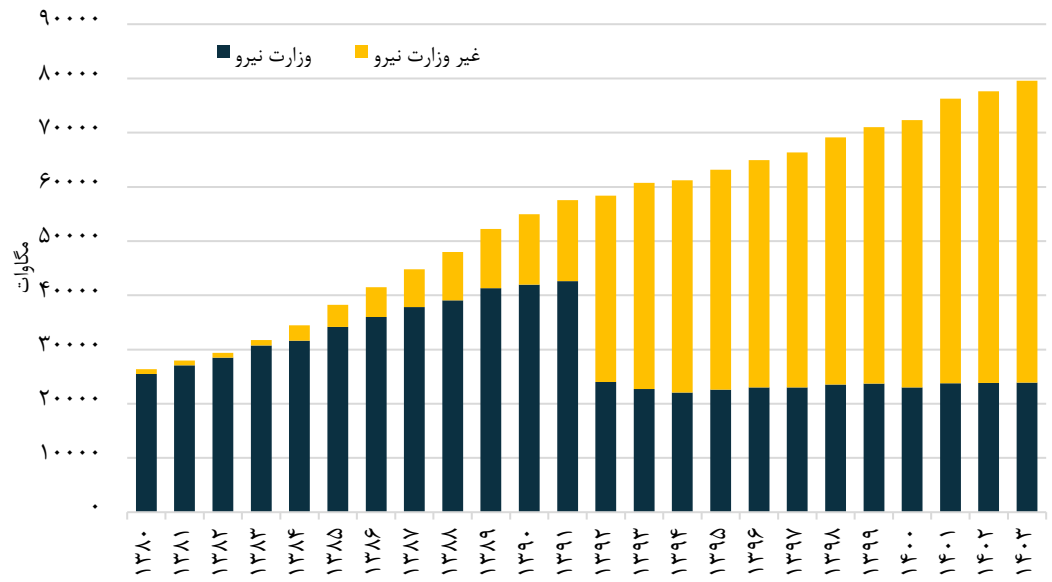
اگرچه هدف قانونگذار، جایگزینی سرمایه‌گذاری دولتی با بخش خصوصی بود، اما باید توجه کرد که بخش خصوصی حتی پیش از خروج دولت نیز (در دهه ۱۳۸۰) با روندی مشخص در حال توسعه ظرفیت‌ها بود اما پس از اعمال سیاست‌های محدودکننده برای دولت، جهش معناداری که بتواند خلأ سرمایه‌گذاری دولتی را جبران کند، در بخش خصوصی رخ نداد. به بیان دیگر، خروج دولت از عرصه سرمایه‌گذاری به جای آنکه به تغییر ساختار تأمین مالی و تقویت بخش خصوصی منجر شود، در عمل موجب حذف یکی از بازیگران توسعه (سرمایه‌گذاری مستقیم دولتی) شد.

شکل ۳. نمودار میزان سرمایه‌گذاری دولتی در بخش تولید برق طی سال‌های اخیر [۴]



۱. ماده (۱۳۳). د) وزارت نیرو مجاز است در طول برنامه نسبت به افزایش توان تولیدی برق تا ۲۵هزار (۲۵،۰۰۰) 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 «هـ» سهم بخش‌های خصوصی و تعاونی از میزان ۲۵هزار (۲۵،۰۰۰) مگاوات مذکور در این بند، حداقل ۱۰هزار (۱۰،۰۰۰) مگاوات است.

شکل ۴.نمودار ترکیب مالکیت نیروگاه‌های حرارتی به تفکیک وزارت نیرو و غیر وزارت نیرو طی سال‌های اخیر [۴]



اجرای قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی علاوه‌بر اینکه موجب شد دولت از سرمایه‌گذاری مستقیم در حوزه نیروگاهی خارج شود، به‌علت عدم رعایت الزامات خصوصی‌سازی، بحران مالی وزارت نیرو را به نوعی تشدید کرد. تا پیش از اجرای این قانون وزارت نیرو که مسئول تأمین برق کشور بود، سوای هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه‌ها که از محل بودجه عمومی و برمبنای قوانین بالادستی تأمین می‌شد، صرفاً مسئول تأمین هزینه تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از نیروگاه‌ها و شبکه برق کشور بود و از محل فروش برق به مشترکین، هزینه خرید برق از نیروگاه‌های دولتی تحت مدیریت وزارت نیرو تأمین می‌شد.

با شـــروع روند واگذاری نیروگاه‌های حرارتی با روش‌هایی اعم از فروش نقدی ذیل اصل (۴۴)، تهاتر بابت رد دیون دولت به بانک‌ها، تسویه بدهی‌های وزارت نیرو به پیمانکاران (مانند مپنا و قرارگاه خاتم) و انتقال مالکیت به نهادهای عمومی و نظامی، علی‌رغم واگذاری حجم عظیمی از دارایی‌های صنعت برق، عواید حاصل از آن یا مستقیماً به خزانه کل کشور واریز شده و یا صرفاً برای تسویه بدهی‌های انباشته استفاده شد و عملاً نقدینگی قابل توجه جدید و مؤثری برای سرمایه‌گذاری مجدد یا توسعه سایر زیرساخت‌ها (مانند شبکه انتقال و توزیع برق) عاید وزارت نیرو نشد. به‌عبارت‌دیگر وزارت نیرو تنها با از دســـت دادن منابع درآمدی مولد خود، کماکان متعهد به خرید برق از مالکان جدید باقی ماند. به‌عنوان مثال، تا پیش از واگذاری، وزارت نیرو که هزینه‌ای بین ۱۰۰ تا ۱۲۰ میلیارد ریال را بابت خرید سالیانه برق از یک نیروگاه پرداخت می‌کرد (معادل ۴۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت)، پس از واگذاری ناچار شد همان میزان برق را با قیمتی بین ۴۰۰ تا ۶۰۰ میلیارد ریال از مالک جدید خریداری کند که معادل ۲۲۰ ریال برای هر کیلووات ساعت بود [۷].

به‌صورت خلاصه، کاهش شدید سرمایه‌گذاری مستقیم دولت در پی اجرای سیاست‌های خصوصی‌سازی و واگذاری نیروگاه‌های دولتی، بدون آنکه بخش خصوصی به‌صورت مؤثر و متناسب جایگزین این سرمایه‌گذاری‌ها شود و عدم رعایت الزامات مالی و نهادی خصوصی‌سازی که به تشدید بحران مالی وزارت نیرو منجر شده، توسعه نیروگاه‌های حرارتی را با چالش جدی مواجه کرد. سایر عوامل مؤثر بر این روند در ادامه بررسی خواهد شد.

۲-۳. اقتصاد معیوب صنعت برق

صنعت برق تا پیش از دهه ۱۳۹۰ و از محل منابع بودجه عمومی زیرساخت‌ها تولید برق خود را انجام می‌داد و هزینه‌های جاری و نگهداشت شبکه را از محل فروش برق به مشترکین، تأمین می‌کرد. اما در ابتدای دهه ۱۳۹۰ همان‌طور که در بخش قبلی بدان اشاره شد، به یکباره اقتصاد این صنعت دچار تغییر و دگرگونی شده و وزارت نیرو مکلف به خرید برق با قیمت بیشتری برای سرمایه‌گذار بخش خصوصی شد، به‌طوری که

سرمایه اولیه احداث نیروگاه طی حداکثر ۲۰ سال به سرمایه‌گذار بخش خصوصی بازگردانده شود. از طرفی به‌علت دستوری بودن تعرفه فروش برق به مشترکان، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه تولید برق در نرخ تعرفه دیده نشده بود و طی همه این سال‌ها (تا پیش از سال ۱۴۰۰) قیمت واقعی فروش برق به بخش‌های مختلف مصرف‌کننده سیر نزولی داشته است. لذا نقطه اولیه این انحراف ساختاری، در شکاف میان هزینه تمام شده تولید و نرخ تکلیفی فروش برق نهفته است. ازاین‌رو برای بررسی وضعیت اقتصادی صنعت برق و تحلیل نحوه عملکرد مالی این بخش، بررسی صورت‌های مالی گروه توانیر به‌عنوان اصلی‌ترین شرکت زیرمجموعه وزارت نیرو که عهده‌دار اجرای وظایف حاکمیتی وزارت نیرو در حوزه برق کشور بوده، به‌منظور محاسبه هزینه تمام شده برق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

به‌منظور ایجاد قابلیت مقایسه و محاسبه دقیق درآمد و هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق در سنوات مختلف، بازتعریف و همسان‌سازی اقلام «درآمدهای عملیاتی» و «بهای تمام شده» در این بخش ضروری است. زیرا صورت‌های مالی گروه توانیر در دوره‌های مالی مورد بررسی، فاقد وحدت رویه بوده است. به‌عنوان نمونه، «مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی فروش و قیمت تمام شده برق»، در سال‌های ۱۳۹۷ تا ۱۳۹۹ ذیل سرفصل درآمدهای عملیاتی، در سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۲ در سرفصل سایر درآمدها و در سال ۱۴۰۳ در بخش تغییرات حقوق مالکانه[1] درج شده است. این ناهمگونی و تغییر در رویه‌های حسابداری، مقایسه دقیق درآمد حاصل از فروش برق صورت‌های مالی سال‌های مختلف درج شده را غیرممکن می‌کند و نیازمند بازتعریف دقیق و یکسان برای همه سال‌هاست. همچنین در بخش هزینه‌ها، «هزینه استهلاک شرکت‌های توزیع» که در سال‌های ۱۳۹۷ تا ۱۳۹۹ به صورت ادغام شده در سرفصل اقلام تشکیل‌دهنده بهای تمام شده گزارش می‌شد، از سال ۱۴۰۰ به بعد تفکیک شده و به‌عنوان ردیفی مجزا ذیل ردیف بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی درج شده است [۸].[2] در ادامه هریک از سرفصل‌های درآمد عملیاتی و بهای تمام شده درآمد عملیاتی با رعایت نکات فوق‌الذکر به تفصیل بررسی و ارائه شده است.

۱-۲-۳. درآمدهای عملیاتی گروه توانیر

گروه توانیر شامل چندین شرکت زیرمجموعه بوده و به همین دلیل صورت مالی آن شامل هزینه‌های این شرکت‌ها اعم از شرکت اصلی توانیر، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۱۷ شرکت برق منطقه‌ای و ۳۹ شرکت توزیع نیروی برق است. اقلام تشکیل‌دهنده درآمدهای عملیاتی در صورت مالی گروه توانیر شامل «فروش انرژی به مشترکین»، «صادرات برق»، «درآمد ترانزیت» و «مابه‌التفاوت اجرای مقررات»[3] (منحصراً در سنوات ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳) در نظر گرفته شده است. نکته حائز اهمیت در تعریف درآمد عملیاتی، تغییر در طبقه‌بندی ردیف «مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و بهای تمام شده» (موضوع ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق)[4] است. ردیف «مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و بهای تمام شده» تا پایان سال ۱۳۹۹ در سرفصل درآمدهای عملیاتی منعکس می‌شود، اما از سال ۱۴۰۰ به سرفصل «سایر درآمدها» منتقل شده و به نوعی درآمد عملیاتی محسوب نمی‌شد و در سال ۱۴۰۳ نیز به استناد بند «د» تبصره «۶» قانون بودجه سال ۱۴۰۳[5] کل کشور مستقیماً در حساب سود و زیان انباشته منظور شده است. با توجه به اینکه هدف این بخش، محاسبه درآمد واقعی حاصل از فروش هر کیلووات ساعت برق با قیمت‌های تکلیفی است، مابه‌التفاوت مذکور در محاسبات این گزارش به‌عنوان درآمد عملیاتی لحاظ نشده تا تصویر واقعی‌تری از جریان درآمدی شرکت ارائه شود. در شکل ۵، ترکیب اصلاح شده درآمدهای عملیاتی مرتبط با فروش برق در بازه زمانی ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ ترسیم شده است.

---

۱. درآمد مابه التفاوت قیمت تکلیفی فروش با بهای تمام شده آن ناشی از ظرفیت‌ها و اعتبارات تخصیص یافته در سال ۱۴۰۳ به استناد بند «د» تبصره «۶» قانون بودجه سال ۱۴۰۳ کل کشور، مستقیماً به حساب سود و زیان انباشته منظور شده است.

۲. گفتنی است این موضوع نیز به موجب بند «۱» مصوبه هیئت محترم وزیران، دارایی‌ها و تأسیسات بخش توزیع نیروی برق (که برای انتقال و تأمین برق مشترکان ماهیت انحصاری دارند) از شرکت‌های توزیع نیروی برق به شرکت اصلی منتقل و این دارایی‌ها به‌منظور تأمین و توزیع برق مطمئن و پایدار طی قرارداد مشارکت مربوط به استناد مصوبه شماره ۵۵۵ مورخ ۱۴۰۰/۱۲/۲۴ هیئت مدیره توانیر در اختیار و مورد بهره‌برداری شرکت‌های توزیع نیروی برق قرار گرفته و هزینه استهلاک آن طبق مقررات مالیات‌های مستقیم و براساس ماده (۱۴۹) قانون یاد شده محاسبه و در دفاتر توانیز ثبت و در سرفصل سایر اقلام بهای تمام شده عملیاتی منعکس شده است.

۳. مربوط به اجرا و اعمال مقررات قانونی نسبت به آن بخش از برق مصرفی مشترکان است که رأساً توسط مشترکان ذی‌ربط از طریق قراردادهای دو جانبه و بورس برق خریداری و تأمین شده و همچنین مربوط به اعمال نرخ ناشی از عدم تکلیف قانونی مشترک مبنی‌بر خرید از بورس انرژی است.

۴. ماده (۶): سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور موظف است اعتبار لازم جهت پرداخت مابه التفاوت قیمت فروش تکلیفی انرژی برق و انشعاب با قیمت تمام شده (مورد تأیید سازمان حسابرسی) و همچنین معافیت‌های قانونی اعمال شده برای هزینه‌های انشعاب را در بودجه سنواتی کل کشور پیش‌بینی و در فواصل زمانی سه‌ماهه به وزارت نیرو پرداخت کند.

