

صنعت برق در مسیر تحول و توسعه

محور این شماره: اقتصاد انرژی با تمرکز بر بازار برق



شرکت گروه سرمایه گذاری

خوارزمی (سهامی عام)

فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه گذاری

مهر ۱۴۰۵ | شماره ۲

k h a r a z m i . i r

سرمایه گذاری هوشمند
راه عبور از چالش های
صنعت برق

توسعه پایدار هلدینگ
در گرو سرمایه گذاری
راهبردی در صنعت انرژی

حرکت به سمت
یکپارچه سازی و تنوع بخشی
در زنجیره ارزش انرژی

● دکتر سعید سوادکوهی مدیرعامل گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی

معماری آینده و تحول نظام انرژی



دانش، فناوری و مدیریت را در کنار یکدیگر قرار دهد و از ظرفیت‌های موجود، مزیت‌های رقابتی پایدار بسازد. چنین رویکردی، فرصت‌های سرمایه‌گذاری را از پروژه‌های منفرد فراتر می‌برد و آنها را در قالب یک منظومه به‌هم‌پیوسته از زیرساخت، فناوری و خلق ارزش قرار می‌دهد.

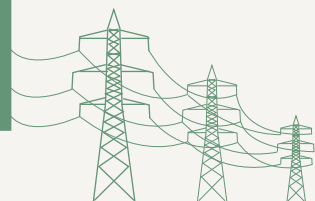
در گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی، بر این باوریم که تخصیص سرمایه، در ذات خود مستلزم انتخاب بخشی از آینده است. از این رو، شناخت روندهای بلندمدت و نیروهای شکل‌دهنده آینده، یکی از ارکان اساسی تصمیم‌های سرمایه‌گذاری است. صنعت برق، با قرارگرفتن در کانون تحول انرژی و پیوند مستقیم با توسعه اقتصادی و فناوری، از جمله حوزه‌هایی است که می‌تواند در شکل‌دهی به آینده اقتصاد ایران نقش آفرین باشد. رویکرد خوارزمی در این حوزه، بر بهره‌گیری از ظرفیت‌های درون‌گروهی، توسعه مزیت‌های رقابتی، استفاده از دانش و فناوری، تنوع‌بخشی هوشمندانه به فرصت‌ها و ایجاد تعادل میان بازده اقتصادی، تاب‌آوری و افق بلندمدت استوار است.

تحول انرژی، فرصت تازه‌ای برای بازتعریف نقش سرمایه‌گذاران و بنگاه‌های اقتصادی نیز فراهم کرده است. در این دوره، ارزش‌آفرینی تنها در افزایش ظرفیت‌ها خلاصه نمی‌شود؛ بلکه در توانایی شناخت روندهای آینده، انتخاب فناوری‌های مناسب، طراحی مدل‌های کسب‌وکار جدید، افزایش بهره‌وری و ایجاد پیوند میان اجزای زنجیره ارزش شکل می‌گیرد و بدهی است که با این رویکرد، سرمایه‌گذاری در صنعت برق می‌تواند به توسعه زیرساخت، تقویت ظرفیت‌های اقتصادی و ایجاد بازده پایدار برای ذی‌نفعان منجر شود.

این شماره از فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری به صنعت برق اختصاص یافته است؛ صنعتی که در قلب تحول انرژی و در نقطه تلاقی اقتصاد، فناوری، سرمایه و توسعه قرار دارد. در این شماره تلاش کرده‌ایم با بهره‌گیری از دیدگاه مدیران، صاحب‌نظران و کارشناسان، تصویری از روندهای اثرگذار، ظرفیت‌های موجود و فرصت‌های پیش روی این صنعت ارائه کنیم و زمینه‌ای برای شناخت عمیق‌تر آینده و نقش سرمایه‌گذاری در شکل‌گیری آن فراهم آوریم. آینده از پیش ساخته نشده است؛ با تصمیم‌های امروز، سرمایه‌گذاری‌های امروز و انتخاب‌های امروز ساخته می‌شود. در عصر تحول انرژی، ساختن آینده به معنای معماری پیوندهای میان انرژی، فناوری، سرمایه و توسعه است و صنعت برق، یکی از مهم‌ترین پایه‌های این معماری خواهد بود. باور داریم هر سرمایه‌گذاری هوشمندانه در زیرساخت‌های انرژی، محدود به سرمایه‌گذاری در یک پروژه یا یک صنعت خاص نیست؛ بلکه سرمایه‌گذاری در ظرفیت‌های آینده اقتصاد ایران و مشارکت در ساختن آینده‌ای پایدار، رقابت‌پذیر و ارزش‌آفرین است.

آینده اقتصاد جهان و توسعه زیرساخت‌های تمدنی، مرهون شکل‌گیری بستری است که انرژی یکی از بنیادی‌ترین عناصر آن به شمار می‌رود. تحولات شتابان فناوری، گسترش اقتصاد دیجیتال، توسعه هوش مصنوعی، برقی‌شدن بخش‌های مختلف اقتصاد و افزایش توجه به بهره‌وری و پایداری، در مسیر بازتعریف نظام انرژی و ترسیم الگوهای جدیدی از تولید، مصرف و سرمایه‌گذاری است. در این میان، برق جایگاهی محوری یافته و به یکی از ارکان معماری اقتصادی آینده تبدیل شده است؛ بستری که بخش مهمی از ظرفیت‌های صنعتی، فناوری و اقتصادی بر پایه آن شکل خواهد گرفت. این رهیافت جدید را می‌توان در عبارت؛ تحول در شبکه و زیست‌بوم انرژی خلاصه نمود که به معنای بازاریابی مجموعه‌ای از روابط میان فناوری، سرمایه، زیرساخت، تولید و مصرف است. توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، فناوری‌های ذخیره‌سازی، شبکه‌های هوشمند، مدیریت مصرف، تولید پراکنده و خدمات نوین انرژی، مرزهای سنتی صنعت برق را گسترش داده و منظومه‌ای جدید از فرصت‌های اقتصادی و سرمایه‌گذاری پدید آورده است. اقتصاد کم‌کربن نیز در همین بستر در حال شکل‌گیری است؛ اقتصادی که در آن بهره‌وری، نوآوری و فناوری و استفاده هوشمندانه از منابع، مبنای خلق ارزش و مزیت رقابتی خواهد بود و در چنین چشم‌اندازی، صنعت برق نقشی فراتر از تأمین انرژی ایفا می‌کند. برق زیرساخت توسعه صنعتی، فناوری و اقتصادی است و کیفیت و پایداری آن با ظرفیت رشد و رقابت‌پذیری کشورها پیوندی عمیق دارد. توسعه مراکز داده، هوش مصنوعی، صنایع پیشرفته، حمل‌ونقل برقی و بسیاری از فناوری‌های نوین، همگی به زیرساخت‌های برق متکی هستند. از این رو، آینده بسیاری از فعالیت‌های اقتصادی و مسیر توسعه کشورها، به توان آنها در ایجاد زیرساخت‌های برق پایدار، کارآمد، انعطاف‌پذیر و هوشمند وابسته خواهد بود.

ایران نیز در این معماری جدید، از ظرفیت‌های ارزشمندی برخوردار است. تنوع منابع انرژی، ظرفیت‌های تولید برق، موقعیت جغرافیایی، برخورداری از نیروی انسانی متخصص و امکان توسعه فناوری و زیرساخت، مجموعه‌ای از قابلیت‌ها را در اختیار کشور قرار داده است که می‌تواند زمینه‌ساز شکل‌گیری فرصت‌های تازه در صنعت برق و انرژی باشد. بهره‌گیری از این ظرفیت‌ها، مستلزم نگاه بلندمدت و سرمایه‌گذاری هدفمند در زنجیره‌ای است که از تولید برق و انرژی‌های تجدیدپذیر تا ذخیره‌سازی، شبکه‌های هوشمند، مدیریت مصرف و خدمات انرژی امتداد می‌یابد. از این منظر، سرمایه‌گذاری در صنعت برق را باید بخشی از فرایند ساختن آینده دانست. سرمایه‌گذاری اثربخش در این حوزه، زمانی بیشترین ارزش را ایجاد می‌کند که سرمایه،





در این شماره می‌خوانید

شورای سیاست‌گذاری

سعید سوادکوهی

مدیرعامل گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی



داریوش اسدی

معاون سرمایه‌گذاری و توسعه گروه
سرمایه‌گذاری خوارزمی

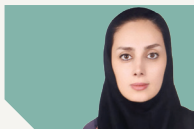


هیأت تحریریه

زهرا شیدائی

سردبیر

مدیر مطالعات و ارزیابی طرح‌ها



میرشهرام اسداللهی

دبیر محتوا

کارشناس ارشد مطالعات و ارزیابی طرح‌ها



سمیرا یوسفی خواه

عضو تحریریه

کارشناس مطالعات و ارزیابی طرح‌ها



صفحه آرایی و نظارت بر چاپ: رسانه اقتصادنگار

فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری

محور این شماره: اقتصاد انرژی با تمرکز بر بازار برق
شماره ۲، مهر ۱۴۰۵



شرکت گروه سرمایه‌گذاری

خوارزمی (سهامی عام)

مشارکت‌کنندگان این شماره:

شرکت توسعه برق و انرژی سپهر
شرکت تولید و توسعه ایستگاهی نیروپارسه
شرکت مدیریت تولید برق منتظر قائم

گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی

معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه

مدیریت مطالعات و ارزیابی طرح‌ها

نشانی: تهران سعادت آباد، بلوار فرهنگ نبش خیابان ۲۴ شرقی، پلاک ۱۸

تلفن: ۰۲۱۸۸۵۶۹۲۸۷ - ۰۲۱۸۸۵۶۹۲۰۳

وب سایت: www.kharazmi.ir

مطالب، اطلاعات، آمار و تحلیل‌های این فصلنامه با هدف اطلاع‌رسانی و ارائه تصویری تحلیلی از موضوعات و تحولات مورد بررسی تهیه شده و صرفاً جنبه اطلاع‌رسانی دارند. اطلاعات ارائه‌شده مبتنی بر داده‌ها و منابع در دسترس در زمان تهیه و انتشار بوده و باتوجه به محدودیت‌های اطلاعاتی، تغییر شرایط و به‌روزرسانی منابع، ممکن است در آینده نیازمند اصلاح یا تکمیل باشند. دیدگاه‌ها و تحلیل‌های مندرج نباید به‌عنوان توصیه یا مبنای تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری، مالی یا تجاری تلقی شوند.