۵. تبصره «۶»- بند «د»: مابه‌التفاوت (یارانه) قیمت‌های فروش تکلیفی آب و برق با هزینه تمام شده آن (مورد تأیید سازمان حسابرسی) که توسط دولت به شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نیرو (تابعه و وابسته) پرداخت می‌شود، به‌عنوان کمک‌زیان محسوب و به حساب زیان انباشته این شرکت‌ها منظور می‌شود و از پرداخت سهم سود سهام دولت، معاف است. کمک‌زیان یاد شده تا سقف زیان انباشته سنواتی شرکت‌های مزبور (ناشی از اعمال قیمت‌های تکلیفی) مشمول مالیات به نرخ صفر است.

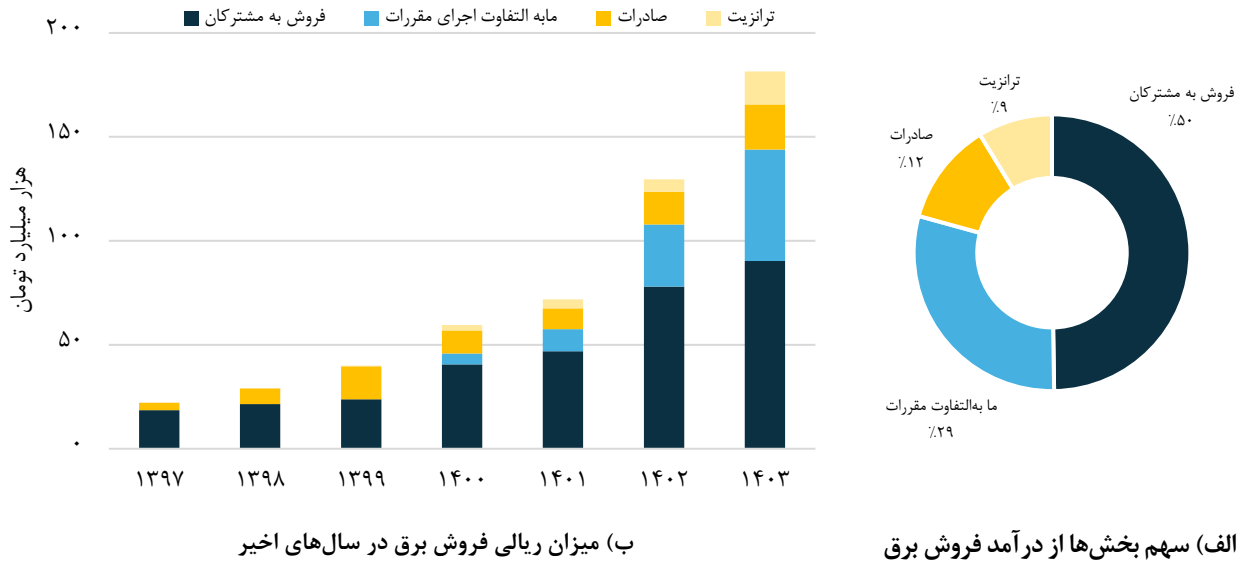
بررسی روند درآمدی گروه توانیر نشان‌دهنده تغییرات ساختاری در جریان‌های نقدی ورودی است. همان‌گونه‌که در شکل ۵ ملاحظه می‌شود، ردیف «درآمد فروش انرژی به مشترکین» و «مابه‌التفاوت اجرای مقررات»، متعاقب اجرایی شدن ماده (۳) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق[1] در سال ۱۴۰۲، جهش قابل‌توجهی را تجربه کرده‌اند. تحلیل سری زمانی درآمدها نشان می‌دهد که در بازه زمانی ۱۳۸۹ الی ۱۴۰۰، متوسط رشد سالیانه درآمدهای فروش برق معادل ۲۸ درصد بوده است. اما نقطه عطف این روند، سال ۱۴۰۰ و تصویب بند «ز» تبصره «۱۵»[2] قانون بودجه کل کشور بود، براساس این تبصره وزارت نیرو مکلف شد متوسط بهای انرژی برق تحویلی به صنایع انرژی‌بر، واحدهای پالایشگاهی و پتروشیمی را بر مبنای متوسط نرخ خرید انرژی برق از نیروگاه‌های دارای قرارداد تبدیل انرژی محاسبه و دریافت کند که به رشد حدود ۵۰ درصدی درآمد حاصل از فروش برق منجر شده، حکمی که در قانون بودجه سال ۱۴۰۱ نیز تکرار شد. نهایتاً در سال ۱۴۰۲، با درج احکام مذکور در ماده (۳) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق و اصلاح ساختار و نرخ تعرفه برق صنایع، درآمد حاصل از فروش برق در یک سال افزایش ۸۰ درصدی یافت. بنابراین این جهش درآمدی عمدتاً ناشی از اصلاح نرخ بوده، زیرا حجم فروش انرژی (مقدار کیلووات ساعت تحویلی) در این دوره تنها حدود ۱۹ درصد رشد داشته است.

۱. ماده (۳): متوسط بهای برق مصرفی مشترکان صنعتی (به جز استخراج رمزارزها) معادل متوسط نرخ قراردادهای تبدیل انرژی (ای. سی. اِی) با توجه به بهای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و هزینه انتقال، تعیین و دریافت می‌شود. منابع حاصل از اجرای این ماده در بودجه‌های سنواتی به حساب شرکت مادرتخصصی توانیر نزد خزانه‌داری کل کشور واریز می‌شود و بابت هزینه‌های تولید و تأمین برق، حمایت از توسعه فناوری‌های مورد نیاز صنعت برق و طرح‌های بهینه‌سازی و اصلاح الگوی مصرف انرژی و اتمام طرح‌های نیمه‌تمام صنعت برق با اولویت نوسازی شبکه فرسوده انتقال برق به صورت ۱۰۰ درصد اختصاص می‌یابد.

تبصره: دستورالعمل تعیین بهای برق مصرفی مشترکان صنعتی موضوع این ماده، حداکثر تا پایان فروردین ماه هر سال، توسط کارگروهی متشکل از نمایندگان وزارت نیرو و وزارت صنعت، معدن و تجارت و یک عضو ناظر از کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی براساس شاخص‌های «سهم درآمد محصولات صادراتی صنایع»، «شدت انرژی صنایع مذکور» و «سهم هزینه برق در قیمت تمام شده محصولات این صنایع» تهیه و توسط وزیر نیرو ابلاغ می‌شود.

۲. تبصره «۱۵»- بند «ز»: وزارت نیرو مکلف است متوسط بهای انرژی برق تحویلی به صنایع فولادی، آلومینیوم، مس، فلزات اساسی و کانی‌های فلزی، واحدهای پالایشگاهی و پتروشیمی را برمبنای متوسط نرخ خرید انرژی برق از نیروگاه‌های دارای قرارداد تبدیل انرژی (ای. سی. اِی) محاسبه و دریافت نماید. منابع حاصل از محل افزایش بهای برق این صنایع به حساب شرکت توانیر نزد خزانه‌داری کل کشور واریز می‌شود.
مشترکین با قدرت کمتر از دو مگاوات و همچنین مصارف کمتر از دو مگاوات مربوطه به مشترکین با قدرت بیش از دو مگاوات مشمول حکم این بند نمی‌باشند. وزارت نیرو از طریق شرکت‌های تابعه مکلف است منابع حاصله تا سقف هشتاد هزار میلیارد (۸۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال را به‌صورت ماهیانه و متناسب با وصول درآمد فوق‌الذکر به‌صورت کامل تا سقف سی هزار میلیارد (۳۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال صرف توسعه و نوسازی شبکه فرسوده برق کشور و جابه‌جایی نیروهای برق روستایی و با تصویب شورای اقتصاد صرف اعطای یارانه سود تسهیلات جهت افزایش توان تولید برق از طریق سرمایه‌گذاری (ایجاد، توسعه و تکمیل طرح‌های نیمه‌تمام) نیروگاه‌های برق و پرداخت مطالبات تولیدکنندگان خصوصی برق و نیروگاه‌های برق آبی، تا سقف پنج هزار میلیارد (۵۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال در قالب مشارکت توانیر به میزان چهل درصد در برق‌رسانی به شهرک‌های صنعتی و نواحی صنعتی و مناطق ویژه اقتصادی با آورده شصت درصد آن شهرک‌ها، نواحی و مناطق، تا سقف دو هزار میلیارد (۲/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال صرف تأسیس و تکمیل آزمایشگاه‌های مرجع تجدیدپذیر، تا سقف بیست هزار میلیارد (۲۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال صرف رفع تنش آبی شهرهای دارای تنش و اصلاح و بازسازی شبکه آب شرب روستایی و آب‌رسانی به مناطق محروم، تا سقف سیزده هزار میلیارد (۱۳/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال صرف اعطای تسهیلات خطرپذیر به شرکت‌های دانش‌بنیان صنعت برق و شرکت‌های فعال در حوزه اصلاح الگوی مصرف انرژی و تا سقف ده هزار میلیارد (۱۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰) ریال برای تکمیل زیرساخت شبکه ملی اطلاعات کشور هزینه کند.

شکل ۵. نمودار درآمد گروه توانیر ناشی از فروش برق [۸]



الف) سهم بخش‌ها از درآمد فروش برق

ب) میزان ریالی فروش برق در سال‌های اخیر

* شایان ذکر است که در سال‌های ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ منظور از مابه‌التفاوت اجرای مقررات، درآمد ناشی از اعمال افزایش بند «ز» تبصره «۱۵» قانون بودجه سال ۱۴۰۰ و بند «ط» تبصره «۱۵» قانون بودجه سال ۱۴۰۱ است.

تحلیل درآمدهای صادراتی شرکت، بیانگر رشدی قریب به شش‌برابری در بازه زمانی مورد بررسی است، اما واکاوی دقیق‌تر نشان می‌دهد که این جهش درآمدی، عمدتاً ناشی از اثر افزایش نرخ ارز بوده و نه توسعه بازار صادراتی. در واقع، حجم فیزیکی صادرات برق با افتی محسوس، از حدود ۹ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۹۹ به ۵ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۴۰۳ تقلیل یافته است. متناظراً، سهم صادرات از کل سبد فروش انرژی نیز از ۳ درصد به ۱.۵ درصد کاهش یافته که ریشه اصلی آن، تشدید ناترازی تولید و مصرف و اولویت تأمین نیاز داخلی در ایام اوج بار (پیک تابستان) است. نکته کلیدی در تحلیل آثار مالی این کاهش، ضریب اهمیت بالای درآمدهای صادراتی است. اگرچه سهم صادرات از حجم فروش تنها ۱.۵ درصد بوده، اما این بخش به تنهایی تأمین‌کننده حدود ۱۲ درصد از کل درآمدهای ریالی شرکت است. این شکاف معنادار میان سهم مقداری و سهم ریالی، جایگاه استراتژیک صادرات برق را در تأمین نقدینگی این صنعت نمایان می‌کند. وضعیت فوق، گویای شکل‌گیری یک چرخه معیوب در اقتصاد برق است. کاهش سرمایه‌گذاری به ناترازی شبکه منجر شده و ناترازی، کاهش اجباری صادرات را در پی داشته است. کاهش این جریان درآمدی ارزی، عملاً توان مالی صنعت برای سرمایه‌گذاری مجدد و توسعه ظرفیت‌ها را تضعیف کرده و موجب بازتولید و تشدید این ناترازی شده است.

۲-۲-۳. بهای تمام شده درآمد عملیاتی گروه توانیر

پیش از ورود به مبحث بهای تمام شـــده درآمدهای عملیاتی، بررسی یک موضوع نیازمند توجه ویژه بوده و آن ردیف هزینه اجرای مقررات است که در صورت‌های مالی گروه توانیر در کنار بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی درج شده و پس از کسر آنها از درآمد عملیاتی، سود یا زیان ناخالص شرکت را تشکیل می‌دهد. در ســـال ۱۴۰۳ بخشی از این ردیف که مربوط به تعهدات ناشی از اجرای ماده (۶۱) قانون «الحاق برخی مواد به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (۱)»[۱] و ماده (۱۳) قانون «مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق» اختصاص دارد و معادل ۵۸/۸ هزار میلیارد تومان (همت) بوده که بعد از درآمدهای عملیاتی درج شـــده و به زیان ناخالص شرکت منجر شده است. مطابق این ماده

۱. ماده (۶۱) (اصلاحی ۱۳۹۱/۰۶/۲۱)ـ شرکت‌های برق منطقه‌ای مکلف‌اند جهت توسعه نیروگاه‌های حرارتی و شبکه انتقال برق کشور، مبالغ تعیین شده در بودجه مصوب سالیانه خود را به شرکت توانیر جهت سرمایه‌گذاری در طرح‌های مزبور پرداخت نمایند. مبالغ مذکور از ابتدای تصویب قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت مصوب ۱۳۸۴/۸/۱۵ درآمد شرکت توانیر محسوب نمی‌شود و به‌عنوان افزایش سرمایه دولت در شرکت توانیر منظور می گردد. شرکت‌های فروشنده برق نیروگاه‌های آبی موظف‌اند تمامی وجوه حاصل از فروش انرژی برق خود را پس از وضع هزینه‌های تولید برای سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های برق آبی به مصرف برسانند. شرکت توانیر موظف است ارقام پیش‌بینی شده در بودجه مصوب شرکت‌های برق منطقه‌ای تحت عنوان تفاوت نرخ را متناسب با عملکرد فروش انرژی شرکت‌های مذکور جبران نماید.

قانونی، شرکت‌های برق منطقه‌ای مکلف‌اند برای توسعه شبکه انتقال برق کشور، مبالغ تعیین شده در بودجه‌های مصوب سالیانه خود را برای سرمایه‌گذاری در طرح‌های توسعه‌ای شرکت توانیر پرداخت کنند؛ اما براساس قانون، مبالغ مذکور در شرکت توانیر به‌عنوان درآمد شناسایی نمی‌شود که طبق قانون این مبالغ در صورت‌های مالی گروه توانیر به‌عنوان درآمدها منظور نشده است. از طرفی با توجه به ماهیت سرمایه‌ای بودن این مبلغ در ردیفی تحت عنوان «دریافت بابت ماده (۶۱) قانون الحاق (۱) و سایر قوانین» ذیل بخش سرمایه‌ای، منابع شرکت درج شده است. به‌دلیل اینکه شرکت‌های برق منطقه‌ای این مبلغ را از محل درآمد سالیانه خود به موضوعات توسعه‌ای اختصاص می‌دهند، مبالغ مرتبط با توسعه نیروگاه‌های حرارتی و زیرساخت‌های شبکه تحت عنوان هزینه ذیل بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی صورت مالی گروه توانیر درج می‌شود.