سختن سردبیر



دکتر زهرا شیدانی
سردبیر

صنعت برق در مسیر تحول و توسعه

صنعت برق در یکی از مهم‌ترین دوره‌های تحول ساختاری خود قرار دارد. افزایش تقاضای برق، توسعه سریع انرژی‌های تجدیدپذیر، گسترش ذخیره‌سازی، برقی‌شدن بخش‌های مختلف اقتصاد، رشد مراکز داده و هوش مصنوعی و تغییر الگوی مصرف، جایگاه برق را به یکی از ارکان اصلی اقتصاد آینده تبدیل کرده است. در چنین شرایطی، شناخت تحولات بازار برق و الزامات سرمایه‌گذاری در این صنعت، بیش از گذشته اهمیت یافته است. یکی از مهم‌ترین نشانه‌های این تحول، فاصله‌گرفتن رشد مصرف برق از الگوی سنتی رشد اقتصادی است. در سال ۲۰۲۴، تقاضای جهانی برق ۴.۳ درصد افزایش یافت؛ درحالی‌که رشد اقتصاد جهان حدود ۳.۲ درصد بود. این نخستین بار در سه دهه اخیر، خارج از دوره‌های رکود، بود که رشد تقاضای برق از رشد اقتصاد جهانی پیشی گرفت. برآوردهای آژانس بین‌المللی انرژی نشان می‌دهد تقاضای جهانی برق در فاصله سال‌های ۲۰۲۶ تا ۲۰۳۰ به‌طور متوسط سالانه ۳.۶ درصد رشد خواهد کرد؛ رقمی بالاتر از میانگین ۲.۸ درصدی دهه گذشته و دست‌کم ۲.۵ برابر سریع‌تر از رشد تقاضای کل انرژی.

این تحول تنها حاصل افزایش فعالیت اقتصادی نیست، بلکه نشان‌دهنده تغییر ساختار اقتصاد و حرکت آن به سمت مصرف بیشتر برق است. خودروهای برقی، سامانه‌های سرمایش و گرمایش الکتریکی، صنایع نوین، مراکز داده و کاربردهای هوش مصنوعی، کانون‌های جدیدی برای مصرف برق ایجاد کرده‌اند. هم‌زمان، افزوده‌شدن حدود ۸۰۰ گیگاوات ظرفیت تجدیدپذیر در سال ۲۰۲۵، با محوریت انرژی خورشیدی، در کنار توسعه انرژی هسته‌ای و ذخیره‌سازها، ترکیب تولید برق جهان را دگرگون ساخته است. در ایران نیز ناترازی عرضه و تقاضا، رشد پیک مصرف، محدودیت‌های شبکه انتقال و توزیع و فرسودگی زیرساخت‌ها، هم‌زمان یک چالش اقتصادی و زمینه‌ای برای سرمایه‌گذاری ایجاد کرده‌اند. پاسخ به این شرایط، علاوه بر توسعه ظرفیت تولید، مستلزم ارتقای بهره‌وری دارایی‌های موجود، تقویت شبکه و به‌کارگیری فناوری‌های جدید است. در این میان، توسعه بازارهای کوتاه‌مدت و بلندمدت، قراردادهای دوجانبه، ابزارهای مالی، بازار ظرفیت و

سازوکارهای بورس انرژی، در کنار رگولاتوری شفاف و داده‌محور، می‌تواند به کاهش ریسک درآمدی و افزایش پیش‌بینی‌پذیری جریان نقدینگی پروژه‌ها کمک کند.

از منظر سرمایه‌گذاری، آینده صنعت برق تنها به احداث نیروگاه‌های جدید محدود نمی‌شود؛ بلکه تنوع سبد دارایی‌ها، افزایش بهره‌وری و انعطاف‌پذیری در بازار، دسترسی به شبکه، ذخیره‌سازی و استفاده از فناوری‌های نوین، در تعیین بازده و پایداری سرمایه‌گذاری نقش فزاینده‌ای خواهند داشت. در همین چارچوب، گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی از طریق شرکت توسعه برق و انرژی سپهر و مجموعه‌های تابعه، از جمله نیروگاه شهید منتظر قائم و شرکت نیروپارسه، بخشی از ظرفیت سرمایه‌گذاری خود را به این صنعت راهبردی اختصاص داده است. ارزیابی موقعیت خوارزمی در این حوزه، در کنار تحلیل تحولات بازار، فناوری و اقتصاد صنعت برق، تصویری روشن‌تر از مسیر پیش روی این گروه ارائه می‌کند.

این شماره از فصلنامه، پس از تبیین نقش‌آفرینی گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی در بخش انرژی، تصویری از اقتصاد ایران و جهان و بازار انرژی ارائه می‌کند و سپس به ساختار بازار برق ایران، شبکه و انتقال، فناوری تولید برق، تحولات بازارهای جهانی برق و طراحی بازار می‌پردازد. در ادامه نیز رگولاتوری، اقتصاد سرمایه‌گذاری در صنعت برق و آینده انرژی بررسی می‌شود تا تصویری یکپارچه از تحولات، چالش‌ها و فرصت‌های پیش روی این صنعت و الزامات سرمایه‌گذاری در آن ارائه شود.

جایگاه خوارزمی در بخش انرژی

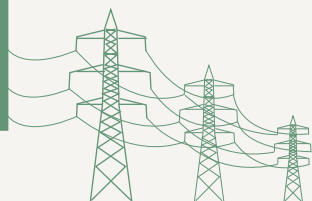
گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی به‌عنوان یک هلدینگ چندرشته‌ای پیشرو، با حضور فعال در حوزه‌های بازار سرمایه، برق و انرژی، صنایع معدنی، ساختمان و املاک، دارو و بازرگانی، سیدی متنوع و ارزش‌آفرین از دارایی‌ها و کسب‌وکارها را راهبری می‌کند. تنوع در گستره فعالیت‌های گروه، بستر مناسبی برای شکل‌گیری هم‌افزایی میان بخش‌های مختلف و بهره‌گیری از ظرفیت‌های مکمل درون‌گروهی فراهم ساخته است. در این چارچوب ساختاری، تخصیص هدفمند سرمایه و تقویت زنجیره ارزش کسب‌وکارهای مزیت‌دار، ظرفیت بازدهی پایدار را در کل گروه خوارزمی ارتقا می‌دهد. در این میان، حوزه برق و انرژی نقشی محوری و راهبردی در سید دارایی‌های گروه ایفا می‌کند؛ حوزه‌ای که علاوه بر ایجاد جریان نقدی و درآمدی باثبات، شریان اصلی و زیرساخت حیاتی برای تداوم فعالیت بخش‌های مولد اقتصاد کشور به شمار می‌رود. رشد روزافزون تقاضای مصرف، ناترازی میان تولید و تقاضای شبکه سراسری، محدودیت‌های توسعه ظرفیت و ضرورت ارتقای بهره‌وری نیروگاهی در کنار شتاب‌گیری توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، اهمیت بنیادین این صنعت را در برنامه‌ریزی‌های بلندمدت دوچندان کرده است.

شرکت توسعه برق و انرژی سپهر به‌عنوان بازوی تخصصی و اجرایی گروه خوارزمی در صنعت برق و انرژی، گستره‌ای جامع از فعالیت‌ها شامل



سرمایه‌گذاری و توسعه ظرفیت‌های نیروگاهی، تولید و عرضه برق، بهره‌برداری و تعمیرات تخصصی، و توسعه فناوری‌های نوین انرژی را مدیریت می‌کند. نقطه قوت بنیادین این هلدینگ در مالکیت مجموعه نیروگاهی شهید منتظر قائم با ظرفیت اسمی بالغ بر ۱۶۰۰ مگاوات نمایان است؛ مجمعی راهبردی که با تولید پایدار، حدود ۳ درصد از کل برق مصرفی شبکه سراسری کشور و بخش قابل‌توجهی از نیاز حیاتی استان‌های تهران و البرز را تأمین می‌کند و نقشی بی‌بدیل در پایداری شبکه برق پایتخت و مرکز کشور دارد. تنوع در سید فناوری‌های تولید از نیروگاه‌های حرارتی و سیکل ترکیبی تا سامانه‌های تولید پرانکده و طرح‌های خورشیدی، در کنار مسیرهای گوناگون فروش انرژی از بازار عمده‌فروشی و بورس انرژی تا انعقاد قراردادهای دوجانبه با صنایع بزرگ، انعطاف‌پذیری عملیاتی و تاب‌آوری درآمدی این مجموعه را تثبیت کرده است.

حضور قدرتمند در صنعت انرژی، ارزش‌آفرینی منحصربه‌فردی را برای سایر ارکان گروه خوارزمی به همراه دارد. در مجموع، جایگاه بخش انرژی در سید خوارزمی فراتر از مالکیت صرف دارایی‌های تولیدی بوده و در نقطه تلاقی امنیت زیرساخت ملی، درآمدزایی پایدار و پشتیبانی از زنجیره تولید صنعتی قرار گرفته است؛ جایگاهی که برق و انرژی را به یکی از موتورهای پیش‌شان خلق ارزش و توسعه پایدار در ساختار چندرشته‌ای خوارزمی بدل می‌سازد.





شرکت گروه سرمایه گذاری خوارزمی (و خارزم)

مأموریت:

خلق ارزش برای سهامداران از طریق بهره‌گیری هوشمندانه از فرصت‌های سرمایه‌گذاری و توانمندی‌های انسانی و سازمانی.

ارزش‌های محوری:

اعتماد و شفافیت
برنامه محوری
و نگرش راهبردی
اصول حرفه‌ای و حاکمیت شرکتی

راهبردهای کلان:

مدیریت فعال دارایی‌ها، سرمایه‌گذاری‌ها و جریان نقدی
سیاست‌گذاری و راهبری توسعه کسب‌وکار و زیرساخت‌ها
توسعه سرمایه‌انسانی و ارتباطات سازمانی



۷۲۶/۴۰۰
میلیارد ریال ارزش بازار



رتبه ۷

در مجموع بهای تمام شده پرتفوی بورسی و غیربورسی



۸۰/۰۰۰
میلیارد ریال سرمایه‌گذاری ثبتی



رتبه ۹

درمآزاد ارزش پرتفوی بورسی در میان ۵۲ شرکت سرمایه‌گذاری کشور



گروه برق و انرژی سپهر

تأمین مالی و اجرای نیروگاه خورشیدی دامغان و احداث نیروگاه نیروآفرین سپهر.
مدیریت، بهره‌برداری و فروش برق نیروگاه شهید منتظر قائم.
مدیریت نیروگاهی و بهره‌برداری از نیروگاه‌های طرشت و تنکابن از طریق شرکت نیروپارسه.



گروه مالی الگوریتم

رتبه نخست دارا الگوریتم و رتبه دوم مانا الگوریتم در بین صندوق‌ها.
رتبه چهارم راسا الگوریتم در صندوق‌های درآمد ثابت.
نظارت بر ۱۵ طرح تأمین مالی جمعی و پیگیری جهت راه‌اندازی صندوق طلا.
ارتقای رتبه کارگزاری از ۶۷ به ۴۷ و توسعه معاملات کالا، انرژی، مشتقه و هوش مصنوعی.



شرکت سرمایه‌گذاری ساختمانی خوارزمی

توسعه املاک و مستغلات در کل زنجیره ارزش ساختمان.
مولدسازی و فروش اموال و تبدیل دارایی‌های غیرمولد به منابع.
جذب سرمایه‌گذار و بررسی فرصت‌های ساخت، مشارکت و تهاجر.
توسعه سرمایه‌گذاری ساختمانی و راهبری پروژه‌های کلان.



شرکت سینادارو (دسینا)

تحقق ۱۹,۳۱۱ میلیارد ریال سود خالص در سال ۱۴۰۴ با رشد ۱۰۶ درصدی نسبت به سال قبل.
فروش ۱۷۸ میلیون محصول در ۱۴۰۴ و ۳۶ میلیون در بهار ۱۴۰۵.
اخذ نخستین گواهی GMP اسپری‌های تنفسی و تمدید پروانه بهره‌برداری خطوط پس از ۱۶ سال.
رونمایی از ۳ محصول جدید، افزایش نرخ ۷۳ قلم محصول و توسعه هوش تجاری و زیرساخت تولید.



شرکت تجارت گستران خوارزمی

تداوم تأمین و واردات سیانید سدیم.
واردات و فروش ۱,۱۵۵ تن کنجاله و ۱۵۳ تن روغن آفتابگردان در بهار ۱۴۰۵.
صادرات الیاف پلی‌استر به روسیه و عراق در ۱۸ محموله و تأمین ارز واردات.
توسعه فعالیت‌های سفارشی با واردات تجهیزات و بهره‌گیری از ظرفیت اتاق‌های بازرگانی.



شرکت کارند صدر جهان

استخراج ۲,۰۸۴ هزار تن کانسنگ طلا دارو تولید ۲۴۸ کیلوگرم شمش طلا در سال ۱۴۰۴.
افزایش ذخیره معدن طلای شادان از ۵۵ به ۶۱ میلیون تن و تأیید طرح بهره‌برداری جدید.
توسعه اکتشاف حین استخراج با ۵,۹۷۸ متر گمانه و اجرای ۲۴ ترانشه در سال ۱۴۰۴.
ادامه احداث کارخانه فلوتاسیون، توسعه زنجیره مس و پیشرفت پروژه‌های توسعه‌ای و زیرساختی.



شرکت تولید و توسعه ایستگاهی نیروپارسه

نیروگاه CHP طرشت

یک مولد با ۸,۳ مگاوات ظرفیت نامی
تولید همزمان برق و حرارت (CHP)
باسوخت گاز طبیعی

نیروگاه CHP تنکابن

سه مولد با ۲۵ مگاوات ظرفیت نامی
تولید همزمان برق و حرارت (CHP)
باسوخت گاز طبیعی

اهم اقدامات انجام شده

بازگشت نیروگاه طرشت به مدار پس از ۲۰ ماه و تولید ۴,۷۰۶ مگاوات ساعت برق در بهار ۱۴۰۵.
افزایش تولید نیروگاه تنکابن پس از اورهال هر سه مولد.
بومی‌سازی قطعات کلیدی و کاهش وابستگی به تأمین‌کنندگان با توسعه فناوری، نیروی انسانی.



شرکت برق و انرژی سپهر

اهم اقدامات انجام شده

آغاز احداث نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی دامغان با قرارداد EPC+F
ورود نیروگاه نیروآفرین سپهر به مرحله اجرا.
توسعه فروش برق از طریق بورس انرژی و قراردادهای دوجانبه.



شرکت مدیریت تولید برق نیروگاه منتظر قائم

احداث از سال ۱۳۴۶ و بهره‌برداری از سال ۱۳۵۰
۱,۶۲۳ مگاوات ظرفیت نامی (۶۲۵ مگاوات نیروگاه بخار و ۹۹۸ مگاوات سیکل ترکیبی)
تولید حدود ۳ درصد برق کشور
۴ واحد بخار، ۶ واحد گازی و ۳ واحد بخار (سیکل ترکیبی)
۷,۱۸۶ هزار مگاوات ساعت برق تولیدی در سال ۱۴۰۴
۱,۳۵۱ هزار مگاوات ساعت برق تولیدی در بهار ۱۴۰۵

اهم اقدامات انجام شده

افزایش آمادگی نیروگاه منتظر قائم با تعمیرات اساسی و دوره‌ای.
بهبود عملکرد تجهیزات با فین‌زنی بویلر و تعویض نازل‌ها.
تقویت زیرساخت‌ها با اجرای پروژه آب شیرین‌کن (RO)





مدیر عامل گروه خوارزمی
خاطر نشان کرد:

سرمایه‌گذاری

هوشمند

راه عبور از

چالش‌های

صنعت برق



صنعت برق و انرژی، به عنوان پیشران توسعه زیرساختی، امروزه با تحولات ساختاری گسترده‌ای در عرصه‌ی سیاست‌گذاری و بازار مواجه است؛ تحولاتی که پنجره‌های نوینی از فرصت‌های سرمایه‌گذاری را گشوده است. در گفت‌وگوی پیش رو با جناب آقای دکتر سعید سوادکوهی، مدیرعامل محترم گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی، ضمن تحلیل جایگاه راهبردی این صنعت در نقشه کلان سرمایه‌گذاری کشور، رویکرد استراتژیک گروه خوارزمی در بهینه‌سازی پرتفوی انرژی و الزامات توسعه در این بازار پویا را به بحث گذاشته‌ایم.



ارزش زمانی خلق می‌شود که یک سرمایه‌گذار بتواند فرصت مناسب را بهتر از دیگران شناسایی، ساختاربندی، توسعه و مدیریت کند

ساختارسازی سرمایه‌گذاری، توسعه یا تملک دارایی و سپس مدیریت فعال و بهینه‌سازی پرتفوی است. برخورداری از هلدینگ تخصصی برق و انرژی، تجربه و دارایی‌های موجود، ظرفیت‌های مالی و سرمایه‌گذاری و امکان بهره‌گیری از دانش و تجربه شرکت‌های تابعه، این چرخه را برای خوارزمی قابل‌اجرا می‌کند. به بیان دیگر، می‌توان گفت مزیت نسبی کشور، "زمین بازی" را فراهم می‌کند و قابلیت‌های خوارزمی باید "برتری در بازی" را ایجاد کند. اگر ایران دارای منابع و بازار مناسب است، وظیفه خوارزمی این است که تشخیص دهد کدام فرصت از میان این ظرفیت‌ها بیشترین ارزش تعدیل‌شده با ریسک را ایجاد می‌کند، چگونه باید وارد آن شد، چه قابلیت‌هایی باید در آن ایجاد یا تقویت شود و در چه مقطعی باید سرمایه را حفظ، توسعه، بازتخصیص یا حتی از آن خارج کرد. بر همین اساس، جایگاه مطلوب خوارزمی را در صنعت برق مالکیت ظرفیت تولید نمی‌دانیم. هدف، شکل‌دهی به یک حضور فعال و انتخابی در بخش‌هایی از زنجیره ارزش است که گروه در آنها قابلیت ایجاد مزیت دارد. در این چارچوب، دارایی‌های موجود می‌توانند از مسیر بازتوانی، افزایش راندمان و بهره‌وری به ارزش بیشتری دست یابند؛ پروژه‌های جدید بر مبنای جذابیت اقتصادی، ریسک و قابلیت توسعه انتخاب شوند و حوزه‌های جدیدی مانند انرژی‌های تجدیدپذیر و سایر کسب‌وکارهای نوین انرژی نیز متناسب با بلوغ بازار و توانمندی گروه مورد ارزیابی قرار گیرند. نکته مهم برای ما، توازن میان درآمد، رشد و انعطاف‌پذیری پرتفوی است. دارایی‌های بالغ می‌توانند جریان‌های نقدی و پایه درآمدی پرتفوی را تقویت کنند؛ پروژه‌های توسعه‌ای ظرفیت رشد ارزش را ایجاد می‌کنند و ورود انتخابی به حوزه‌های جدید می‌تواند امکان مشارکت خوارزمی در موج‌های بعدی تحول صنعت را فراهم آورد؛ بنابراین، توسعه پرتفوی به معنای افزایش ظرفیت اسمی نیست، بلکه به معنای بهبود ترکیب ریسک و بازده، افزایش بهره‌وری سرمایه و ایجاد اختیاراتی بیشتر برای رشد آینده است و در نهایت، منطق حضور خوارزمی در

صنعت برق را می‌توان این‌گونه بیان کرد؛ ایران از مزیت‌های ساختاری و نیاز بلندمدت برخوردار است؛ این وضعیت فرصت ایجاد می‌کند؛ اما ارزش زمانی خلق می‌شود که یک سرمایه‌گذار بتواند فرصت مناسب را بهتر از دیگران شناسایی، ساختاربندی، توسعه و مدیریت کند. مأموریت خوارزمی این است که از طریق اتصال سرمایه، تخصص، تجربه عملیاتی و مدیریت پرتفوی، این مزیت‌های کشور را به دارایی‌ها و کسب‌وکارهای مولد ارزش تبدیل کند و از این مسیر، صنعت برق را به یکی از پایه‌های رشد و خلق ارزش پایدار گروه تبدیل سازد.

صنعت برق در حال تجربه تحولات ساختاری مهمی است؛ از تشدید ناترازی و تغییر الگوی تقاضا تا توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، فناوری‌های نوین، ذخیره‌سازی و تحول در بازار و سازوکارهای اقتصادی. به نظر شما، این تحولات چه فرصت‌ها و ریسک‌هایی برای صنعت برق ایجاد می‌کنند و خوارزمی برای بهره‌گیری از فرصت‌ها و مدیریت ریسک‌ها، چه انتخاب‌های راهبردی را باید در اولویت قرار دهد؟

صنعت برق در حال عبور از یک الگوی سنتی و قابل‌پیش‌بینی به سمت یک ساختار پیچیده‌تر، متنوع‌تر و تا حدی غیرمتمرکز است. در گذشته، بخش عمده مدل اقتصادی صنعت بر تولید متمرکز برق و توسعه ظرفیت نیروگاه‌های بزرگ استوار بود؛ اما اکنون هم‌زمان چند تحول در حال تغییر این الگوست که شامل؛ رشد مستمر تقاضا، تشدید ناترازی عرضه و تقاضا، افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر، توسعه تولید پراکنده، ظهور فناوری‌های ذخیره‌سازی، دیجیتالی‌شدن شبکه و تغییر تدریجی سازوکارهای اقتصادی و معاملاتی صنعت است. این تحولات ریسک‌های جدیدی برای سرمایه‌گذاران ایجاد می‌کنند. برای نمونه، تغییر فناوری می‌تواند عمر اقتصادی برخی دارایی‌ها را کوتاه‌تر یا نیازهای سرمایه‌ای آنها را تغییر دهد؛ محدودیت شبکه می‌تواند اقتصادی بودن یک پروژه تولیدی را تحت‌تأثیر قرار دهد؛ تغییر مقررات و سازوکارهای بازار می‌تواند جریان‌های درآمدی را با عدم قطعیت مواجه کند؛ و رشد تجدیدپذیرها، در کنار مزیت‌های