در سرفصل هزینه‌ها، اگرچه صورت‌های مالی گروه توانیر حاوی ردیف «بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی» بوده، اما بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد رویه‌های حسابداری یکسانی در سنوات مختلف رعایت نشده است. به‌عنوان نمونه بارز، هزینه استهلاک دارایی‌های بخش توزیع که در برخی سال‌های مالی ذیل سرفصل «هزینه‌های شرکت‌های توزیع» درج شده، در سنوات دیگر به صورت ردیفی مستقل ذیل بهای تمام شده درآمد عملیاتی درج شده است. ازاین‌رو، برای دستیابی به تحلیلی قابل اتکا از «بهای تمام شده هر کیلووات ساعت برق» در سال‌های مورد بررسی، در این گزارش از یک الگوی مشخص و واحد استفاده شده است. رویکرد اتخاذ شده، برمبنای احصای خالص هزینه‌های مرتبط با عملیات برق استوار بوده و لزوماً منطبق بر جمع جبری اقلام مندرج در صورت‌های مالی نیست. هزینه اجرای مقررات که بخش عمده آن مربوط به اجرای ماده (۶۱) قانون «الحاق برخی مواد به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (۱)» بوده تا سال ۱۴۰۰، در سرفصل سایر هزینه‌ها درج می‌شد، اما از سال ۱۴۰۰ در سرفصل بهای تمام شده درآمد عملیاتی درج می‌شود که نکته حائز اهمیتی است.

ساختار بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی در صورت‌های مالی توانیر، متشکل از ۴ رکن اصلی «هزینه اجرای مقررات»، «هزینه خرید برق»،[1] «هزینه‌های عملیاتی شرکت‌های توزیع و برق منطقه‌ای»[2] و «هزینه استهلاک تأسیسات توزیع»[3] است. بررسی صورت‌های مالی گروه توانیر در سال ۱۴۰۲[4] بیانگر آن است که «هزینه خرید برق» با ۶۷ هزار میلیارد تومان، ۳۸ درصد از کل بهای تمام شده درآمد عملیاتی را به خود اختصاص داده و اصلی‌ترین بخش هزینه در ساختار بهای تمام شده برق محسوب می‌شود (شکل ۶). واکاوی ترکیب این سرفصل نشان می‌دهد که سهم عمده آن به ترتیب مربوط به خرید از «نیروگاه‌های بخش خصوصی» (۱۴ درصد)، «شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی» (۱۳درصد) و سایر تأمین‌کنندگان برق[5] (۱۱ درصد) است. در سال ۱۴۰۳ هزینه خرید انرژی با رشد ۵۹ درصدی، به ۱۰۰ هزار میلیارد تومان رسید که به‌علت لحاظ هزینه استهلاک در هزینه‌های شرکت‌های توزیع و برق منطقه‌ای و افزایش سهم این هزینه‌ها، سهم هزینه خرید انرژی از ۳۸ درصد در سال ۱۴۰۲ به حدود ۳۰ درصد از بهای تمام شده درآمد عملیاتی در سال ۱۴۰۳ کاهش یافته است.

پس از آن «هزینه اجرای مقررات» با ۵۳ هزار میلیارد تومان حدود ۳۱ درصد از کل بهای تمام شده درآمد عملیاتی را تشکیل می‌دهد که بخشی از این ردیف مربوط به تعهدات ناشی از اجرای ماده (۶۱) قانون الحاق (۱) است. در کنار آن، هزینه‌های عملیاتی «شرکت‌های برق منطقه‌ای» در سال ۱۴۰۲ برابر با ۱۹ هزار میلیارد تومان معادل ۱۱ درصد از کل هزینه‌ها بوده است (که اقلام عمده آن شامل ۳ درصد حقوق و دستمزد و ۴ درصد هزینه استهلاک است). این عدد در سال ۱۴۰۳ به‌علت لحاظ استهلاک ۵۴ هزار میلیارد تومانی،

---

۱. شامل خرید از شرکت مادر تخصصی برق حرارتی، نیروگاه‌های خصوصی، شرکت‌های آب منطقه‌ای و سازمان آب و برق خوزستان، سازمان انرژی اتمی، ساتبا، سایر شرکت‌ها و سازمان‌های دولتی، واردات، تولید پراکنده و بورس انرژی است.

۲. این ردیف شامل حقوق و دستمزد، استهلاک، خدمات قراردادی، تعمیر و نگهداری و سایر می‌شود.

۳. به موجب بند «۱» مصوبه شماره ۴۵۵۸۹ /ت ۵۷۴۲۶ مورخ ۱۳۹۹/۰۴/۲۹ هیئت وزیران، دارایی‌ها و تأسیسات بخش توزیع نیروی برق) که برای انتقال و تأمین برق مشترکان ماهیت انحصاری دارند (از شرکت‌های توزیع نیروی برق به شرکت اصلی منتقل و این دارایی‌ها به‌منظور تأمین و توزیع برق مطمئن و پایدار طی قرارداد مشارکت مربوط به استناد مصوبه به شماره ۵۵۵ مورخ ۱۴۰۰/۱۲/۲۴ هیئت‌مدیره توانیر اختیار و بهره‌برداری شرکت‌های توزیع نیروی برق قرار گرفته و هزینه استهلاک آن براساس مقررات قانون مالیات‌های مستقیم و ماده (۱۴۹) قانون یاد شده محاسبه و در دفاتر توانیر ثبت و در سرفصل سایر اقلام بهای تمام شده عملیاتی منعکس شده است.

۴. تجدید ارزیابی سال ۱۴۰۳، در راستای اجرای مفاد ماده (۱۴) قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی کشور و حمایت از کالای ایرانی مصوب ۱۵ اردیبهشت‌ماه ۱۳۹۸ مجلس شورای اسلامی و همچنین اصلاحیه ماده (۱۰) آیین‌نامه اجرایی تبصره «۱» ماده (۱۴۹) قانون مالیات‌های مستقیم انجام شده است. ازآنجاکه تجدید ارزیابی دارایی‌ها هر پنج سال یک‌بار صورت می‌پذیرد، داده‌های مربوط به سال‌های ۱۴۰۲ به قبل تصویر دقیقی از وضعیت ساختار هزینه صنعت برق و بهای تمام شده برق ندارد. از طرفی محاسبات بهای تمام شده برق بر پایه صورت‌های مالی سال ۱۴۰۳ ازآنجاکه هزینه‌های استهلاک را دقیق‌تر لحاظ می‌کند دقیق‌ترین برآورد بهای تمام شده برق از روش تحلیل صورت‌های مالی را به ما می‌دهد.

۵. شرکت‌های آب منطقه‌ای و سازمان آب و برق خوزستان (خرید برقابی)، سازمان انرژی اتمی، ساتبا، سایر شرکت‌ها و سازمان‌های دولتی، واردات، تولید پراکنده و بورس انرژی.

به عدد ۷۳ هزار میلیارد تومان رسیده و سهم آن به ۲۲ درصد از بهای تمام شده درآمد عملیاتی در سال ۱۴۰۳ افزایش یافته است. ازسوی‌دیگر «شرکت‌های توزیع نیروی برق» نیز در سال ۱۴۰۲ با هزینه ۱۷,۸ هزار میلیارد تومان، سهمی ۱۰ درصدی در ساختار هزینه‌ها دارند (که سهم حقوق و دستمزد در این بخش معادل ۳ درصد بوده است). بنابراین اگرچه هزینه استهلاک شرکت‌های توزیع براساس مصوبه هیئت وزیران در شرکت اصلی توانیر محاسبه می‌شود، اما با لحاظ این هزینه به‌عنوان جزئی از هزینه‌های شرکت‌های توزیع، در مجموع در سال ۱۴۰۳ میزان هزینه این شرکت‌ها برابر با ۶۸,۵ هزار میلیارد تومان بوده و سهم آن نیز به ۲۱ درصد افزایش یافته است. نهایتاً، سرفصل «هزینه‌های فروش، عمومی و اداری» برابر با ۱۶,۹ هزار میلیارد تومان سهمی معادل ۱۰ درصد در سال ۱۴۰۲ داشته و پنجمین بخش از هزینه‌های شرکت را تشکیل می‌دهد. تفکیک این سرفصل نشان می‌دهد که ۶ درصد مربوط به سایر هزینه‌های اداری و عمومی و ۴ درصد مربوط به حقوق و دستمزد کارکنان ستادی و پشتیبانی است. در سال ۱۴۰۳ این عدد برابر با ۲۹ هزار میلیارد تومان بوده و سهم آن نیز به ۹ درصد کاهش یافته است.

تحلیل سهم هر یک از ردیف‌های هزینه‌ای ذیل بهای تمام شده درآمد عملیاتی در سال‌های مورد بررسی (۱۴۰۳-۱۳۹۷) نشان می‌دهد سهم هزینه خرید برق همواره کمتر از ۶۰ درصد مجموع بهای تمام شده برق+ هزینه‌های فروش، اداری و عمومی را به خود اختصاص می‌دهد که به معنی این است که هزینه‌های انتقال، توزیع و فروش، اداری و عمومی ۴۰ درصد قیمت تمام شده برق را به خود اختصاص می‌دهند. یکی از دلایل بزرگ بودن این ردیف‌های هزینه‌ای ساختار کلان وزارت نیرو و شرکت‌های زیرمجموعه آن است که خود را در هزینه حقوق و دستمزد نشان می‌دهد. مجموع حقوق و دستمزد این شرکت‌ها در سال ۱۴۰۲ معادل حداقل ۱۰ درصد از کل هزینه تمام شده برق را به خود اختصاص داده و نیازمند بررسی دقیق‌تری است که در یک گزارش دیگر به آن پرداخته خواهد شد.

شکل ۶. سهم انواع مختلف هزینه از مجموع هزینه تمام شده صنعت برق در سال ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ [۸]



جدول ۳. تفکیک هزینه‌های مختلف صنعت برق در سال ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳ (هزار میلیارد تومان) [۸]

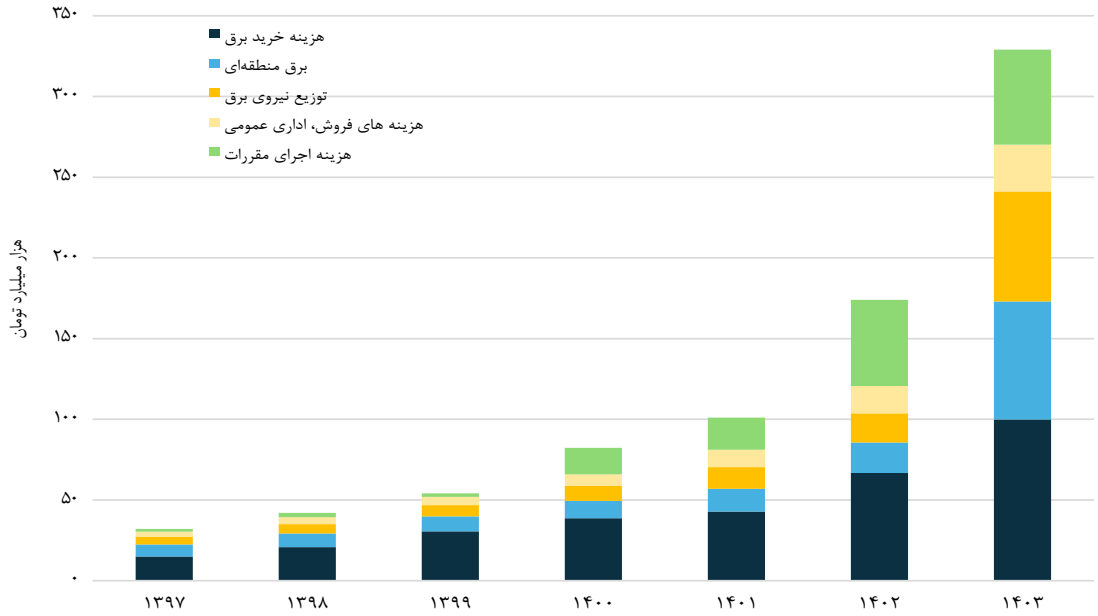
نوع	بخش	سال ۱۴۰۲	سال ۱۴۰۳	درصد رشد
هزینه خرید برق	شرکت مادرتخصصی نیروی برق حرارتی	۲۳.۱	۴۳	۸۶
	نیروگاه‌های خصوصی	۲۴	۲۰	۱۶
	بورس انرژی	۰	۱۱	–
	سایر	۲۰	۲۶	۳۰
شرکت برق منطقه‌ای	حقوق و دستمزد	۵.۷	۸.۱	۴۲
	استهلاک	۶.۵	۵۴	۷۳۰
	تعمیر و نگهداری	۲.۷	۳.۸	۴۱
	سایر	۴.۱	۷.۳	۷۸
شرکت توزیع نیروی برق	حقوق و دستمزد	۴.۹	۶.۸	۳۸
	استهلاک	۵	۵۰.۵	۹۱۰
	سایر	۷.۹	۱۱.۲	۴۱
هزینه‌های فروش، اداری و عمومی	حقوق و دستمزد	۷.۳	۱۰	۳۷
	سایر	۹.۶	۱۹	۹۸
هزینه اجرای مقررات	هزینه اجرای مقررات	۵۳	۵۹	۱۱

روند تغییرات اقلام اصلی بهای تمام شده صنعت برق (شامل خرید انرژی، هزینه اجرای مقررات، خدمات انتقال، توزیع و هزینه‌های عمومی) طی دوره زمانی ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ در شکل ۷ ترسیم شده است. تحلیل داده‌های آماری بیانگر شیب صعودی هزینه‌ها در تمامی سرفصل‌ها بوده، اما نرخ رشد در هر بخش متفاوت است. در بازه زمانی ۱۳۹۷ تا ۱۴۰۳، سرفصل «هزینه خرید برق» به‌عنوان بزرگ‌ترین هزینه، با رشدی ۶٫۶ برابری از حدود ۱۵/۱ همت در سال ۱۳۹۷ به ۱۰۰ همت در سال ۱۴۰۳ افزایش یافته است. در بخش هزینه‌های شبکه، هزینه اجرای مقررات از ۲/۶ همت در سال ۱۳۹۷، حدود ۲۲ برابر شده و به ۵۸/۸ همت در سال ۱۴۰۳ رسیده است. مخارج «شرکت‌های برق منطقه‌ای» با رشدی ۹٫۸ برابری، از ۷/۴ همت به حدود ۷۳ همت در سال ۱۴۰۳ رسیده است. همچنین هزینه‌های «شرکت‌های توزیع نیروی برق» شتاب بیشتری داشته و با رشدی ۱۰ برابری، از ۶/۶ همت در ابتدای دوره به ۶۸ همت در سال ۱۴۰۳ صعود کرده و بیشترین نرخ افزایش را در میان تمامی اجزای هزینه‌ای به خود اختصاص داده است. نکته حائز اهمیت و نیازمند واکاوی دقیق‌تر، جهش چشمگیر در سرفصل «هزینه‌های فروش، اداری و عمومی» است. این سرفصل با ثبت رشد ۶ برابری از ۳/۴ همت در سال ۱۳۹۷ به ۲۱ همت در سال ۱۴۰۳ رسیده است.