آن، موضوعاتی مانند ناپایداری تولید و نیاز به انعطاف‌پذیری و ذخیره‌سازی را پررنگ‌تر می‌کند؛ بنابراین، در آینده صنعت برق، صرف داشتن ظرفیت تولید برای تضمین بازده سرمایه‌گذاری کافی نخواهد بود و کیفیت دارایی، محل استقرار، فناوری، دسترسی به شبکه و نوع قرارداد و مدل درآمدی اهمیت بیشتری پیدا خواهد کرد و اگرچه در مقابل نیز، همین تحولات فرصت‌های مهمی ایجاد می‌کنند. ناترازی ساختاری به معنای استمرار نیاز به ظرفیت و سرمایه‌گذاری است؛ بازتوانی دارایی‌های موجود می‌تواند در مواردی نسبت به ایجاد ظرفیت جدید، مسیر سریع‌تر و کم‌ریسک‌تری برای خلق ارزش باشد و توسعه تجدیدپذیرها افق جدیدی برای ورود به ظرفیت‌های تولید فراهم می‌کند؛ البته ذخیره‌سازی، تولید پراکنده، مدیریت مصرف، خدمات انرژی و راهکارهای دیجیتال نیز می‌توانند به تدریج بخش‌هایی از کسب‌وکار صنعت برق را که در گذشته کمتر مورد توجه بودند، به فرصت‌های سرمایه‌گذاری تبدیل کنند. از این منظر، به نظر من مهم‌ترین تغییر در رویکرد سرمایه‌گذاری این است که دیگر نباید صنعت برق را بر مبنای «ظرفیت تولید» ارزیابی کرد؛ بلکه باید آن را به عنوان مجموعه‌ای از کسب‌وکارها و دارایی‌های با ریسک قابل سنجش، جریان نقدی، قابلیت توسعه و حساسیت متفاوت نسبت به تحولات فناوری و مقررات دید. برای یک هلدینگ سرمایه‌گذاری، این تغییر نگاه بسیار مهم است، زیرا امکان می‌دهد پرتفوی بر اساس ترکیبی از درآمد جاری، رشد آتی و اختیارات واقعی توسعه‌ای شکل بگیرد. در خوارزمی، به نظرم نخستین انتخاب راهبردی باید حرکت از سرمایه‌گذاری‌های منفرد و دارایی‌محور به سمت مدیریت فعال پرتفوی انرژی باشد. یعنی برای هر سرمایه‌گذاری مشخص کنیم که چه نقشی در سبد گروه دارد؛ آیا وظیفه آن ایجاد جریان نقدی پایدار است؟

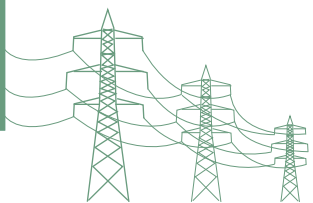


با تغییر معماری صنعت برق، بازطراحی معماری پرتفوی انرژی خوارزمی ضرورتی اجتناب‌ناپذیر است

آیا ظرفیت رشد دارد؟ آیا می‌تواند به یک پلتفرم توسعه‌ای تبدیل شود؟ یا دسترسی خوارزمی را به یک حوزه نوظهور فراهم کند؟ چنین نگاهی مانع از آن می‌شود که فقط به دلیل جذابیت مالی یک فناوری یا افزایش ظرفیت، وارد یک پروژه شویم. اما انتخاب راهبردی دوم، ایجاد توازن میان دارایی‌های موجود، توسعه ظرفیت جدید و ورود انتخابی به حوزه‌های نوین انرژی است. دارایی‌های موجود، در صورت برخورداری از پتانسیل بازتوانی و بهبود بهره‌وری، می‌توانند منبع مهمی برای خلق ارزش باشند. در کنار آن، پروژه‌های جدید باید بر اساس کیفیت اقتصادی و قابلیت توسعه انتخاب شوند و سرمایه‌گذاری در حوزه‌های نوظهور نیز باید به صورت مرحله‌ای و متناسب با بلوغ فناوری و بازار انجام گیرد. به عبارت دیگر، راهبرد ما نباید "انتخاب یک فناوری" باشد، بلکه باید انتخاب درست مجموعه‌ای از فرصت‌ها و زمان مناسب ورود به هر یک باشد. همچنین، انتخاب سوم می‌تواند؛ توجه هم‌زمان به اقتصاد پروژه و اقتصاد شبکه باشد، زیرا در آینده، محل استقرار یک نیروگاه، ظرفیت اتصال، الگوی مصرف منطقه، امکان فروش برق، قابلیت انعطاف‌پذیری و ارتباط آن با سایر دارایی‌ها می‌تواند به اندازه خود فناوری و تولید اهمیت داشته باشد؛ بنابراین در تصمیم‌های سرمایه‌گذاری، ارزیابی پروژه باید از یک تحلیل صرفاً فنی یا مالی به یک ارزیابی جامع اقتصادی، زیرساختی و راهبردی ارتقا پیدا کند. در نهایت، متقدم خوارزمی باید در برابر تحولات صنعت برق، نه رویکردی تدافعی و نه رویکردی هیجانی و تهاجمی اتخاذ کند و به نظر من راهبرد مناسب، سرمایه‌گذاری انتخابی، مرحله‌ای و مبتنی بر مزیت است. یعنی در حوزه‌هایی وارد شویم که هم با قابلیت‌های گروه تناسب دارند و هم امکان ایجاد بازده متناسب با ریسک فراهم است و به عبارتی دیگر؛ در دارایی‌های موجود، ابتدا ظرفیت خلق ارزش از طریق بهبود و بازتوانی را فعال کنیم، در پروژه‌های جدید، کیفیت اقتصادی و توسعه‌پذیری را معیار قرار دهیم و در حوزه‌های نوظهور، از طریق سرمایه‌گذاری تدریجی و ایجاد قابلیت داخلی‌سازی، اختیار ورود در مراحل بعدی را برای گروه حفظ کنیم. اگر صنعت برق در حال تغییر معماری است، خوارزمی نیز باید متناسب با آن، معماری پرتفوی انرژی خود را بازطراحی کند؛ به‌گونه‌ای که در کنار حفظ جریان‌های نقدی و ارزش دارایی‌های موجود، از فرصت‌های رشد آینده نیز برخوردار باشد و به نظر من، این همان نقطه‌ای است که مدیریت فعال سرمایه و قابلیت‌های توسعه‌ای خوارزمی می‌تواند از یک واکنش منفعل به تحولات صنعت، یک مزیت رقابتی پایدار برای گروه ایجاد کند.

در افق پیش‌رو، ترکیب مطلوب حضور گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی در زنجیره ارزش برق و انرژی را چگونه ترسیم می‌کنید و کدام حوزه‌ها، از انرژی‌های تجدیدپذیر و ذخیره‌سازی تا شبکه‌های هوشمند و کسب‌وکارهای نوین انرژی، باید در اولویت توسعه و تکمیل پرتفوی گروه قرار گیرند؟ دلایل این اولویت‌بندی چیست؟

در افق پیش‌رو، ترکیب حضور خوارزمی در صنعت برق و انرژی را باید به‌گونه‌ای طراحی کرد که هم از ظرفیت دارایی‌های موجود برای خلق ارزش استفاده شود و هم امکان ورود هدفمند به حوزه‌های جدید و پیشرفته صنعت فراهم باشد، زیرا آینده این صنعت در افزایش ظرفیت تولید خلاصه نمی‌شود؛ بلکه به تدریج مجموعه‌ای از فناوری‌ها و کسب‌وکارهای مکمل، از انرژی‌های تجدیدپذیر و ذخیره‌سازی گرفته تا مدیریت هوشمند شبکه، مدیریت مصرف و خدمات نوین انرژی، بخش مهمی از زنجیره ارزش را شکل خواهند داد. در این میان، نخستین اولویت ما باید حفظ و ارتقای ارزش دارایی‌های موجود باشد. دارایی‌های نیروگاهی موجود، به‌ویژه در شرایط ناترازی برق، دارایی‌هایی بالغ و فاقد ظرفیت رشد نیستند. در بسیاری از موارد، بازتوانی، رفع گلگانه‌ها، افزایش راندمان، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و افزایش عمر اقتصادی می‌تواند با سرمایه‌گذاری و زمان کمتری نسبت به ایجاد ظرفیت جدید، ارزش ایجاد کند؛ بنابراین، یکی از مسیرهای اصلی خلق ارزش برای خوارزمی، استخراج ظرفیت پنهان در دارایی‌های موجود است و در کنار آن، انرژی‌های تجدیدپذیر برای ما یک حوزه مهم توسعه‌ای محسوب می‌شود. ایران از پتانسیل مناسب خورشیدی و در برخی مناطق از ظرفیت مطلوب بادی برخوردار است و ضرورت جبران ناترازی نیز تقاضا برای ظرفیت جدید را تقویت می‌کند. باین‌حال،





رویکرد ما منحصر به افزایش ظرفیت اسمی تجدیدپذیرها نیست. برای یک سرمایه‌گذار حرفه‌ای، کیفیت منبع، محل استقرار، ظرفیت و محدودیت شبکه، مدل فروش برق، هزینه سرمایه، زمان اجرا و قابلیت توسعه پروژه، تعیین‌کننده‌تر از مقدار ظرفیت است؛ بنابراین ورود به این حوزه باید بر مبنای انتخاب پروژه‌های با کیفیت اقتصادی مناسب انجام شود. ذخیره‌سازی انرژی نیز به تدریج از یک فناوری مکمل به یکی از اجزای مهم معماری آینده برق تبدیل خواهد شد و بدیهی است، هرچه سهم تولید برق خورشیدی و بادی افزایش پیدا کند، ارزش انعطاف‌پذیری و امکان جابه‌جایی زمانی انرژی بیشتر می‌شود. ذخیره‌سازی می‌تواند در مدیریت پیک، کاهش نوسانات تولید و ارائه برخی خدمات شبکه نقش داشته باشد. البته در این حوزه، زمان ورود اهمیت زیادی دارد؛ زیرا هزینه فناوری، مدل درآمدی و چارچوب مقرراتی هنوز در حال تغییر و تحول است؛ بنابراین، رویکرد خوارزمی باید ورود مرحله‌ای، یادگیری و سرمایه‌گذاری متناسب با بلوغ بازار باشد و از ورود شتاب‌زده و پرچم در پروژه‌های توسعه‌ای و تکمیل پرتفوی برق اجتناب کند و در مرحله بعد، شبکه هوشمند، مدیریت مصرف و خدمات انرژی را باید به عنوان بخش دیگری از فرصت‌های آینده دید، زیرا با افزایش منابع تولید پراکنده، تجدیدپذیرها، ذخیره‌سازها و مصرف‌کنندگان بزرگ، صنعت برق از یک ساختار متمرکز به سمت ساختاری داده‌محور، انعطاف‌پذیر و چندلایه حرکت خواهد کرد. در چنین شرایطی، کسب‌وکارهایی که بتوانند تولید و مصرف را هوشمندانه‌تر پایش و مدیریت کنند، ارزش بیشتری ایجاد خواهند کرد. برای خوارزمی نیز، جذابیت این حوزه‌ها در این است که بخشی از آنها دانش‌محور و مقیاس‌پذیر هستند و می‌توانند بدون نیاز به سرمایه‌گذاری در مقیاس نیروگاه‌های بزرگ، به تنوع‌بخشی پرتفوی کمک کنند. در عین حال، سیاست ما این نیست که در همه حلقه‌های زنجیره ارزش حضور داشته باشیم، چون اولویت باید با نقاطی از زنجیره باشد که در آنها سه ویژگی هم‌زمان وجود داشته باشد که شامل؛ جذابیت اقتصادی، امکان ایجاد مزیت توسط خوارزمی و چشم‌انداز رشد است. اگرچه ممکن است یک فناوری از نظر فنی آینده‌دار باشد، اما تا زمانی که مدل درآمدی یا بازار آن شکل نگرفته است، سرمایه‌گذاری گسترده در آن توجیه نداشته باشد. در مقابل، حوزه‌ای که بتواند به قابلیت‌های موجود گروه متصل شود و امکان توسعه تدریجی داشته باشد، می‌تواند در اولویت بالاتری قرار گیرد. براین اساس، من ترکیب مطلوب پرتفوی انرژی خوارزمی را در سه لایه می‌بینم؛ دارایی‌های موجود و مولد جریان نقدی، پروژه‌ها و دارایی‌های توسعه‌ای با ظرفیت رشد و حوزه‌های نوظهور که می‌توانند موقعیت آینده گروه را شکل دهند. این ترکیب کمک می‌کند که پرتفوی برق خوارزمی از یک سو از ثبات درآمدی برخوردار باشد و از سوی دیگر، در معرض فرصت‌های رشد و تحول صنعت قرار بگیرد؛ بنابراین، هدف ما بزرگ‌تر کردن صرف پرتفوی انرژی نیست؛ هدف، هوشمندتر کردن آن است. می‌خواهیم در بخش‌هایی از زنجیره ارزش برق و انرژی حضور داشته باشیم که خوارزمی بتواند در آنها مزیت ایجاد کند، سرمایه را به شکل کارآمد تخصیص دهد و از طریق ترکیب مناسب دارایی‌های موجود، پروژه‌های توسعه‌ای و فرصت‌های نوظهور، هم بازده اقتصادی پرتفوی را ارتقا دهد و هم جایگاه بلندمدت گروه را در صنعت انرژی تقویت کند.

صنعت برق ماهیتی سرمایه‌بر و بلندمدت دارد و هم‌زمان با تحولات فناوری، مقررات و مدل‌های کسب‌وکار در حال تغییر است. به نظر شما، خوارزمی برای ایجاد یک موقعیت متمایز و پایدار در این صنعت، چه مدل حضور و جایگاه راهبردی را باید دنبال کند؟ آیا تمرکز بر مالکیت و توسعه دارایی‌ها کافی است یا باید با اتکا به قابلیت‌های مالی، تخصصی و بین‌کسب‌وکاری

گروه، در توسعه و مدیریت زنجیره ارزش برق نقش گسترده‌تری ایفا کرد؟ مسئله اصلی خوارزمی برای کیفیت و کمیت تداوم حضور در اکوسیستم صنعت برق، انتخاب نوع دارایی یا افزایش ظرفیت سرمایه‌گذاری نیست؛ بلکه انتخاب مدل حضور در این صنعت است. صنعت برق به دلیل سرمایه‌بر بودن، طولانی بودن دوره بازگشت سرمایه و حساسیت بالا نسبت به فناوری، مقررات و شرایط بازار، صنعتی نیست که بتوان در آن فقط با افزایش حجم دارایی‌ها به موقعیت رقابتی پایدار دست یافت. آنچه اهمیت دارد، توانایی ایجاد ارزش در طول چرخه عمر سرمایه‌گذاری و انتخاب هوشمندانه جایگاه گروه در زنجیره ارزش است. در این چارچوب، من مالکیت دارایی را همچنان یکی از پایه‌های حضور خوارزمی می‌دانم، اما آن را هدف نهایی تلقی نمی‌کنم. مالکیت زمانی برای یک هلدینگ ارزشمند است که بتواند از طریق بازتوانی، افزایش بهره‌وری، توسعه ظرفیت، بهبود ساختار اقتصادی و مدیریت حرفه‌ای، ارزش دارایی را در طول زمان افزایش داد؛ بنابراین، تفاوت میان خوارزمی و یک مالک دارایی محور در این نکته است که ما دارایی را نه به عنوان یک موجودیت ثابت، بلکه به عنوان سرمایه‌ای با ظرفیت خلق ارزش در طول زمان مدیریت کنیم. در عین حال، برای ایجاد یک موقعیت متمایز، حضور خوارزمی نباید به مالکیت و توسعه مستقیم نیروگاه محدود شود، زیرا در بخشی از فرصت‌ها، ممکن است بهترین انتخاب، توسعه مستقیم پروژه باشد و در بخشی دیگر، ورود از طریق مشارکت با یک شریک دارای مزیت تخصصی یا فنی مناسب باشد؛ ولی

چند شرکت تخصصی به تنهایی مزیت رقابتی محسوب نمی‌شود؛ مزیت رقابتی واقعی زمانی شکل می‌گیرد که این قابلیت‌ها به یک سیستم یکپارچه برای شناسایی فرصت، انتخاب، توسعه، مدیریت و در نهایت بازتخصیص سرمایه تبدیل شوند. از این منظر، مدل مطلوب برای خوارزمی را می‌توان "سرمایه‌گذاری فعال و توسعه‌محور" دانست. در این مدل، گروه در نقاطی از زنجیره ارزش حضور می‌یابد که در آنها هم توان ایجاد مزیت دارد و هم بازده تعدیل شده با ریسک را قابل دستیابی می‌داند. بدیهی است؛ در دارایی‌های موجود، تمرکز بر آزادسازی ارزش نهفته و افزایش بهره‌وری خواهد بود و در پروژه‌های جدید، تمرکز بر انتخاب فرصت‌های با کیفیت و قابلیت توسعه و در کسب‌وکارهای جدید نیز، تمرکز بر حوزه‌هایی خواهد بود که بتوانند در آینده به یک موقعیت رقابتی اثربخش و مقیاس‌پذیر تبدیل شوند. این مدل همچنین به معنای آن است که مالکیت برای ما همیشه به معنای ماندگاری دائمی نیست، زیرا یک هلدینگ سرمایه‌گذاری باید بتواند در هر مرحله از چرخه عمر دارایی، درباره حفظ، توسعه، مشارکت، واگذاری یا بازتخصیص سرمایه تصمیم بگیرد. اگر یک دارایی پس از دوره‌ای از بهینه‌سازی و توسعه به بلوغ برسد و سرمایه‌گذاری مجدد در آن نسبت به فرصت‌های جدید بازده کمتری ایجاد کند، آزاد کردن سرمایه و انتقال آن به فرصت مناسب‌تر نیز بخشی از خلق ارزش است. به همین دلیل، مدیریت فعال چرخه عمر سرمایه به اندازه تملک و تحصیل اولیه اهمیت دارد. در نهایت، من معتقدم؛ جایگاه



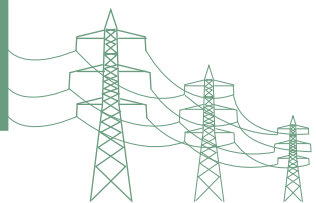
متمایز خوارزمی در صنعت برق نباید بر این مبنا تعریف شود که "چقدر دارایی دارد"، بلکه باید براین اساس سنجیده شود که "چقدر بهتر می‌تواند سرمایه را در این صنعت به ارزش تبدیل کند" و لذا اگر بتوانیم سرمایه، تخصص، تجربه عملیاتی، توان توسعه کسب‌وکار و قابلیت مدیریت پرتفوی را در یک مدل منسجم به کار بگیریم، خوارزمی می‌تواند از یک مالک دارایی به یک سرمایه‌گذار فعال و توسعه‌دهنده ارزش در صنعت برق و انرژی تبدیل شود؛ جایگاهی که از نظر من، پایدارتر و رقابتی‌تر از افزایش ظرفیت مالکیت خواهد بود.

توسعه پایدار صنعت برق و جذب سرمایه‌گذاری بلندمدت، مستلزم شکل‌گیری محیطی باثبات و قابل‌پیش‌بینی از نظر اقتصادی و مقرراتی است. به نظر شما، مهم‌ترین اصلاحات ساختاری و سیاستی برای ایجاد چنین محیطی چیست و بخش خصوصی و هلدینگ‌های سرمایه‌گذاری چه نقشی در تحقق این اصلاحات و توسعه صنعت برق می‌توانند ایفا کنند؟

چالش اصلی صنعت برق در ایران کمبود سرمایه نیست، مسئله اساسی، کیفیت محیطی است که سرمایه باید در آن تشکیل شود و سرمایه‌گذار بازده خود را طراحی و بازیابی کند. در یک صنعت سرمایه‌بر و بلندمدت، سرمایه‌گذار زمانی وارد می‌شود که بتواند با درجه قابل‌قبولی از اطمینان، جریان درآمدی، هزینه‌ها، ریسک‌های مقرراتی و افق بازگشت سرمایه را برآورد کند؛ بنابراین تا زمانی که عدم قطعیت در این متغیرها بالا باشد، حتی افزایش حجم منابع

مالی نیز به تشکیل سرمایه پایدار در آن صنعت منجر نخواهد شد. از این رو، نخستین اصلاح مورد نیاز، حرکت از قیمت‌گذاری اداری به سمت شکل‌گیری تدریجی یک نظام اقتصادی شفاف و قابل‌پیش‌بینی برای بازار برق است. البته منظورم افزایش قیمت نیست؛ مهم‌تر از سطح قیمت، نحوه کشف قیمت و رابطه آن با هزینه سرمایه، کیفیت برق، زمان تحویل و شرایط عرضه و تقاضاست، چون سرمایه‌گذار باید بداند درآمد یک پروژه چگونه شکل می‌گیرد، چه بخشی از آن قراردادی و چه بخشی تابع بازار است و در مواجهه با تغییرات هزینه‌ای و اقتصادی چه سازوکارهایی برای تعدیل وجود دارد. اصلاح دوم، تقویت اعتبار قراردادها و کاهش ریسک وصول مطالبات است. در صنعت برق، درآمد اسمی با جریان نقدی واقعی یکی نیست. اگر فاصله میان تولید، صورت‌حساب و وصول مطالبات، طولانی و غیرقابل‌پیش‌بینی باشد، هزینه واقعی سرمایه افزایش پیدا می‌کند و حتی پروژه‌ای که از نظر فنی و اقتصادی مناسب است، ممکن است از نظر تأمین مالی غیرموجه شود؛ بنابراین، اصلاح سازوکار تسویه، شفافیت قراردادها، طراحی تضمین‌های متناسب با نوع سرمایه‌گذاری و ایجاد ترتیباتی که جریان نقدی پروژه را قابل اتکا کند، به اندازه اصلاح قیمت اهمیت دارد. موضوع سوم، کاهش ریسک سیاست‌گذاری و افزایش ثبات مقررات است. سرمایه‌گذاری در نیروگاه یا زیرساخت انرژی با افق چندماهه انجام نمی‌شود و تصمیم امروز ممکن است بازگشت سرمایه‌ای پنج ساله، ده‌ساله و یا حتی بیشتر داشته باشد؛ بنابراین، سرمایه‌گذار نیازمند ثبات در قواعدی مانند نحوه فروش برق، شرایط اتصال به شبکه، مشوق‌ها و معافیت‌ها، الزامات فنی و