شایان ذکر است تحلیل ارقام سال ۱۴۰۳ به‌علت در نظر گرفتن ارقام صحیح استهلاک (از منظر اقتصادی) تصویر متفاوتی از ساختار هزینه‌ها را نشان می‌دهد، به‌ویژه در سرفصل هزینه‌های «شرکت‌های برق منطقه‌ای» و «شرکت‌های توزیع نیروی برق» که به ترتیب به ارقام ۷۳/۲ و ۶۸/۱ همت بالغ شده‌اند. همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد، عامل اصلی این تغییر وضعیت، اعمال آثار مالی ناشی از «تجدید ارزیابی دارایی‌های ثابت» در پایان سال مالی قبل و به تبع آن، افزایش قابل توجه هزینه استهلاک در دفاتر و واقعی شدن آن است. این مسئله به‌صورت دوره‌ای انجام، و موجب شده در سالی که تجدید ارزیابی انجام می‌شود روند افزایش هزینه‌ها متفاوت از سایر سال‌ها شود. محاسبات نشان می‌دهد که سرجمع

هزینه استهلاک در دو بخش انتقال و توزیع، در سال ۱۴۰۳ به رقمی بالغ بر ۱۰۳ هزار میلیارد تومان رسیده است. نکته کلیدی آنکه، این رقم به تنهایی ۸۰ درصد از کل افزایش هزینه‌های ثبت شده در سال ۱۴۰۳ نسبت به سال ۱۴۰۲ را به خود اختصاص داده است. لذا جهش هزینه‌ای سال ۱۴۰۳، ناشی از افزایش هزینه‌ها در این سال خاص نبوده و بیانگر تصویر دقیق‌تری از هزینه تمام شده واقعی است. این امر بازتابی از تجدید ارزیابی دارایی‌های ثابت مشهود[1] و نامشهود درنتیجه تورم ۵ سال منتهی به ۱۴۰۳ بوده که در محاسبات لحاظ شده است.

شکل ۷. نمودار سهم هزینه‌های مختلف از هزینه تمام شده برق طی سال‌های ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ [۸]



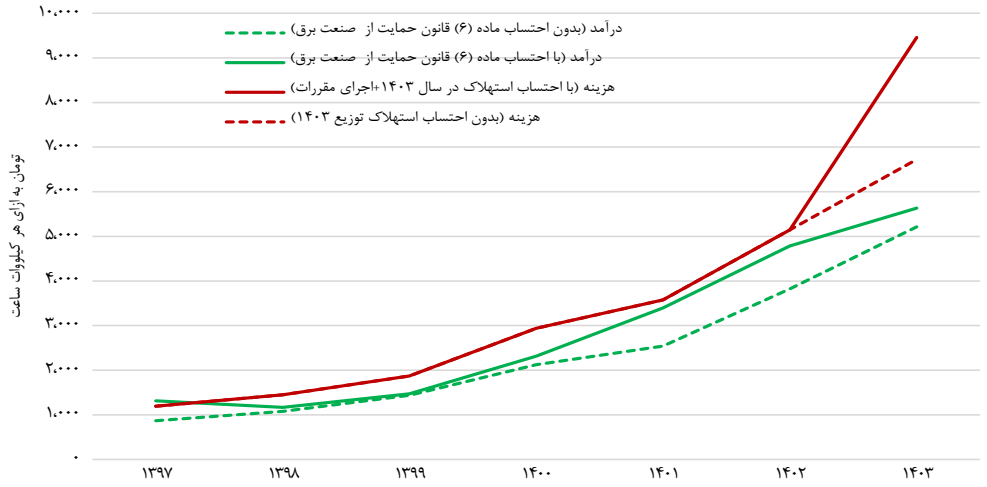
۳-۲-۳. جمع‌بندی صورت‌مالی گروه توانیر

در شکل ۸، وضعیت تطبیقی درآمد و بهای تمام شده هر کیلووات ساعت برق در بازه زمانی ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳، براساس توضیحات ذکر شده در بخش‌های پیشین، در قالب دو تعریف متفاوت از یکدیگر ترسیم شده است. هدف از این تفکیک، تمایز میان عملکرد واقعی فروش (مبتنی‌بر تعرفه‌های تکلیفی) و عملکرد تعدیل شده آن (با احتساب درآمد ناشی از مابه‌التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی برق موضوع ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق) است.

براساس شکل ۸، در حالتی که درآمد ناشی از مابه‌التفاوت قیمت تمام شده و تکلیفی برق (موضوع ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق) به درآمدهای عملیاتی اضافه شده، درآمد ناشی از فروش یک کیلووات‌ساعت برق فاصله معناداری با هزینه تمام شده هر کیلووات‌ساعت برق ندارد و در سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲ با افزایش تعرفه برق صنایع و شروع اجرای ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق این فاصله به کمترین میزان خود پس از سال ۱۳۹۷ رسیده اســـت. پس از آن و با تجدید ارزیابی دارایی‌ها در سال ۱۴۰۳ و واقعی شدن هزینه استهلاک شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع از طرفی و کاهش پرداخت مابه‌التفاوت قیمت برق موضوع ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق این فاصله به بیشترین میزان خود در سال‌های مورد بررسی رسیده است.

۱. شامل زمین، ساختمان، تأسیسات، تجهیزات، اموال و ماشین‌آلات به استثنای اثاثه اداری.

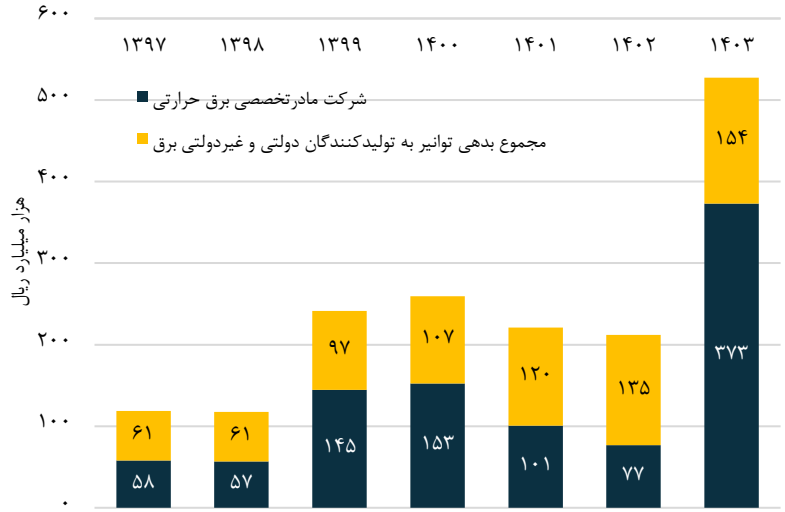
شکل ۸. نمودار مقایسه درآمد و هزینه تمام‌شده هر کیلووات‌ساعت برق براساس صورت مالی گروه توانیر در بازه زمانی ۱۳۹۷الی ۱۴۰۳ [۸]



تحلیل این روند نشان می‌دهد اقتصاد معیوب صنعت برق در دهه ۱۳۹۰، که ناشی از شکاف میان قیمت تمام شده و نرخ تکلیفی فروش بود، نه‌تنها به زیان انباشته سنواتی منجر شد، بلکه با ایجاد اختلال در جریان مالی و تأخیر در پرداخت مطالبات نیروگاه‌ها، ریسک بازگشت سرمایه را افزایش داده و عملاً انگیزه بخش خصوصی برای مشـــارکت در طرح‌های توسعه‌ای را سلب کرده اســـت. بااین‌حال، روند اصلاح تعرفه‌ها و مدیریت هزینه‌ها در سال‌های اخیر اثربخش بوده و توانسته دورنمای مالی صنعت را تا حد زیادی بهبود بخشد یا حداقل از افزایش شکاف به وجود آمده جلوگیری کند، هرچند با لحاظ هزینه استهلاک همچنان با نقطه ایدئال فاصله دارد. درنتیجه صنعت برق از منظر درآمد و هزینه جاری سالیانه اگرچه زیان‌ده بوده، اما روند قابل قبولی را از سال ۱۴۰۰ به بعد طی کرده است.

با توجه به روند صعودی درآمدهای عملیاتی گروه توانیر طی ۴ سال اخیر، این انتظار وجود دارد که تسریع در بازپرداخت مطالبات انباشته و بهبود جریان نقدینگی بخش خصوصی، محرکی برای احیای سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌ها باشد. اگرچه تخصیص منابع به بخش‌های توزیع و انتقال برای پایداری شبکه امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر محسوب می‌شود، اما عملاً موجب شده سهم کمتری از منابع مالی به بخش بدهی‌های بخش تولیدی اختصاص یابد و درنتیجه، تأثیر مستقیمی بر افزایش انگیزه سرمایه‌گذاری نداشته است. وضعیت تعهدات مالی و روند بدهی‌های گروه توانیر به شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی و سایر تولیدکنندگان بزرگ دولتی و غیردولتی در شکل ۹ به تصویر کشیده شده است.

شکل ۹. نمودار بدهی شرکت توانیر به شرکت‌های تولیدکننده برق طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۷ [۸]



با توجه به اینکه هزینه خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های طرف قرارداد این موضوع توسط شرکت برق حرارتی پرداخت می‌شود، در ادامه جزئیات صورت‌های مالی شرکت مادرتخصصی برق حرارتی به‌عنوان طرف قرارداد این شرکت‌ها طی سال‌های ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۳ تحت عنوان چالش در پرداخت بدهی خرید تضمینی بررسی می‌شود.

۳-۳. چالش در پرداخت بدهی‌های خرید تضمینی

شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی به‌عنوان یکی از ارکان اصلی وزارت نیرو، وظیفه ساماندهی فعالیت‌های تصدی دولت در زمینه تولید نیروی برق حرارتی متصل به شبکه انتقال و فوق توزیع کشور را برعهده دارد. این شرکت علاوه‌بر مدیریت دارایی‌های مولد دولتی، به‌عنوان متولی راهبری توسعه ظرفیت‌های نیروگاهی و طرف حساب اصلی در قراردادهای کلان سرمایه‌گذاری (نظیر خرید تضمینی برق و بیع متقابل)، نقشی محوری در ساختار مالی و تضمین جریان نقدینگی صنعت برق ایفا می‌کند. ازاین‌رو، واکاوی صورت‌های مالی این شرکت، تصویری شفاف از وضعیت منابع و مصارف بخش تولید و همچنین گلوگاه‌های مالی مؤثر بر انگیزه سرمایه‌گذاران را آشکار می‌کند.

واکاوی صورت‌های مالی شرکت مادرتخصصی برق حرارتی نشان می‌دهد اصلی‌ترین جریان نقدی ورودی این شرکت فروش برق به توانیر است،[۱] به‌گونه‌ای‌که در سال مالی ۱۴۰۳، رقمی بالغ بر ۴۳ همت از این کانال درآمدی شناسایی شده که به تنهایی ۸۴ درصد از کل درآمدهای عملیاتی شرکت را تشکیل می‌دهد. سایر درآمدهای این شرکت شامل درآمد حاصل از خدمات (معادل ۱/۹ همت) و فروش برق در بورس انرژی (معادل ۵/۴ همت) است. بررسی سبد فروش برق به توانیر بیانگر آن است که این سرفصل از ۴ مجرای اصلی شامل فروش برق نیروگاه‌های دولتی، فروش برق شرکت اصلی به شرکت مدیریت شبکه،[۲] فروش برق برخی از نیروگاه‌های دولتی خاص[۳] به توانیر و فروش برق صادراتی به شرکت توانیر است. برایند این اقلام موجب شده است تا جمع کل درآمدهای عملیاتی شرکت در سال ۱۴۰۳ به رقمی معادل ۵۰/۹ همت بالغ شود. این ساختار درآمدی، وابستگی حیاتی شرکت برق حرارتی به وضعیت نقدینگی توانیر و مکانیسم‌های پرداخت آن را به وضوح نمایان می‌کند.

در بخش هزینه «بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی» شرکت مادرتخصصی برق حرارتی از تجمیع اقلامی نظیر هزینه برق خریداری شده از بازار برق،[۴] بهای تمام شده شرکت‌های مدیریت تولید نیروی برق،[۵] هزینه برق خریداری شده از نیروگاه‌های خصوصی دارای قرارداد خرید تضمینی (ECA) هزینه تولید نیروگاه‌های دولتی و در نهایت سوخت نیروگاه‌های خصوصی و دولتی تشکیل شده است. کل بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی شرکت در این سال بالغ بر ۴۷/۶ همت بوده که از این میزان، سهم «خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های بخش خصوصی» با رقمی معادل ۳۰/۱ همت، حدود ۶۳ درصد از کل هزینه را به خود اختصاص داده است.