محیطی، تعرفه‌ها و سایر مقررات اثرگذار است و بدیهی است که تغییرپذیری این قواعد بدون سازوکارهای انتقال ریسک، منجر به افزایش نرخ بازده موردانتظار سرمایه‌گذار و در نتیجه افزایش هزینه سرمایه و کاهش تمایل به سرمایه‌گذاری خواهد شد. چهارمین محور، کاهش موانع و محدودیت‌های نهادی و کوتاه‌کردن زمان تبدیل سرمایه به ظرفیت تولید است. در صنعت برق، گاهی مسئله فقط توجیه اقتصادی پروژه نیست؛ بلکه طولانی بودن فرایند اخذ مجوز، تخصیص زمین، تخصیص ارز، اتصال به شبکه، تأمین تجهیزات و هماهنگی میان دستگاه‌های مختلف، زمان اجرای پروژه را افزایش می‌دهد. در پروژه‌های سرمایه‌بر، هر سال تأخیر فقط به معنای دیرتر شدن بهره‌برداری نیست؛ بلکه به معنای افزایش هزینه سرمایه و کاهش بازده سرمایه‌گذاری است؛ بنابراین، ایجاد مسیرهای شفاف و زمان‌بندی‌پذیر برای توسعه پروژه‌های سرمایه‌گذاری، یک اصلاح اقتصادی مهم محسوب می‌شود. پنجمین و شاید مهم‌ترین موضوع، اصلاح رابطه میان سیاست‌گذار، تنظیم‌گر، شرکت‌های دولتی و سرمایه‌گذار خصوصی است. بدیهی است؛ بخش خصوصی زمانی می‌تواند نقش مؤثر ایفا کند که نسبت آن با دولت از "مجری سیاست‌های دولت" به شریک توسعه زیرساخت تغییر کند. در این مدل، دولت باید بیشتر بر سیاست‌گذاری، تنظیم‌گری و تضمین چارچوب رقابت متمرکز شود و بخش خصوصی نیز بر تأمین سرمایه، توسعه پروژه، بهره‌وری و نوآوری تمرکز نماید. هرچه این مرزها شفاف‌تر باشد، انگیزه سرمایه‌گذاری و مسئولیت‌پذیری اقتصادی نیز بیشتر خواهد شد. در کنار این اصلاحات، به نظرم صنعت برق باید به سمت تنوع‌بخشی به مدل‌های درآمدی و افزایش نقش سازوکارهای بازار حرکت کند. توسعه بازارهای رقابتی‌تر، قراردادهای بلندمدت و دوجانبه، استفاده مؤثرتر از سازوکارهای معاملاتی موجود و ایجاد امکان انتخاب مدل درآمدی متناسب با نوع دارایی، به سرمایه‌گذار اجازه می‌دهد ریسک خود را بهتر مدیریت و برای هر پروژه، ساختار اقتصادی مناسب‌تری طراحی کند. اما نکته مهم این است که توسعه بازار نباید محدود به ایجاد یک بازار معاملاتی باشد؛ بلکه باید به کاهش عدم قطعیت





و بهبود کیفیت تصمیم سرمایه‌گذاری منجر شود. در این میان، نقش بخش خصوصی و هلدینگ‌های سرمایه‌گذاری باید بازتعریف شود. به نظر من، بخش خصوصی نباید فقط منبع تأمین پول برای اجرای پروژه‌هایی باشد که دولت طراحی کرده است. بخش خصوصی می‌تواند در شناسایی فرصت، طراحی مدل کسب‌وکار، انتخاب فناوری، ساختارسازی سرمایه‌گذاری، اجرای پروژه، بهره‌برداری و حتی توسعه فضای کسب‌وکار و بازار نقش داشته باشد، زیرا هلدینگ‌های سرمایه‌گذاری به دلیل افق بلندمدت، توان مدیریت پرتفوی و امکان تجمیع و تشکیل سرمایه و تخصص، می‌توانند میان پروژه‌های مختلف سبدي متوازن ایجاد کنند و بخشی از ریسک‌هایی را که برای یک سرمایه‌گذار منفرد سنگین است، در سطح پرتفوی مدیریت کنند. البته این مسئولیت متقابل است. هلدینگ‌های سرمایه‌گذاری نیز باید نشان دهند که ورود آنها به صنعت برق محدود به نیاز کشور به ظرفیت جدید نیست؛ بلکه باید بر انتخاب دقیق پروژه، انضباط سرمایه‌گذاری، ارزیابی ریسک، مدیریت حرفه‌ای دارایی و پاسخ‌گویی به سهام‌داران استوار باشند. از این منظر، سرمایه‌گذار خصوصی باید هم مطالبه‌گر اصلاحات باشد و هم خود استانداردهای بالاتری از کارایی و شفافیت را وارد صنعت کند. در نهایت، به نظر می‌رسد؛ اصلاح صنعت برق باید از نگاه "جذب سرمایه" به سمت "ایجاد محیط مناسب برای تشکیل سرمایه" تغییر کند. جذب سرمایه ممکن است با یک مشوق یا یک تصمیم مقطعی اتفاق بیفتد، اما تشکیل سرمایه‌ی پایدار زمانی رخ می‌دهد که سرمایه‌گذار اطمینان داشته باشد قواعد فضای کسب‌وکار قابل‌پیش‌بینی است، قرارداد قابل انکاست، جریان نقدی قابل مدیریت است و بازده سرمایه با ریسک آن تناسب دارد. اگر چنین محیطی ایجاد شود، ظرفیت قابل‌توجهی از سرمایه‌های خصوصی و نهادی خرد و کلان که امروز به دلیل عدم قطعیت منتظر مانده‌اند، می‌تواند وارد توسعه صنعت برق شوند. به نظر من، وظیفه اصلی دولت ایجاد فضای کسب‌وکار قابل‌پیش‌بینی، وظیفه تنظیم‌گر حفظ تعادل و رقابت و همچنین؛ وظیفه سرمایه‌گذار، تخصیص کارآمد سرمایه و خلق ارزش است. هرچه این سه نقش شفاف‌تر و هماهنگ‌تر شوند، امکان عبور صنعت برق از چرخه مزمن ناترازی و کمبود سرمایه به سمت یک مسیر پایدار و توسعه‌گرا بیشتر خواهد شد.

برای تحقق رویکرد راهبردی خوارزمی در صنعت برق و دستیابی به عملکرد مطلوب و ارزش آفرینی پایدار، چه الزامات و تغییراتی در انتخاب و تخصیص سرمایه، توسعه قابلیت‌های تخصصی و مدیریت ریسک در گروه خوارزمی ایجاد خواهد شد؟

برای تحقق رویکرد راهبردی خوارزمی در صنعت برق، شناسایی فرصت‌های مناسب کافی نیست؛ باید سازوکار درونی گروه برای انتخاب، تخصیص، پایش و بازتخصیص سرمایه نیز متناسب با ماهیت این صنعت ارتقا پیدا کند. صنعت برق به دلیل حجم بالای سرمایه‌گذاری، طولانی بودن دوره بازگشت، وابستگی شدید به مقررات و فناوری و تفاوت قابل‌توجه ریسک پروژه‌ها، به نظام تصمیم‌گیری منضبط‌تر و درعین حال پویاتری نیاز دارد. نخستین تغییر، حرکت از نگاه "پروژه‌محور" به سمت نگاه "پرتفوی‌محور" سرمایه‌گذاری در انرژی است. هر پروژه نباید به‌صورت مستقل و تنها بر اساس جذابیت مالی ارزیابی شود؛ بلکه باید مشخص شود چه نقشی در کل پرتفوی گروه ایفا می‌کند، چه ریسکی به سبب اضافه می‌کند، با چه دارایی‌هایی هم‌بستگی دارد و آیا ترکیب آن با سایر سرمایه‌گذاری‌ها می‌تواند بازده تعدیل‌شده به ریسک پرتفوی را بهبود دهد یا خیر. این نگاه، امکان تصمیم‌گیری درباره اندازه سرمایه‌گذاری، زمان ورود، توسعه، حفظ یا خروج از یک دارایی را نیز فراهم می‌کند. دومین موضوع، تخصیص سرمایه بر مبنای ایجاد ارزش و نه فقط افزایش ظرفیت است. ما باید بتوانیم میان سرمایه‌گذاری در دارایی‌های موجود، بازتوانی، پروژه‌های توسعه‌ای و حوزه‌های جدید بر اساس چرخه عمر سرمایه، بازده موردانتظار، ریسک، نیاز سرمایه‌ای و قابلیت رشد تصمیم‌گیری کنیم. در این چارچوب، ممکن است بازتوانی یک دارایی موجود نسبت به احداث یک پروژه جدید ارزش بیشتری ایجاد نماید؛ یا برعکس، یک پروژه جدید به دلیل فناوری، موقعیت شبکه یا ساختار درآمدی مناسب، اولویت بالاتری پیدا کند؛ بنابراین، تخصیص سرمایه باید پویا باشد و با تغییر شرایط اقتصادی و صنعت، بازتنظیم شود.