نکته حائز اهمیت و چالش‌برانگیز در این سرفصل، تمرکز ردیف «خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های بخش خصوصی (ECA)» بر تعداد محدودی از قراردادهای قدیمی است. ۷۸ درصد از کل هزینه خرید برق از نیروگاه‌های بخش خصوصی معادل ۲۳/۴ همت، تنها مربوط به هزینه خرید برق از سه نیروگاه پره‌سر گیلان، گازی فارس و جنوب اصفهان بوده و مابقی (۶/۷ همت) مربوط به ۷ نیروگاه دیگری است که با شرکت مادرتخصصی برق حرارتی قرارداد خرید تضمینی (ECA) دارند. علت این اختلاف هزینه قابل توجه، مربوط به انعقاد قراردادهای ارزی خرید تضمینی با سه نیروگاه فوق‌الذکر در دهه ۱۳۸۰ باز می‌گردد که با جهش‌های ارزی، بار مالی سنگینی را به شرکت برق حرارتی تحمیل کرده‌اند[۹].[۶]

---

۱. در سال‌های ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ ردیف درآمدی دیگری نیز تحت عنوان درآمد حاصل از بند «ط» تبصره «۱۵» قانون بودجه سال ۱۴۰۱ به ترتیب معادل ۱۷،۲ و ۲۰ هزار میلیارد ریال به آن اضافه شده است.

۲. فروش برق شرکت برق حرارتی به مدیریت شبکه از محل برق خریداری شده از شرکت‌های خصوصی دارای قرارداد خرید تضمینی (ECA) است.

۳. مانند هنگام، ایسین، دوکوهه و بمپور.

۴. شامل تعمیرات دوره‌ای بلندمدت و حق‌الزحمه نظارت بر نیروگاه‌ها، قراردادهای تولید برق، هزینه آب مصرفی، تعمیر و نگهداری نیروگاه‌ها، هزینه خدمات قراردادی، سهم هدفمندی یارانه‌ها، هزینه عوارض آلایندگی، هزینه صدور پروانه بهره‌برداری، حق‌النظاره چاه‌ها، سایر.

۵. حقوق و دستمزد، خدمات قراردادی، مواد مصرفی، استهلاک، تعمیرات سالیانه بلندمدت و سایر.

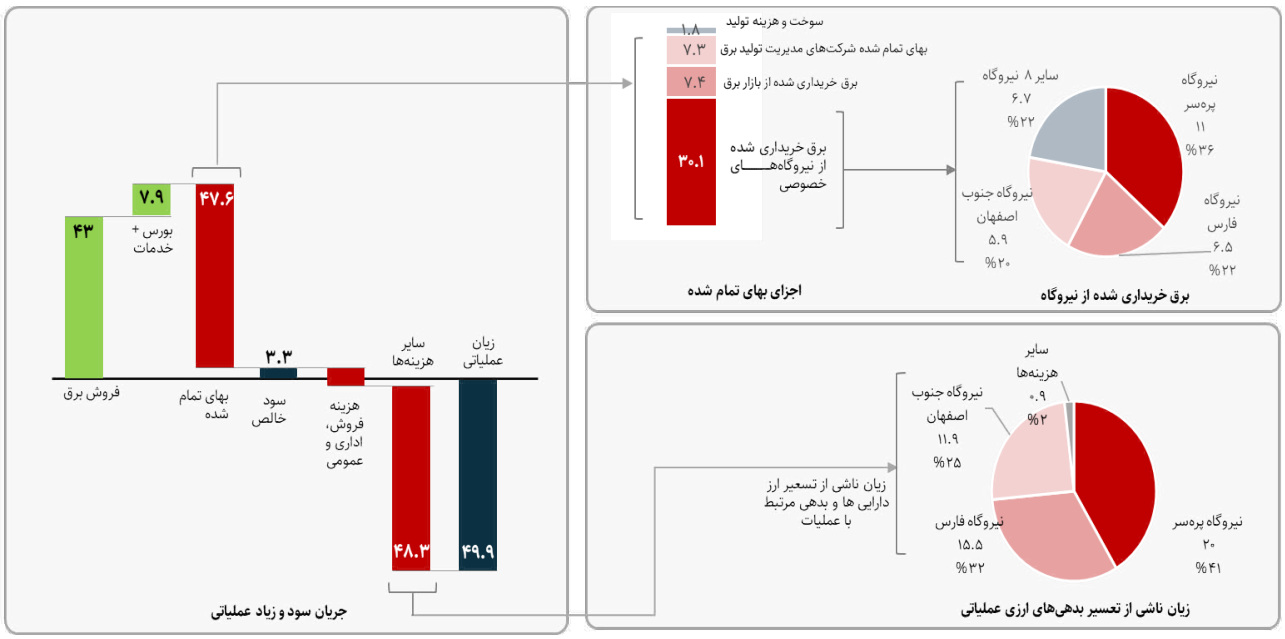
۶. قرارداد منعقد شده میان هر سه این نیروگاه‌ها و شرکت توانیر ۲۰ ساله و به استناد بند «ب» ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه بوده است. ظرفیت اسمی هریک از این نیروگاه‌ها حدود ۱۰۰۰ مگاوات بوده و در قالب قرارداد ساخت، بهره‌برداری و واگذاری (BOT) توسط گروه مپنا ساخته و به بهره‌برداری رسیده است. نیروگاه جنوب اصفهان اولین نیروگاه خصوصی در ایران محسوب می‌شود. پس از نیروگاه اصفهان، قرارداد ساخت نیروگاه‌های پره‌سر گیلان و گازی فارس به ترتیب در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۷ آغاز شد و آخرین واحد از این دو نیروگاه در سال ۱۳۹۳ وارد مدار شد. لذا قرارداد خرید تضمینی سه نیروگاه جنوب اصفهان، پره سر گیلان و گازی فارس به ترتیب در سال‌های ۱۴۰۵، ۱۴۱۳ و ۱۴۱۱ خواهد بود.

بااین‌حال علی‌رغم فشار هزینه‌ای ناشی از تعهدات ارزی یاد شده، بررسی روند سود و زیان این شرکت نشان می‌دهد که سود ناخالص شرکت برق حرارتی در اکثر سنوات مورد بررسی (به استثنای سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲) مثبت بوده است. به‌طوری‌که در سال ۱۴۰۳، سود ناخالص این شرکت رقمی معادل ۳/۳ همت ثبت شده که نشان می‌دهد درآمدهای عملیاتی این شرکت (که عمدتاً از محل فروش برق به توانیر بوده) بهای تمام شده درآمد عملیاتی را پوشش داده است.

یکی از مهم‌ترین نکات در تحلیل صورت مالی شرکت مادرتخصصی برق حرارتی، واکاوی سرفصل «سایر هزینه‌های عملیاتی» و تأثیر نوسانات نرخ ارز بر آن است. بررسی‌ها نشان می‌دهد که ۹۰ درصد از رقم ثبت شده در این سرفصل، مربوط به «زیان ناشی از تسعیر ارز دارایی‌ها و بدهی‌های مرتبط با عملیات» بوده که ریشه در بدهی‌های ارزی معوق به سه نیروگاه فوق‌الذکر (دارای قرارداد خرید تضمینی با ماهیت ارزی) دارد. در سال مالی ۱۴۰۳، زیان ناشی از به‌روزرسانی (تسعیر) بدهی‌های ارزی به این سه نیروگاه، رقمی معادل ۴۷/۴ همت را به شرکت تحمیل کرده و در سرجمع هزینه‌های شرکت لحاظ شده است. تجمیع این زیان ارزی با هزینه خرید برق (که در بخش قبل اشاره شد)، نشان می‌دهد که کل بار مالی این سه قرارداد برای شرکت مادرتخصصی برق حرارتی در یک سال، بالغ بر ۷۱/۴ همت بوده است. باید توجه شود که این عدد معادل هزینه سرمایه‌گذاری برای احداث ۲۰۰۰ مگاوات نیروگاه گازی جدید بوده که عملاً صرف خرید برق (با قیمت قابل توجه نسبت به قراردادهای مشابه)[1] و جریمه ناشی از تسعیر ارز بدهی به این سه نیروگاه قدیمی (نه اصل بدهی به آنها) شده است.

اثر این قراردادها بر تراز مالی شرکت چنان تعیین‌کننده بوده که وضعیت شرکت را از سوددهی به زیان‌دهی تغییر داده است. محاسبات نشان می‌دهد که پس از کسر هزینه‌های فروش، اداری و عمومی، سایر درآمدها و هزینه‌ها (که بخش عمده آن زیان ناشی از تسعیر ارز دارایی‌ها و بدهی‌های مرتبط با عملیات بوده) از سود ناخالص شرکت در سال ۱۴۰۳، زیان عملیاتی شرکت معادل ۴۹/۹ همت ثبت شده است. حال آنکه اگر مبنای تسویه حساب با این سه نیروگاه مشابه سایر نیروگاه‌های کشور (ریالی) می‌بود، تراز عملیاتی شرکت از زیان ۴۹/۹ همتی به سود عملیاتی ۲۰/۹ همتی تغییر می‌یافت. جزئیات این اثرگذاری و سهم این قراردادها در تغییر وضعیت مالی شرکت در شکل ۱۰ ترسیم شده است.

شکل ۱۰. نمودار جریان سود و زیان عملیاتی شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی در سال ۱۴۰۲ (هزار میلیارد تومان) [۹]

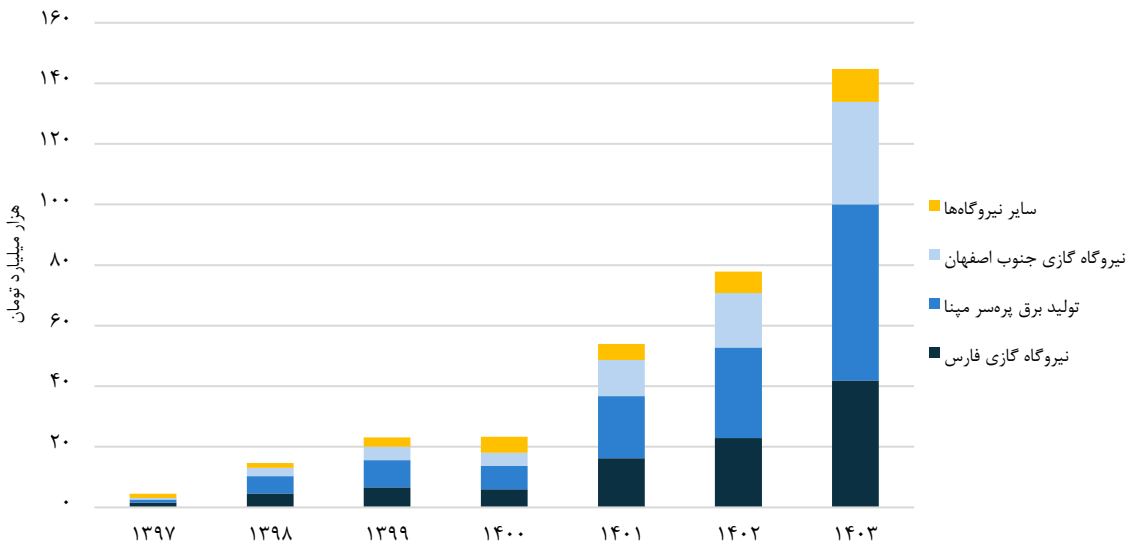


۱. قیمت خرید برق از نیروگاه پره‌سر گیلان در سال ۱۴۰۲ معادل ۱۱۷۹۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت بوده است. درحالی‌که قیمت خرید برق از سایر نیروگاه‌های خرید تضمینی پایین‌تر از این رقم بوده، به‌عنوان مثال قیمت خرید برق از شرکت مولد نیروی برق خرم‌آباد در همین سال معادل ۴۵۲۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت بوده است. در سال‌های مورد بررسی (۱۳۹۸ الی ۱۴۰۲) قیمت خرید برق از این سه نیروگاه به‌طور متوسط بیش از سه برابر قیمت خرید برق از سایر نیروگاه‌های دارای قرارداد خرید تضمینی است.

همان‌طور که ذکر شد، یکی از پیامدهای قراردادهای ارزی مذکور و نوسانات ارزی بر ساختار مالی شرکت، جهش بدهی‌های معوق به این سه نیروگاه است. همان‌طور که در شکل ۱۱ مشاهده می‌شود، ماهیت ارزی قراردادهای خرید تضمینی سه نیروگاه فوق‌الذکر در کنار جهش‌های پی‌درپی نرخ ارز، موجب انباشت تعهدات سنگین و خارج از توان بازپرداخت شرکت شده است. بررسی سری زمانی بدهی‌ها نشان می‌دهد که در سال ۱۳۹۷، کل مانده بدهی شرکت به نیروگاه‌های طرف قرارداد خرید تضمینی، بالغ بر ۴/۵ همت بوده که در آن مقطع نیز ۷۱ درصد از این تعهدات به همان سه نیروگاه خاص اختصاص داشت. بااین‌حال، شتاب رشد بدهی‌ها در سنوات اخیر قابل توجه بوده، به‌گونه‌ای که مانده بدهی در سال‌های ۱۴۰۱ و ۱۴۰۲ به ترتیب به ارقام ۵۳ و ۷۷ همت جهش یافته است. نقطه اوج این چالش در سال ۱۴۰۳ نمایان می‌شود، جایی که مجموع بدهی شرکت برق حرارتی از این محل به عدد ۱۴۴/۷ همت رسیده است.

بنابراین سهم این سه نیروگاه از کل بدهی‌های معوق خرید تضمینی شرکت برق حرارتی، از ۷۱ درصد در سال ۱۳۹۷ به ۹۲ درصد در سال ۱۴۰۳ افزایش یافته که براساس گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی بیش از ۱/۳ برابر کل دارایی‌های شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی است. این بدان معناست که بحران بدهی‌های شرکت برق حرارتی، یک بحران فراگیر و ساختاری در کل صنعت نیست، بلکه ناشی از ناترازی مالی ایجاد شده توسط سه قرارداد ارزی خاص بوده که عملاً ظرفیت‌های مالی شرکت را حبس کرده و نیازمند توجه ویژه هستند.