موضوع سوم، تقویت قابلیت‌های تخصصی در صنعت انرژی است. هلدینگ سرمایه‌گذاری برای ورود موفق به صنعت برق نمی‌تواند صرفاً به تحلیل مالی متکی باشد، بلکه کیفیت ارزیابی یک پروژه به شناخت فناوری، اقتصاد نیروگاه، وضعیت شبکه، مقررات، بازار برق، سوخت، محیط زیست و ریسک‌های اجرایی وابسته است؛ بنابراین، باید در کنار قابلیت مالی، توان تحلیل فنی، اقتصادی، حقوقی و تجاری صنعت را نیز در گروه و از طریق کارآمد نمودن هلدینگ تخصصی برق و انرژی تقویت کنیم و ارتباط میان تیم‌های سرمایه‌گذاری و تیم‌های تخصصی انرژی را عمیق‌تر سازیم. چهارمین محور، توسعه قابلیت منشأیابی و توسعه فرصت‌ها است. بخشی از مزیت رقابتی یک هلدینگ موفق نه در انتخاب فرصت‌هایی که همه در بازار می‌بینند، بلکه در توانایی شناسایی فرصت‌هایی است که هنوز به‌صورت عمومی دیده نشده‌اند. برای این منظور، خوارزمی باید ارتباط خود را با توسعه‌دهندگان پروژه، شرکت‌های فناوری و اکوسیستم فناوری و نوآوری، سرمایه‌گذاران، تأمین‌کنندگان و بازیگران تخصصی صنعت تقویت کند و یک جریان مستمر از فرصت‌های سرمایه‌گذاری ایجاد نماید. این جریان فرصت یا Investment Pipeline باید به‌صورت نظام‌مند غربال و اولویت‌بندی شود. در حوزه مدیریت ریسک نیز رویکرد ما باید از ارزیابی سنتی ریسک پروژه فراتر برود و ریسک‌های متقابل میان دارایی‌ها و ریسک‌های ساختاری صنعت را دربرگیرد. ریسک مقرراتی، ریسک بازار برق، ریسک سوخت، ریسک شبکه، ریسک فناوری، ریسک تأمین تجهیزات و ریسک نقدشوندگی، هر یک می‌توانند در دوره‌های مختلف وزن متفاوتی پیدا کنند؛ بنابراین، لازم است سناریوهای مختلف برای متغیرهای کلیدی طراحی و حساسیت پرتفوی در برابر آنها به‌صورت مستمر پایش شود. در اینجا، مدیریت ریسک نباید تنها نقش کنترل‌کننده داشته باشد؛ بلکه باید بخشی از فرایند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری باشد. موضوع دیگری که برای ما اهمیت دارد، سرعت تصمیم‌گیری در کنار انضباط سرمایه‌گذاری است. در بازارهای جدید انرژی، فرصت‌ها ممکن است پنجره زمانی محدودی داشته باشند؛ بنابراین، فرایند سرمایه‌گذاری باید به اندازه‌ای منسجم و شفاف باشد که بتوان فرصت مناسب را سریع تشخیص داد و درباره آن تصمیم گرفت، بدون آنکه از استانداردهای ارزیابی و کنترل ریسک عبور کنیم. به همین دلیل، یکی از الزامات سازمانی، روشن کردن حدود اختیار، مراحل تصویب و مسئولیت‌پذیری در تصمیم‌های سرمایه‌گذاری است. همچنین باید مدیریت چرخه عمر سرمایه‌گذاری را به یکی از قابلیت‌های اصلی گروه تبدیل کنیم. تصمیم سرمایه‌گذاری با خرید یا ساخت یک دارایی پایان نمی‌یابد. از لحظه ورود تا توسعه، بهره‌برداری، بهینه‌سازی و در نهایت خروج یا بازتخصیص سرمایه، باید دارای روش‌شناسی مشخصی باشیم. اگر یک دارایی دیگر نتواند بازده متناسب با ریسک و فرصت‌های جایگزین ایجاد کند، حفظ آن به دلیل سابقه یا مالکیت موجود نمی‌تواند موجه باشد. در نهایت، همه این موارد مستلزم ایجاد یک

هلدینگ خوارزمی از سرمایه‌گذاری پروژه محور به سوی سرمایه‌گذار فعال، یادگیرنده و توسعه‌محور حرکت کرده است



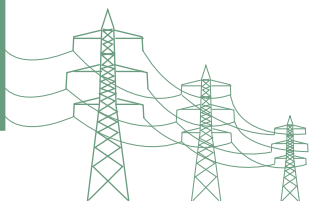
نظام منسجم حکمرانی سرمایه‌گذاری در سطح گروه است؛ نظامی که در آن سیاست و راهبرد، تصمیم سرمایه‌گذاری، تخصیص سرمایه، مدیریت ریسک، پایش عملکرد و بازتخصیص سرمایه به یکدیگر متصل هستند. هدف این نظام، افزایش بوروکراسی نیست؛ هدف آن این است که سرمایه‌گروه همواره در جایی قرارگیرد که بیشترین ظرفیت خلق ارزش متناسب با ریسک را در دسترس داشته باشد؛ بنابراین؛ اگر خوارزمی بتواند از این مسیر قابلیت‌های مالی، تخصصی، توسعه‌ای و مدیریتی خود را در یک سیستم یکپارچه به هم متصل کند، راهبرد صنعت برق را از یک "برنامه سرمایه‌گذاری" به یک "قابلیت سازمانی پایدار" تبدیل خواهد نمود. این همان تغییری است که می‌تواند به خوارزمی اجازه دهد در صنعت انرژی نه فقط سرمایه‌گذار، بلکه یک سرمایه‌گذار فعال، یادگیرنده و توسعه‌محور باشد.

اگر به افق پنج تا ده سال آینده نگاه کنیم، انتظار دارید خوارزمی در صنعت برق و انرژی کشور به چه جایگاه و مقیاسی دست یابد و سه اولویت راهبردی که از امروز برای دستیابی به این هدف دنبال می‌شوند، کدام‌اند؟

اگر به افق پنج تا ده سال آینده نگاه کنیم، هدف ما این نیست که خوارزمی به یکی از بزرگ‌ترین مالکان ظرفیت نیروگاهی تبدیل شود؛ هدف، شکل‌گیری یک موقعیت نهادی و پایدار در صنعت برق و انرژی است که در آن خوارزمی به‌عنوان یک سرمایه‌گذار فعال، توسعه‌گرا و دارای توان خلق و مدیریت ارزش شناخته شود. از نظر من، مقیاس این حضور باید به اندازه‌ای باشد که انرژی به یکی از پایه‌های مهم پرتفوی گروه تبدیل شود، اما مهم‌تر از اندازه، کیفیت این پرتفوی، تنوع مناسب ریسک و توانایی آن برای تولید بازده پایدار و ایجاد ظرفیت رشد در آینده است. در چنین افقی، انتظار دارم پرتفوی برق و انرژی خوارزمی ترکیبی متوازن از دارایی‌های مولد جریان نقدی، پروژه‌های توسعه‌ای و سرمایه‌گذاری‌های منتخب در حوزه‌های نوظهور انرژی باشد. همچنین ترجیح می‌دهم این پرتفوی تنها مجموعه‌ای از دارایی‌های منفرد نباشد، بلکه به‌تدریج میان اجزای آن ارتباط اقتصادی و توسعه‌ای ایجاد شود؛ به‌گونه‌ای که تجربه، سرمایه، دانش فنی و توان توسعه یک بخش بتواند ارزش بخش‌های دیگر را نیز افزایش دهد. برای دستیابی به این هدف، سه اولویت راهبردی را ضروری می‌دانم.



هدف، ساختن پرتفویی است که هم از دارایی‌های امروز بازده بیشتری خلق کند و هم فرصت‌های رشد فردا را در اختیار خوارزمی قرار دهد





معاون سرمایه گذاری و توسعه گروه خوارزمی:

توسعه پایدار هلدینگ در گروه سرمایه‌گذاری راهبردی در صنعت انرژی



تخصیص هوشمندانه سرمایه در صنعت انرژی، رکن اصلی رشد پایدار در هلدینگ‌های بزرگ است. در گفت‌وگوی پیش رو با جناب آقای دکتر داریوش اسدی، معاون محترم سرمایه‌گذاری و توسعه گروه خوارزمی، به بررسی استراتژی‌های این گروه برای انتخاب فرصت‌های ارزش‌آفرین پرداخته‌ایم. در این نشست، ضمن تشریح معیارهای ارزیابی پروژه‌ها، سازوکارهای تبدیل ظرفیت‌های موجود به دارایی‌های باکیفیت و مسیر استراتژیک گروه برای دستیابی به پرتفویی متوازن، پویا و تاب‌آور در حوزه‌های نوین انرژی مورد بررسی قرار گرفته است.

هر تصمیم سرمایه‌گذاری، پیش از آنکه به ارزیابی یک پروژه یا فرصت مشخص برسد، از یک فلسفه و رویکرد سرمایه‌گذاری آغاز می‌شود. فلسفه و رویکرد سرمایه‌گذاری خوارزمی در صنعت برق و انرژی بر چه اصول و باورهایی استوار است و این اصول چگونه به راهبرد سرمایه‌گذاری، انتخاب حوزه‌های هدف و در نهایت معیارهای تصمیم‌گیری برای ورود فرصت‌ها به پرتفوی گروه تبدیل می‌شوند؟

فلسفه سرمایه‌گذاری ما بر این اصل استوار است که سرمایه باید به کارآمدترین و ارزش‌آفرین‌ترین کاربرد خود تخصیص یابد؛ نه اینکه به بزرگ‌ترین پروژه، شناخته‌شده‌ترین دارایی‌ها یا حتی به حوزه‌هایی که تنها بیشترین بازده اسمی را وعده می‌دهند. ازاین‌رو، سرمایه‌گذاری یک تصمیم منفرد درباره خرید یا ایجاد یک دارایی نیست، بلکه فرایندی برای ایجاد، توسعه و صیانت از ارزش در طول چرخه عمر سرمایه است؛ بنابراین، ارزش یک سرمایه‌گذاری را هم در مقیاس همان فرصت و هم در نسبت آن با کل پرتفوی و گزینه‌های جایگزین می‌سنجیم. این فلسفه بر چند اصل بنیادین استوار است: انضباط در تخصیص سرمایه، پذیرش آگاهانه ریسک، نگاه بلندمدت همراه با امکان بازتخصیص سرمایه، ایجاد ارزش افزوده از طریق قابلیت‌های گروه و پرهیز از سرمایه‌گذاری‌هایی که فقط به بزرگ‌تر شدن ترازنامه منجر می‌شوند. برای ما، رشد حجم دارایی زمانی مطلوب است که با رشد کیفیت دارایی، بهبود بازده سرمایه و تقویت موقعیت رقابتی گروه



هدف ما بیشترین بازده ممکن نیست؛ بلکه بهترین ترکیب بازده، ریسک، رشد و ارزش راهبردی است