شکل ۱۱. نمودار بدهی شرکت مادرتخصصی برق حرارتی به نیروگاه‌های دارای قرارداد خرید تضمینی طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۷ [۹]



به‌طور کلی تحلیل وضعیت مالی شرکت نشان می‌دهد که ساختار سودآوری برق حرارتی به‌شدت تحت تأثیر قراردادهای ارزی خرید تضمینی با سه نیروگاه پره‌سر گیلان، گازی فارس و جنوب اصفهان قرار دارد. درحالی‌که تراز عملیاتی اصلی شرکت به‌صورت ناخالص سودده ثبت شده، اما چالش بنیادین، جریمه ناشی از دیرکرد تعهدات ارزی بوده که با سه نیروگاه مذکور منعقد شده است. نوسانات نرخ ارز و زیان سنگین ناشی از تسعیر نرخ ارز بدهی‌های مرتبط با این قراردادها، سود ناخالص شرکت را به زیان عملیاتی معادل ۵۰ همت تبدیل می‌کند. یکی از وظایف اصلی شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی براساس اساسنامه، برنامه‌ریزی و مدیریت (توسعه و بهره‌برداری) ظرفیت‌های تولید برق حرارتی و جلب مشارکت بخش غیردولتی در احداث نیروگاه‌های جدید[1] است، که به علت ناترازی عمیق مالی ناشی از قراردادهای ارزی، نه‌تنها در تسویه مطالبات جاری سایر نیروگاه‌ها عقب مانده، بلکه باعث شده اعتبار قرارداد خرید تضمینی برای پروژه‌های جدید نیز مخدوش شود. این ناتوانی در ایفای تعهدات، عملاً سیگنال نامناسبی به بازار مخابره کرده و با ایجاد ابهام در امنیت بازگشت سرمایه، انگیزه و اعتماد سرمایه‌گذاران جدید برای ورود به این صنعت را از بین برده است.

۱. جزء «۱» و «۵» ماده (۷) اساسنامه شرکت مادرتخصصی نیروی برق حرارتی مصوب ۱۳۹۳.

۴-۳. توقف جریان منابع صندوق توسعه ملی به صنعت برق

یکی از محورهای اصلی در تأمین مالی احداث نیروگاه‌های حرارتی طی دهه اخیر، استفاده از منابع صندوق توسعه ملی بوده است. در راستای سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی و به‌منظور توسعه ظرفیت‌های تولید، وزارت نیرو اقدام به واگذاری احداث نیروگاه‌ها به بخش خصوصی در قالب قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و مالکیت (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و واگذاری (BOT) کرد. در این الگو، بازگشت سرمایه از طریق قراردادهای خرید تضمینی برق (ECA) پیش‌بینی شد و سرمایه‌گذاران جهت تأمین منابع مالی پروژه به صندوق توسعه ملی معرفی شدند. اما یکی از موضوعات اصلی که موجب پیچیده شدن موضوع سرمایه‌گذاری در حوزه نیروگاه‌های حرارتی شده، چالش در بازپرداخت تسهیلات ارائه شده توسط صندوق توسعه ملی برای احداث نیروگاه‌های حرارتی توسط بخش خصوصی است. در ابتدای دهه ۱۳۹۰، حدود ۴/۳ میلیارد دلار از منابع صندوق توسعه ملی به سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی در دو قالب طرح‌های بیع متقابل و خرید تضمینی اختصاص یافته است. برنامه بازپرداخت تسهیلات صندوق توسعه ملی از سال ۱۳۹۶ آغاز شده و به شرح جدول زیر است. بخش عمده‌ای از تعهدات، معادل ۳۰۹۵ میلیون دلار (حدود ۷۲ درصد)، مربوط به قراردادهای خرید تضمینی برق بوده و سهم تعهدات ناشی از قراردادهای بیع متقابل معادل ۱۲۰۵ میلیون دلار است [۱۰]. برنامه بازپرداخت هر یک از این دو نوع قرارداد به شرح جدول ۴ است.

جدول ۴. برنامه بازپرداخت تسهیلات صندوق توسعه ملی به تفکیک نوع تعهدات (میلیون دلار) [۱۱]

سال	تعهدات بیع متقابل	تعهدات خرید تضمینی	کل تعهدات
۱۳۹۶	۰	۲۰	۲۰
۱۳۹۷	۰	۶۲	۶۲
۱۳۹۸	۰	۲۲۵	۲۲۵
۱۳۹۹	۱۴۵	۴۷۵	۶۲۰
۱۴۰۰	۲۱۰	۵۸۰	۷۹۰
۱۴۰۱	۲۱۳	۶۲۷	۸۴۰
۱۴۰۲	۲۳۵	۵۱۵	۷۵۰
۱۴۰۳	۲۳۸	۳۴۵	۵۸۳
۱۴۰۴	۱۵۹	۱۱۱	۲۷۰
۱۴۰۵	۴.۶	۱۳۵.۴	۱۴۰
مجموع	۱۲۰۵	۳۰۹۵	۴۳۰۰

در فرایند اعطای تسهیلات، صندوق توسعه ملی با استناد به اینکه درآمد نیروگاه‌ها از محل فروش برق به‌صورت ریالی است اما بازپرداخت تسهیلات باید به صورت ارزی باشد، موضوع عدم اطمینان از بازپرداخت اقساط را مطرح کرده و به‌علت ریسک ناشی از نوسانات نرخ ارز و عدم تطابق ارزش درآمد (ریالی) و بدهی (ارزی)، فرایند اعطای وام را در سال ۱۳۹۴ متوقف کرد. به همین منظور هیئت وزیران به‌منظور رفع این مانع و تسهیل سرمایه‌گذاری مقرر کرد[۱] در زمان بازپرداخت اقساط وام ارزی نیروگاه‌هایی که برق خود را به وزارت نیرو می‌فروشند، بانک مرکزی پس از دریافت مبلغ ریالی هر قسط، معادل ارزی آن را با نرخ رسمی تأمین و به حساب صندوق توسعه ملی واریز کند. این مصوبه

۱. مصوبه شماره ۳۱۱۰۸/ت۵۱۷۰۹هـ مورخ ۱۳۹۴/۰۳/۱۲: در مواردی که قرارداد خرید برق بین تولیدکنندگان بخش خصوصی برق و وزارت نیرو و شرکت‌های تابعه به‌صورت ریالی منعقد شود، به‌منظور بازپرداخت تسهیلات ارزی دریافتی این تولیدکنندگان از منابع صندوق توسعه ملی، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران موظف است براساس درخواست بانک عامل طرف قرارداد یا صندوق یاد شده طبق جدول بازپرداخت ارزی تسهیلات مذکور، شرایط لازم برای تبدیل ریال به ارز با نرخ رسمی (مبادله‌ای) مورد معامله را فراهم کرده و پس از دریافت مبلغ ریالی هر قسط، معادل ارزی آن را (به دلار آمریکا) به حساب صندوق توسعه ملی نزد خود منظور کند.

مبنای همکاری صندوق توسعه ملی (تأمین ۷۰ درصد منابع مورد نیاز پروژه) و ورود سرمایه‌گذاران شد. بااین‌حال، به دنبال نوسانات شدید ارزی از سال ۱۳۹۷ به بعد، اجرای مصوبه مذکور با چالش مواجه شـــد. این رخداد در شرایطی به وقوع پیوست که درآمد نیروگاه‌ها کماکان برمبنای تعرفه‌های ریالی محاسبه می‌شد.

قابل توجه است که درآمد ریالی مذکور نیز با تأخیر به تولیدکنندگان برق پرداخت می‌شد که موجب شد با توجه به افزایش مداوم نرخ ارز، عقب‌ماندگی نیروگاه‌ها برای بازپرداخت اقساط ارزی تشدید شود. اگرچه سازوکارهایی نیز تحت عنوان خسارت تأخیر پرداخت در قرارداد در نظر گرفته شده، اما در برخی موارد تأخیر قابل توجه در فاصله صدور تا پرداخت صورت‌حساب و جابه‌جایی نرخ ارز در این مدت زمان، باعث شده تا خسارت تأخیر در پرداخت ریالی، تکافوی این افزایش هزینه را ندهد. براساس اطلاعات غیررسمی و خوداظهاری نیروگاه‌های موضوع این بخش، متوسط تأخیر در برخی نیروگاه‌ها ۱۸ ماه و در برخی تا ۵۰ ماه[1] هم می‌رسد.

به‌طور کلی در قراردادهای این موضوع، جهت تأمین جریان نقدی لازم برای بازپرداخت تسهیلات اخذ شده، ۲ دوره در نظر گرفته شده است. دوره اول، به‌صورت خرید تضمینی و دوره دوم به‌صورت فروش در بازار و یا فروش به صنایع (در قالب قرارداد دو جانبه) اســـت. در دوره اول فرمول تعدیل نرخ خرید تضمینی برق،[2] به گونه‌ای تعیین شده بود که در جهش‌های شدید ارزی، کارایی لازم را نداشت و درآمد حاصله در دوره خرید تضمینی برق، برای بازپرداخت تسهیلات دریافتی کافی نبود. در حال حاضر مدت زمان قرارداد خرید تضمینی این نیروگاه‌ها به پایان رسیده و در دوره دوم قرارداد خود هستند.

در دوره دوم، این نیروگاه‌ها موظف‌اند برق خود را در بازار برق و یا از طریق عقد قرارداد دوجانبه به مصرف‌کنندگان صنعتی بفروشند. در این دوره از بازپرداخت اقساط، قیمت‌های بازار برق قابل توجه نبوده و درآمد حاصل از بازار برق در عمل تنها هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری نیروگاه‌های مذکور را پوشش می‌دهد. لذا بازگشت سرمایه در این دوره نیز اتفاق نیفتاد، درحالی‌که قیمت بازار برق و قیمت خرید تضمینی برق در زمان انعقاد قرارداد، نزدیک به هم بوده و درنتیجه بازگشت بخشی از سرمایه در زمان فروش به بازار برق باید محقق شده است. تا قبل از سال ۱۴۰۰، تعرفه صنایع تقریباً نزدیک به قیمت‌های بازار برق بود و در صورتی که نیروگاهی با مصرف‌کننده صنعتی قرارداد دوجانبه منعقد می‌کرد، کل بهای انرژی در صورت‌حساب برق منطقه‌ای صفر می‌شد. اما در سال ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ در راستای اجرای بندهای «ز» و «ط» تبصره «۱۵» قانون بودجه، بخشی از این درآمد تحت عنوان «مابه‌التفاوت» به صورت‌حساب‌هایی که از طرف برق منطقه‌ای به صنایع انرژی‌بر ارسال شده، اضافه شد. در این حالت از کل بهای انرژی فروش هر کیلووات ساعت برق که به‌عنوان مثال ۶۰۰۰ ریال است، ۵۰۰۰ ریال به‌عنوان مابه‌التفاوت و ۱۰۰۰ ریال تحت عنوان متوسط بهای بازار برق و بورس انرژی از صنعت مورد نظر اخذ می‌شود. در صورتی که این صنایع با نیروگاه‌های بخش خصوصی قرارداد دوجانبه منعقد کنند، فقط بخش متوسط بهای بازار برق و بورس انرژی در صورت‌حساب آنها صفر و در قالب قرارداد دو جانبه به نیروگاه پرداخت و الباقی تحت عنوان مابه‌التفاوت توسط برق منطقه‌ای اخذ می‌شود. به‌عبارت دیگر درآمد نیروگاه‌هایی که برق خود را براساس یک قرارداد دوجانبه به صنایع می‌فروشند، فقط به اندازه متوسط بهای بازار برق و بورس انرژی از آن قرارداد درآمد کسب می‌کند و مابقی درآمد حاصل از فروش برق به صنایع در صورت‌حساب شرکت توانیر درج می‌شود. در حال حاضر بخش عمده‌ای از مطالبات صندوق توسعه ملی از این محل معوق شده که سهم قابل توجهی از آن مربوط به ۴ نیروگاه سیکل ترکیبی شوباد کهنوج، بهبهان، سمنگان و تابان یزد به ظرفیت مجموع ۱۹۵۲ مگاوات است و تدریجاً از سال ۱۳۹۳ تا سال ۱۳۹۶ وارد مدار شده‌اند[۱].

به‌طور کلی، تأمین مالی نیروگاه‌های حرارتی بخش خصوصی با اتکا به منابع صندوق توسعه ملی، اگرچه با هدف تسهیل سرمایه‌گذاری و توسعه ظرفیت تولید طراحی شد، اما به‌علت عدم تطابق ساختار درآمدی ریالی نیروگاه‌ها با تعهدات ارزی، ناپایداری سیاست‌های ارزی و ضعف در سازوکارهای حمایتی، با چالش‌های جدی مواجه شد. اختلال در اجرای مصوبات مربوط به تأمین ارز، نوسانات شدید نرخ ارز، تأخیر در پرداخت مطالبات تولیدکنندگان برق و ناکارآمدی فرمول‌های تعدیل قیمت در دوره خرید تضمینی، موجب شد جریان نقدی نیروگاه‌ها برای ایفای تعهدات ارزی به صندوق توسعه ملی کفایت نداشته باشد. درنتیجه، بخش قابل توجهی از مطالبات تولیدکنندگان برق و به تبع آنها صندوق

۱. نیروگاه غدیر خوزستان.
۲. مطابق ماده (۷) دستورالعمل بند «ب» ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه.

توسعه ملی معوق مانده و ریسک سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی به‌طور محسوسی افزایش یافته است. در کنار این مسئله، صندوق توسعه ملی نیز به‌علت عدم اطمینان از بازگشت تسهیلات پرداختی و صیانت از منابع ملی، نیروگاه‌های حرارتی را از اولویت‌های سرمایه‌گذاری خود خارج کرده و تخصیص تسهیلات جدید به این بخش را به‌علت ریسک نکول بالا، متوقف کرده است.

۵-۳. چالش در ورود صنایع انرژی‌بر

با توجه به آنچه در فصل‌های قبل گفته شد، توسعه نیروگاه‌ها با روش‌های پیشین و سرمایه‌گذاری بخش خصوصی و تسهیلات صندوق توسعه ملی با مشکلات عدیده‌ای روبه‌رو شد. ازاین‌رو با تشدید ناترازی‌ها و عدم امکان تأمین مالی دولت برای افزایش ظرفیت تولید متناسب با تقاضای برق، از ابتدای سال ۱۴۰۰ و در جریان تصویب قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، الگوی دیگری برای جبران کمبود ظرفیت تولید طراحی شد. ویژگی بارز این دوره که با تصویب «قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق» شـــکل گرفت، تغییر استراتژی از جذب سرمایه‌گذار به الزام مصرف‌کنندگان عمده برای تأمین برق مورد نیاز خود است.[1] بر این اســـاس، صنایع انرژی‌بر مکلف شدند تا پایان سال ۱۴۰۴، حداقل ۹۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی با بازدهی حداقل ۵۵ درصد و ۱۰۰۰ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر و پاک را از محل منابع داخلی خود احداث کنند،[2] در غیر این صورت تأمین برق این صنایع در شرایط کمبود برق، در اولویت طرح‌های مدیریت مصرف برق وزارت نیرو قرار می‌گیرد.

اگرچه با توجه به تشدید ناترازی برق به‌نظر می‌آمد احداث نیروگاه حرارتی توسط صنایع به واسطه خسارت ناشی از محدودیت برق توجیه‌پذیر باشد و بخشی از کسری برق جبران شود، اما بررسی عملکرد این ماده قانونی در خصوص پروژه‌های مرتبط با این موضوع (جدول ۵)، نشان‌دهنده انحراف عملکرد از اهداف قانونی است، به‌گونه‌ای که تا پایان سال ۱۴۰۴ حدود ۲,۸۳۱ مگاوات از مجموع ۹ هزار مگاوات هدف‌گذاری شده به بهره‌برداری رسیده است.

جدول ۵. نیروگاه‌های در حال احداث ذیل ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق [۱۲]

سال شروع پروژه	صنایع مرتبط	جمع ظرفیت در سال (مگاوات)
۱۴۰۱	سرمایه‌گذاری توسعه معادن و فلزات فولاد بوتیای ایران	۶۷۸
۱۴۰۲	فولاد مبارکه اصفهان آلومینیوم المهدی صنعتی معدنی گل‌گهر فولاد غرب آسیا	۱,۰۰۵
۱۴۰۳	صنعتی معدنی چادرملو صنعتی معدنی گل‌گهر	۵۴۹
۱۴۰۴	آلومینیوم المهدی فولاد بوتیای ایرانیان پتروشیمی نگین مکران فولاد کاوه جنوب کیش	۵۹۹
مجموع ۴ سال		۲,۸۳۱

۱. پیش از این نیز مشارکت صنایع بزرگ در احداث نیروگاه‌های اختصاصی (خودتأمین) به‌صورت موردی و براساس توجیهات اقتصادی بنگاه‌ها انجام می‌پذیرفت.

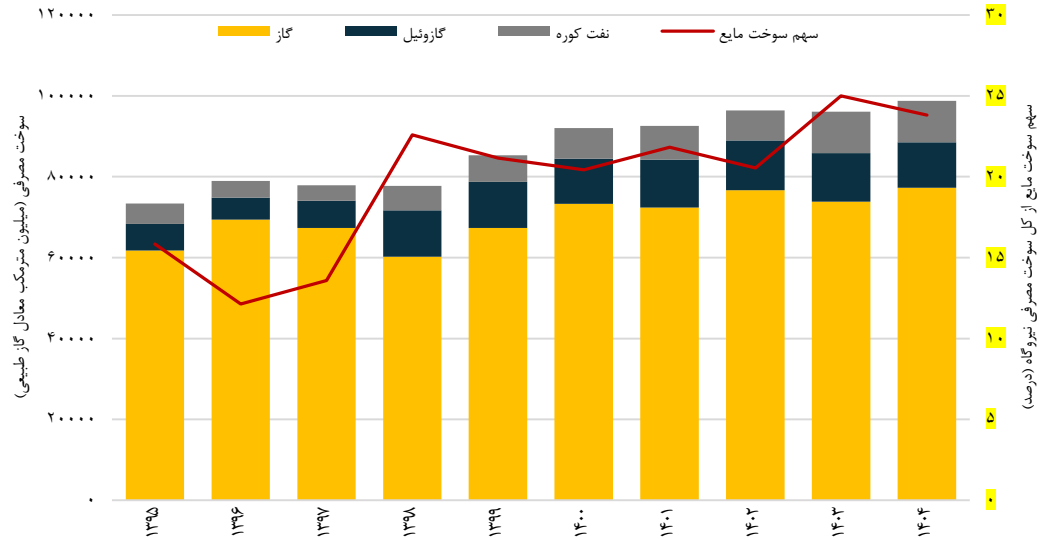
۲. ماده (۴) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق: صنایع انرژی‌بر موضوع ماده (۳) این قانون با هماهنگی وزارت صنعت، معدن و تجارت و وزارت نیرو مکلف‌اند حداقل ۹۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی با بازدهی حداقل ۵۵ درصد و ۱۰۰۰ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر و پاک تا پایان سال ۱۴۰۴ از محل منابع داخلی صنایع مذکور احداث کنند. در صورت عدم احداث، تأمین برق این صنایع در شرایط کمبود برق، در اولویت طرح‌های مدیریت مصرف برق وزارت نیرو قرار می‌گیرد. وزارت نیرو مکلف است از تأمین برق این صنایع، پشتیبانی و برق تولیدی مازاد آنها را منتقل کند. برق مازاد نیروگاه‌های فوق در بهابازار (بورس) انرژی و یا به‌صورت قرارداد دوجانبه قابل فروش است. وزارت نفت مکلف است با هماهنگی وزارت نیرو سوخت مورد نیاز نیروگاه‌های مذکور را تأمین کند.

علی‌رغم وجود الزامات قانونی، به‌نظر می‌رسد موانع متعددی موجب تضعیف انگیزه صنایع برای ورود مؤثر به احداث نیروگاه شده است. مهم‌ترین چالش در این میان، عدم اطمینان کامل از تأمین پایدار برق تولیدی، به‌ویژه در شرایط اوج بار شبکه بوده، درحالی که اصلی‌ترین مزیت مورد انتظار صنایع از سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه، دستیابی به همین اطمینان و مصونیت از محدودیت‌های تأمین برق است. اگرچه وزارت نیرو همواره تلاش کرده است با ارائه تضمین‌ها و سازوکارهای مختلف نسبت به رفع این دغدغه اقدام کند، اما از منظر صنایع این نگرانی همچنان وجود دارد که در صورت وقوع شرایط بحرانی، تضمین‌های ارائه شده متناسب با حجم بالای سرمایه‌گذاری انجام شده نباشد. در واقع، تا زمانی که این اطمینان در ذهن سرمایه‌گذاران صنعتی شکل نگیرد، تلاش وزارت نیرو به تحقق این هدف منجر نخواهد شد، زیرا عامل تعیین‌کننده، برداشت و ارزیابی ریسک از سوی صنایع است. افزون بر این، نوسانات شدید نرخ ارز و دشواری تأمین سرمایه اولیه قابل توجه برای احداث نیروگاه‌ها، ریسک مالی پروژه‌ها را افزایش داده و این فرایند را با کندی و ملاحظات بیشتری مواجه کرده است. در کنار موارد فوق، چالش‌های مربوط به ناترازی گاز و تأمین پایدار سوخت نیروگاه‌ها نیز از دیگر مواردی است که در بخش بعد به آن اشاره خواهد شد.

۶-۳. عدم اطمینان در تأمین پایدار سوخت نیروگاهی

در سال‌های اخیر، یکی دیگر از عواملی که می‌تواند به عدم استقبال سرمایه‌گذاران از احداث و توسعه نیروگاه‌های حرارتی در ایران منجر شود، مسئله تأمین پایدار سوخت نیروگاهی است. ساختار تولید برق کشور به‌گونه‌ای شکل گرفته که سهم غالب تولید برق (۹۲ درصد) به نیروگاه‌های حرارتی مبتنی‌بر سوخت‌های فسیلی اختصاص دارد و بخش عمده برق کشور از این مسیر تأمین می‌شود. وابستگی بالای سبد تولید برق به سوخت‌های فسیلی، به‌ویژه گاز طبیعی، باعث شده است که امنیت عرضه سوخت به یکی از متغیرهای کلیدی و تعیین‌کننده در پایداری تولید برق تبدیل شود. در حال حاضر، بخش اعظم نیروگاه‌های حرارتی کشور به‌طور مستقیم وابسته به سوخت گاز طبیعی هستند. این وابستگی در مقاطعی از گذشته، به‌علت برخورداری کشور از منابع غنی گازی، به‌عنوان یک مزیت راهبردی تلقی می‌شد و توسعه نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی با این فرض صورت گرفت که تأمین گاز در بلندمدت بدون محدودیت انجام خواهد شد. بااین‌حال، توسعه ظرفیت نیروگاهی حرارتی بدون توجه هم‌زمان به ظرفیت تولید منابع گازی، به‌تدریج این مزیت را به یک چالش ساختاری تبدیل کرده، چالشی که هم بخش برق و هم بخش گاز کشور را به‌طور هم‌زمان تحت فشار قرار داده است. پیامد این مسئله، بروز محدودیت‌های جدی در تأمین سوخت نیروگاه‌ها، به‌ویژه در ایام سرد سال بوده است، به نحوی که نیروگاه‌ها ناچار به استفاده از سوخت‌های جایگزین گازوئیل و مازوت می‌شوند. به‌گونه‌ای که در سال ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴، حدود ۲۲ میلیارد لیتر سوخت مایع در نیروگاه‌های کشور مصرف شده، درحالی که در سال ۱۴۰۲ این عدد برابر با ۱۷ میلیارد لیتر بوده است (شکل ۱۲).

شکل ۱۲. نمودار روند مصرف انواع سوخت در نیروگاه‌های حرارتی کشور بین سال‌های ۱۳۹۵ الی ۱۴۰۳ [۱۳]



نکته قابل توجه آن است که در سال‌های گذشته، مصرف سوخت مایع در نیروگاه‌ها عمدتاً پدیده‌ای فصلی تلقی می‌شد و بخش اعظم آن به ماه‌های سرد سال و دوره‌های اوج مصرف گاز طبیعی محدود بود. بااین‌حال، بررسی روندهای جدید مصرف سوخت نشان می‌دهد که این الگو در حال تغییر است و استفاده از سوخت مایع دیگر صرفاً به فصل سرد محدود نمی‌شود. آمارها نشان می‌دهد که در سال جاری (۱۴۰۴)، حتی در ماه‌های گرم سال نیز مصرف سوخت مایع در نیروگاه‌ها افزایش یافته و این موضوع بیانگر تشدید ناترازی در تأمین سوخت گاز است. به‌طور مشخص، در نیمه نخست سال ۱۴۰۴، به‌طور متوسط روزانه حدود ۱۷/۵ میلیون لیتر گازوئیل در نیروگاه‌های کشور مصرف شده که این میزان نسبت به دوره مشابه سال ۱۴۰۲ حدود ۳۳ درصد افزایش را نشان می‌دهد. علاوه‌بر این، مصرف مازوت در نیروگاه‌ها در شش ماه نخست سال ۱۴۰۴ نسبت به مدت مشابه سال قبل حدود ۴۰ درصد و نسبت به سال ۱۴۰۲ حدود ۱۸۰ درصد (معادل ۲.۸ برابر) رشد داشته است، روندی که از منظر اقتصادی، زیست‌محیطی و پایداری تأمین انرژی، مطلوب ارزیابی نمی‌شود[۱].

ازسوی‌دیگر، چالش تأمین سوخت نیروگاهی صرفاً به جایگزینی گاز با سوخت مایع محدود نمی‌شود، بلکه خود تأمین این سوخت‌های مایع نیز با محدودیت‌ها و ریسک‌هایی همراه است. افزایش مصرف گازوئیل در نیروگاه‌ها، فشار مضاعفی بر زنجیره تأمین فراورده‌های نفتی وارد کرده و در برخی مقاطع، کشور را ناچار به واردات گازوئیل کرده است. وابستگی به واردات سوخت مایع، نه‌تنها هزینه‌های ارزی قابل توجهی را به اقتصاد کشور تحمیل می‌کند، بلکه ریسک‌های جدیدی را نیز به حوزه امنیت انرژی می‌افزاید.

مجموع این شرایط، یعنی عدم قطعیت در تأمین پایدار گاز طبیعی، افزایش وابستگی نیروگاه‌ها به سوخت مایع، رشد مصرف این سوخت‌ها حتی در فصول غیر سرد و وجود چالش در تأمین داخلی فراورده‌های نفتی، باعث شده است که ریسک سوخت به یکی از عوامل بازدارنده برای سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی تبدیل شود. در چنین فضایی، صنایع انرژی‌بر با عدم اطمینان نسبت به دسترسی پایدار، اقتصادی و قابل پیش‌بینی به سوخت مواجه است، عاملی که مستقیماً برسودآوری، قابلیت برنامه‌ریزی و بازگشت سرمایه پروژه‌های نیروگاهی اثر منفی می‌گذارد و جذابیت سرمایه‌گذاری در این بخش را در کنار سایر عوامل به‌طور جدی کاهش می‌دهد.

باید در نظر داشت که ارتقای ظرفیت تولید در نیروگاه‌های حرارتی لزوماً مستلزم احداث واحدهای گازی جدید نیست؛ بلکه با تکمیل بخش بخار در نیروگاه‌های گازی موجود و تبدیل آنها به سیکل ترکیبی، می‌توان بدون مصرف گاز اضافه، راندمان و توان تولیدی را به‌طور چشمگیری افزایش داد. اگرچه این مسئله چالش تأمین پایدار سوخت را تا حد زیادی مرتفع کرده، اما سایر موانع ساختاری و اقتصادی که پیش‌تر به‌عنوان چالش‌های توسعه نیروگاه‌های حرارتی مطرح شد، همچنان روند اجرایی این پروژه‌ها را با دشواری‌های جدی مواجه می‌کند.

۴. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

بررسی وضعیت سرمایه‌گذاری در صنعت برق در دو دهه اخیر، گویای تغییر معنادار در میزان توسعه ظرفیت نیروگاهی است. درحالی‌که صنعت برق در دهه ۱۳۸۰ با ثبت میانگین رشد سالیانه معادل حدود ۳ هزارمگاوات وضعیت پایداری را داشته است، در دهه ۱۳۹۰ روند سرمایه‌گذاری دچار افت شده و میانگین افزایش ظرفیت سالیانه در این دهه به کمتر از ۲ هزارمگاوات کاهش یافت. وقوع هم‌زمان کاهش نرخ رشد ظرفیت تولید (۳/۴ درصد) و افزایش قابل توجه نرخ رشد مصرف (۵ درصد) به تعمیق شکاف عرضه و تقاضا منجر شد. واکاوی چرایی این رکود در توسعه نیروگاه‌های حرارتی تاکنون نشان می‌دهد مجموعه‌ای از مؤلفه‌های اقتصادی، سیاسی و قانونی که بر یکدیگر اثرگذار و از هم اثرپذیرند، فضای توسعه نیروگاه حرارتی را با عدم قطعیت‌هایی روبه‌رو ساخته است.

بررسی روند توسعه ظرفیت نیروگاهی در دهه ۱۳۸۰ نشان می‌دهد از مجموع حدود ۲۸ هزار مگاوات ظرفیت جدید ایجاد شده، سهم وزارت نیرو حدود ۱۶ هزار مگاوات و سهم بخش خصوصی حدود ۱۲ هزار مگاوات بوده است. با اجرای قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل (۴۴) قانون اساسی در ابتدای دهه ۱۳۹۰، حجم سرمایه‌گذاری دولت از حدود ۵۹۲ هزار میلیارد ریال (قیمت ثابت سال ۱۴۰۰) به کمتر از ۱۸ هزار میلیارد ریال کاهش یافت و به‌عبارتی دولت از حوزه سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های حرارتی خارج شده است.

یکی دیگر از علل عدم سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی، اقتصاد معیوب صنعت برق بوده، به این معنا که با توجه به عدم اصلاح مؤثر نرخ تعرفه‌ها، میان هزینه تمام شده و نرخ تکلیفی فروش برق شکاف قابل توجهی وجود داشت و قیمت واقعی فروش برق (به قیمت ثابت سال ۱۴۰۰) تا پیش از سال ۱۴۰۰ روندی نزولی داشته و صنعت برق با ناترازی مالی شدیدی مواجه بوده است. بااین‌حال، با تغییر رویکرد قانونگذار در قوانین بودجه سنواتی (۱۴۰۰ و ۱۴۰۱) و تصویب «قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق»، روند اصلاح تعرفه‌ها آغاز شد. بررسی صورت‌های مالی گروه توانیر نیز ناترازی مالی در سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۸ را تأیید می‌کند. با آغاز اصلاح ساختار تعرفه و همچنین افزایش قیمت برق صنایع از سال ۱۴۰۰ موجب شد این ناترازی در سال ۱۴۰۱ به کمترین میزان خود طی سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۸ برسد، اما پس از آن با افزایش قیمت تمام شده برق ناشی از افزایش هزینه استهلاک شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع نیروی برق از یک‌سو و کاهش درآمد ناشی از پرداخت مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و تمام شده موضوع ماده (۶) قانون حمایت از صنعت برق فاصله میان درآمد حاصل از فروش برق و قیمت تمام شده آن افزایش یافت. درنتیجه صنعت برق از سال ۱۴۰۰ با توجه به اصلاحات تعرفه‌ای مبتنی‌بر قوانین بودجه و قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، روند قابل قبولی را از منظر درآمد و هزینه طی کرده است.

یکی دیگر از علل عدم توسعه نیروگاه‌های حرارتی، چالش در پرداخت تعهدات خرید تضمینی (ECA) و به دنبال آن ریسک ورود سرمایه‌گذاران جدید است. بررسی صورت‌های مالی شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی نشان می‌دهد که معادل ۸۴ درصد از درآمد این شرکت به فروش برق به توانیر وابسته است. در سمت هزینه‌ها، این شرکت با یک ناترازی مالی عمیق ناشی از سه قرارداد ارزی (نیروگاه‌های پره‌سر، جهرم و جنوب اصفهان) مواجه است. این سه نیروگاه کمتر از ۱۰ درصد از کل فروش برق شرکت مادرتخصصی برق حرارتی را شامل می‌شوند، اما به‌علت نوع قرارداد ارزی که دارند ۷۸ درصد از کل هزینه خرید برق شرکت برق حرارتی (معادل ۲۳/۴ هزار میلیارد تومان) تنها به این سه واحد اختصاص دارد. با توجه به بدهی هنگفتی که شرکت برق حرارتی به این سه نیروگاه دارد، در سال ۱۴۰۳، زیان تسعیر ارز ناشی از این سه قرارداد به تنهایی ۴۷/۴ هزار میلیارد تومان در قالب سایر هزینه‌ها به شرکت تحمیل کرده است. مجموع بدهی‌های معوق شرکت بابت قراردادهای خرید تضمینی تا پایان سال ۱۴۰۳ به ۱۴۴/۷ هزار میلیارد تومان رسیده که ۹۲ درصد از این حجم عظیم بدهی، صرفاً مربوط به همان سه نیروگاه خاص است. این انباشت بدهی، عملاً جریان نقدینگی شرکت را مسدود کرده و توانایی آن را برای پرداخت مطالبات سایر تولیدکنندگان برق و سرمایه‌گذاران جدید سلب کرده که این امر موجب بی‌اعتباری قراردادهای خرید تضمینی و توقف ورود سرمایه جدید به این بخش شده است.

هم‌گرایی دو عامل اقتصاد معیوب صنعت برق ناشی از قیمت‌گذاری تکلیفی و انباشت بدهی‌های وزارت نیرو که بخش عمده آن متأثر از تعهدات سنگین سه قرارداد ارزی بوده، به مسدود شدن یکی از اصلی‌ترین منابع تأمین مالی توسعه نیروگاهی، یعنی صندوق توسعه ملی منجر شده است. این وضعیت، صنعت برق را با دو چالش اساسی در حوزه سرمایه‌گذاری مواجه کرده است. نخست آنکه صندوق توسعه ملی که در ابتدای دهه ۱۳۹۰ با تخصیص حدود ۴/۳ میلیارد دلار، نقش محوری در تأمین مالی نیروگاه‌های حرارتی ایفا می‌کرد، به‌علت عدم اطمینان از بازگشت سرمایه، اعطای تسهیلات جدید به این بخش را متوقف کرده و نیروگاه‌های حرارتی را از اولویت‌های سرمایه‌گذاری خود خارج کرد. دوم آنکه وزارت نیرو به‌علت ناترازی مالی و فشار ناشی از بدهی‌های کلان قبلی، در پرداخت مطالبات ریالی نیروگاه‌ها با تأخیرهای طولانی مواجه بوده است. وقوع جهش‌های ارزی موجب شد تا ارزش واقعی درآمد نیروگاه‌ها به شدت کاهش یابد. درنتیجه به معوق شدن بخش قابل توجهی از مطالبات صندوق و تشدید بدهی‌های سرمایه‌گذاران منجر شد.

با تشدید ناترازی‌ها و انسداد مسیرهای پیشین تأمین مالی (توقف سرمایه‌گذاری مستقیم دولت، کاهش انگیزه بخش خصوصی و توقف تسهیلات صندوق توسعه ملی)، با تصویب «قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق»، الگوی جدیدی برای جبران کمبود ظرفیت تولید طراحی شد. بر این اساس، صنایع انرژی‌بر مکلف شدند تا پایان سال ۱۴۰۴، حداقل ۹۰۰۰ مگاوات نیروگاه حرارتی با بازدهی بالا و ۱۰۰۰ مگاوات نیروگاه تجدیدپذیر از محل منابع داخلی خود احداث کنند. بااین‌حال، بررسی عملکرد این حکم قانونی نشان می‌دهد تا پایان سال ۱۴۰۴، تنها حدود ۲۸۳۰ مگاوات از مجموع ۹۰۰۰ مگاوات هدف‌گذاری شده به بهره‌برداری رسیده است. اگرچه انگیزه اصلی صنایع از سرمایه‌گذاری

در احداث نیروگاه، دستیابی به برق پایدار و مصونیت از خاموشی‌هاست، اما این نگرانی همچنان در میان سرمایه‌گذاران صنعتی وجود دارد که در صورت وقوع شرایط بحرانی شبکه و اوج بار، تضمین‌های عدم قطع برق با چالش روبه‌رو شود.

در کنار موانع مالی و اقتصادی، مؤلفه دیگری که در سال‌های اخیر به‌عنوان یک مانع جدی و بازدارنده برای سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی وجود داشته، عدم قطعیت در تأمین پایدار سوخت است. ساختار تولید برق کشور با وابستگی ۹۲ درصدی به نیروگاه‌های حرارتی، به‌شدت متکی به منابع سوخت فسیلی (گاز طبیعی) است. اگرچه در دهه‌های گذشته دسترسی به منابع گازی یک مزیت راهبردی محسوب می‌شد، اما ناترازی فزاینده تولید و مصرف گاز در کشور، این مزیت را به یک چالش تبدیل کرده است. پیامد مستقیم این ناترازی، جایگزینی اجباری سوخت گاز با سوخت‌های مایع (گازوئیل و مازوت) در نیروگاه‌ها بوده، به‌گونه‌ای که حجم مصرف سوخت مایع از ۱۷ میلیارد لیتر در سال ۱۴۰۲ به حدود ۲۲ میلیارد لیتر در سال ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ افزایش یافته است. درنتیجه، صنایع انرژی‌بر و بخش خصوصی با این واقعیت مواجه‌اند که حتی در صورت تأمین منابع مالی برای احداث نیروگاه، ممکن است تأمین پایدار سوخت مورد نیاز نیروگاه هم با چالش روبه‌رو شود.

باید توجه داشت اگرچه تعرفه برق یکی از دلایل اصلی عدم توسعه نیروگاه‌ها بوده، اما در حال حاضر ساختار جدید تعرفه‌گذاری برق (که در قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق تصویب شد) دارای روند قابل قبولی بوده و به‌عنوان راهکار اصلی برای بهبود شرایط فعلی نمی‌تواند در نظر گرفته شود بلکه باید به موازات سایر اصلاحات مدنظر قرار گیرد. ازاین‌رو پیشنهاد می‌شود در گام نخست انباشت بدهی‌های سنگین در شرکت مادرتخصصی برق حرارتی که عمدتاً ناشی از سه قرارداد خرید تضمینی با ماهیت ارزی است و ۹۲ درصد از کل بدهی‌های معوق شرکت را تشکیل می‌دهند، تعیین تکلیف شود. همچنین احیای جریان تأمین مالی از طریق صندوق توسعه ملی با حل‌وفصل بدهی‌های معوق نیروگاه‌ها که به‌علت ناترازی درآمد ریالی و بدهی ارزی ایجاد شده است باید مدنظر قرار گیرد. در نهایت، مدیریت ریسک‌های فرابخشی نظیر رفع ناترازی گاز و ارائه تضامین کافی برای تأمین پایدار برق صنایع انرژی‌بر، از الزامات بازگشت اعتماد به سرمایه‌گذاران است.

منابع و مآخذ

[۱] وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ایران ویژه مدیریت راهبردی در سال ۱۴۰۳.
[۲] شریفی، رضا، سیده‌مریم موسوی و سجاد افشارزرندی. واکاوی مفهوم ناترازی برق در کشور، مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره مسلسل ۲۰۹۴۳، ۱۴۰۴.
[۳] شریفی، رضا و ایمان رمضانی. مقایسه هزینه تولید برق از منابع مختلف (به‌عنوان یکی از مؤلفه‌های تعیین سبد بهینه تولید برق). مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره مسلسل ۲۱۱۵۹، ۱۴۰۴.
[۴] وزارت نیرو، شرکت توانیر، ۵۸ سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (۱۴۰۳-۱۳۴۶).
[۵] وزارت نیرو، معاونت برنامه‌ریزی و اقتصادی، دفتر سرمایه‌گذاری و تنظیم مقررات بازار آب و برق، ۱۳۹۹.
[۶] وزارت نیرو، گزارش آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی، سال‌های ۱۴۰۰، ۱۴۰۱، ۱۴۰۲ و ۱۴۰۳.
[۷] جعفری، زهرا و هاشم خویی. نگاهی به خصوصی‌سازی صنعت برق کشور با رویکردی بر تجارب جهانی، مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۹۱، شماره مسلسل ۱۲۳۲۳.
[۸] وزارت امور اقتصادی و دارایی، سازمان حسابرسی، گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی به همراه صورت‌های مالی تلفیقی گروه و شرکت اصلی شرکت توانیر، سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۸.
[۹] وزارت امور اقتصادی و دارایی، سازمان حسابرسی، گزارش حسابرس مستقل و بازرس قانونی به همراه صورت‌های مالی تلفیقی گروه و شرکت اصلی شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی، سال‌های ۱۴۰۳-۱۳۹۸.
[۱۰] شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی، گزارش وضع موجود و برنامه‌های تولید نیروی برق حرارتی، ۱۴۰۰.
[۱۱] سازمان برنامه و بودجه کشور، گزارش مشکلات نیروگاه‌های حرارتی دارای قرارداد خرید تضمینی برق در بازپرداخت اقساط وام صندوق توسعه ملی، ۱۴۰۴.
[۱۲] وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)، گزارش طرح‌های احداث نیروگاه‌های صنایع انرژی‌بر، ۱۴۰۴.
[۱۳] موسوی، سیده‌مریم و علی صابری. بررسی وضعیت تأمین پایدار برق در زمستان ۱۴۰۴، مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره مسلسل ۲۱۲۷۸، ۱۴۰۴.

عنوان: آسیب‌شناسی روند سرمایه‌گذاری در توسعه نیروگاه‌های حرارتی

DOI: https://doi.org/10.22034/mrc.report.22044
Permanent Link: https://report.mrc.ir/article_12070.html
Publisher : Islamic Parliament Research Center of Iran



گزیده سیاستی

راهکار برون‌رفت از سرمایه‌گذاری اندک در توسعه نیروگاه‌های حرارتی، تعیین تکلیف بدهی کلان صنعت برق به واسطه قراردادهای ارزی خاص و تعهدات صندوق توسعه ملی و بهبود اقتصاد صنعت برق است.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

تهران، خیابان پاسداران، روبروی پارک نیاوران (ضلع جنوبی، پلاک ۸۰۲)

تلفن: ۷۵۱۸۳۰۰۰ صندوق پستی: ۵۸۵۵-۱۵۸۷۵ پست الکترونیک: mrc@majles.ir

وب‌سایت: rc@majles.ir