همراه باشد و رویکرد سرمایه‌گذاری برآمده از این فلسفه را می‌توان فعال، انتخابگر، توسعه‌محور و پرتفوی‌محور دانست. فعال بودن به این معناست که گروه، منتظر فرصت‌های عرضه‌شده در بازار نمی‌ماند و در شناسایی و شکل‌دهی فرصت نیز نقش ایفا می‌کند و انتخابگر بودن به این معناست که محدودیت سرمایه را یک قید تصمیم‌گیری می‌دانیم و هر فرصت را در مقایسه با سایر گزینه‌های قابل‌دسترس ارزیابی می‌کنیم و توسعه‌محوری نیز به این معناست که در صورت وجود ظرفیت خلق ارزش، سرمایه‌گذاری را از مرحله تملک یا احداث دارایی فراتر برده و به توسعه، بهینه‌سازی و افزایش ارزش آن توجه می‌کنیم، همچنین؛ پرتفوی‌محوری نیز یعنی هر سرمایه‌گذاری را نه یک واحد منفرد، بلکه به‌عنوان جزئی از یک سبد با ویژگی‌های ریسک، بازده و هم‌افزایی مشخص می‌بینیم. این فلسفه و رویکرد در صنعت برق اهمیت بیشتری پیدا می‌کند؛ زیرا این صنعت هم‌زمان سرمایه‌بر، بلندمدت، مقررات‌پذیر و متأثر از تحولات فناوری است و میان یک پروژه نیروگاهی، یک دارایی بازتوانی‌شده، یک پروژه تجدیدپذیر یا یک کسب‌وکار جدید انرژی، تفاوت جدی در الگوی جریان نقدی، ریسک و افق سرمایه‌گذاری وجود دارد؛ بنابراین، نمی‌توان یک نسخه واحد برای همه فرصت‌های این صنعت تجویز کرد. در سطح راهبرد نیز، خوارزمی باید سرمایه خود را در نقاطی از زنجیره ارزش برق و انرژی متمرکز کند که از یک‌سو با مزیت‌ها و قابلیت‌های گروه هم‌خوانی داشته باشند و از سوی دیگر، ظرفیت ایجاد بازده متناسب با ریسک و امکان توسعه در آینده را فراهم کنند. به همین دلیل، میان دارایی‌های موجود و مولد جریان نقدی، فرصت‌های بازتوانی و توسعه، پروژه‌های جدید و حوزه‌های نوظهور انرژی، باید توازن برقرار شود. این توازن به‌معنای توزیع مساوی سرمایه نیست؛ بلکه به معنای ایجاد ترکیبی است که در برابر تغییرات فناوری، بازار، مقررات و چرخه‌های اقتصادی تاب‌آوری مناسبی داشته باشد. پس از

تعیین این جهت‌گیری راهبردی، چارچوب سرمایه‌گذاری وارد عمل می‌شود. در این مرحله، یک فرصت باید از چند فیلتر عبور کند که شامل؛ جذابیت بازار و پایداری تقاضا، کیفیت مدل درآمدی، اقتصاد پروژه، نیاز و زمان‌بندی سرمایه، ریسک‌های قابل‌تحمل، افق سرمایه‌گذاری، قابلیت توسعه و تناسب آن با پرتفوی گروه است. در صنعت برق، مؤلفه‌هایی مانند دسترسی به شبکه، ظرفیت و محدودیت اتصال، وضعیت سوخت، فناوری، زمان ساخت، ساختار قراردادهای فروش و میزان وابستگی پروژه به تصمیمات تنظیم‌گری نیز می‌توانند در این ارزیابی تعیین‌کننده باشند. در اینجا یک اصل برای ما اهمیت ویژه دارد و آن تفکیک موضوع بازده بالا از ویژگی سرمایه‌گذاری خوب است. ممکن است پروژه‌ای نرخ بازده بالایی داشته باشد، اما این بازده در مقابل ریسک‌های پنهان، سرمایه‌گذاری اولیه سنگین، تأخیر در بهره‌برداری یا شکندگی جریان‌های نقدی، جذابیت واقعی نداشته باشد. در مقابل، پروژه‌ای با بازده اسمی پایین‌تر، اگر جریان نقدی باثبات‌تر، ریسک قابل‌کنترل‌تر، قابلیت توسعه بیشتر و هم‌افزایی بالاتری با پرتفوی خوارزمی داشته باشد، می‌تواند گزینه برتر باشد؛ بنابراین، معیار نهایی ما بازده متناسب با ریسک و ارزش ایجادشده برای کل پرتفوی است. عامل دیگری که برای خوارزمی اهمیت دارد، ارزش افزوده‌ای است که خود گروه می‌تواند به یک فرصت بیفزاید. اگر ارزش یک پروژه مستقل از حضور ما باشد، صرف تأمین سرمایه؛ مزیت رقابتی ایجاد نمی‌کند. اما اگر خوارزمی بتواند با اتکا به دانش تخصصی، توان ساختارسازی سرمایه‌گذاری، تجربه شرکت‌های تابعه، ظرفیت‌های مالی، قابلیت‌های توسعه‌ای و ارتباط میان کسب‌وکارهای خود، هزینه، ریسک یا زمان دستیابی به ارزش را کاهش دهد، آن فرصت برای گروه جذاب‌تر خواهد بود. به همین دلیل، یکی از پرسش‌های اساسی ما درباره هر سرمایه‌گذاری این است که؛ خوارزمی چه ارزش افزوده‌ای می‌تواند بر ارزش ذاتی این فرصت ایجاد کند؟ در نتیجه، فلسفه سرمایه‌گذاری خوارزمی از یک باور آغاز می‌شود، در قالب یک رویکرد شکل می‌گیرد، در سطح راهبرد به انتخاب حوزه‌ها و جایگاه‌های مطلوب ترجمه می‌شود، در قالب چارچوب سرمایه‌گذاری به قواعد تصمیم تبدیل می‌شود و در نهایت با معیارهای اقتصادی و ریسک وارد مرحله انتخاب فرصت می‌شود. این سلسله‌مراتب برای ما مهم است؛ زیرا اجازه نمی‌دهد یک پروژه به دلیل جذابیت ظاهری، بزرگ‌بودن یا فشار برای افزایش ظرفیت وارد پرتفوی شود. به بیان روشن‌تر، ما به دنبال بیشترین بازده ممکن به هر قیمت نیستیم؛ به دنبال بهترین ترکیب بازده، ریسک، رشد و ارزش راهبردی در چارچوب قابلیت‌های خوارزمی هستیم. از همین‌رو، سرمایه‌گذاری در صنعت برق زمانی برای گروه واجد اولویت است که علاوه بر توجیه اقتصادی، با فلسفه و رویکرد سرمایه‌گذاری خوارزمی سازگار باشد، به کیفیت پرتفوی بیفزاید و این امکان را فراهم کند که گروه با قابلیت‌های خود، ارزش بیشتری از آن فرصت خلق کند.

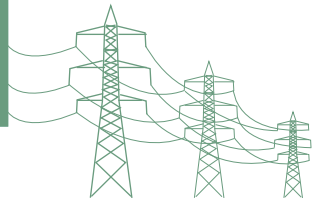
در شرایطی که با محدودیت سرمایه و تعدد و تکثر فرصت‌های سرمایه‌گذاری در صنعت برق مواجه هستیم، خوارزمی چگونه ترکیب مطلوب پرتفوی انرژی خود را تعیین و سرمایه را میان دارایی‌های موجود، طرح‌های بازتوانی و توسعه ظرفیت، انرژی‌های تجدیدپذیر، تولید پراکنده و سایر حوزه‌های زنجیره انرژی تخصیص می‌دهد و در این تصمیم، چه ملاحظات از جمله بازده و ریسک، افق سرمایه‌گذاری، نیاز سرمایه‌ای، پایداری جریان‌های نقدی و اثر هر فرصت را بر کل پرتفوی در نظر می‌گیرد؟

تخصیص سرمایه در صنعت برق را نمی‌توان به انتخاب میان چند نوع دارایی یا پروژه تقلیل داد. در یک هلدینگ سرمایه‌گذاری، مسئله اصلی این است که سرمایه محدود گروه در هر مقطع در چه ترکیبی از دارایی‌ها و فرصت‌ها قرار گیرد تا مجموع پرتفوی، بالاترین ارزش اقتصادی متناسب با سطح ریسک



تنوع‌بخشی زمانی ارزش‌آفرین است که میان درآمد جاری، رشد آینده و فرصت‌های توسعه‌ای تعادل برقرار کند

پذیرفته‌شده را ایجاد کند. ازاین‌رو، ترکیب مطلوب پرتفوی برای ما یک مفهوم ایستا نیست؛ بلکه باید در طول زمان و متناسب با تغییر شرایط صنعت، اقتصاد پروژه‌ها، فرصت‌های جایگزین و وضعیت خود پرتفوی بازنگری شود. مبنای نخست، تفکیک نقش سرمایه‌گذاری‌ها در پرتفوی است. همه دارایی‌ها برای یک هدف خریداری یا توسعه داده نمی‌شوند. بخشی از پرتفوی می‌تواند نقش ایجاد و تثبیت جریان‌های نقدی را بر عهده داشته باشد؛ بخشی دیگر با هدف رشد سرمایه و افزایش ارزش آتی انتخاب شود و بخشی نیز به حوزه‌هایی اختصاص یابد که اگرچه امروز سهم کوچکی از پرتفوی دارند، اما می‌توانند در آینده به موقعیت‌های راهبردی تبدیل شوند؛ بنابراین، ترکیب پرتفوی مطلوب باید میان درآمد جاری، رشد آینده و اختیارهای توسعه‌ای تعادل برقرار کند. در مورد خوارزمی، این منطق به معنای آن است که دارایی‌های نیروگاهی موجود، پروژه‌های بازتوانی و توسعه ظرفیت، تجدیدپذیرها و سایر فرصت‌های انرژی را نمی‌توان بر اساس یک رتبه‌بندی ثابت نسبت به یکدیگر سنجید. هر یک از این دسته‌ها ریسک، بازده، افق زمانی و نقش متفاوتی در پرتفوی دارند. برای نمونه؛ یک دارایی موجود با جریان نقدی نسبتاً پایدار می‌تواند نقش لنگر درآمدی سبد را ایفا کند، درحالی‌که یک پروژه جدید ممکن است نرخ رشد بالاتری داشته باشد؛ اما سرمایه را برای مدت طولانی‌تری درگیر کند و در معرض ریسک‌های ساخت و مقررات قرار گیرد. همچنین یک فرصت نوظهور ممکن است در کوتاه‌مدت جریان نقدی محدودی ایجاد کند، اما اختیار حضور در بازار آینده را برای گروه فراهم سازد. از این منظر، تخصیص سرمایه در خوارزمی باید مبتنی بر بازده تعدیل‌شده به ریسک در سطح پرتفوی باشد، زیرا ممکن است دو پروژه از نظر بازده موردانتظار بسیار نزدیک باشند، اما یکی به دلیل هم‌بستگی زیاد با دارایی‌های موجود، تمرکز ریسک پرتفوی را افزایش دهد و دیگری به دلیل ایجاد تنوع، کیفیت کلی سبد را بهبود بخشد. در چنین شرایطی، ارجحیت سرمایه‌گذاری را نمی‌توان از روی بازده پروژه منفرد تعیین کرد؛ باید دید حضور آن چه اثری بر مشخصات کل سبد خواهد گذاشت. موضوع مهم بعدی، افق زمانی سرمایه‌گذاری و توالی جریان‌های نقدی است. صنعت برق مجموعه‌ای از سرمایه‌گذاری‌ها با دوره‌های مختلف بلوغ دارد. برخی دارایی‌ها در حال بهره‌برداری‌اند و می‌توانند به سرعت جریان نقدی ایجاد کنند؛ برخی پروژه‌ها دوره ساخت و راه‌اندازی طولانی دارند و برخی فرصت‌های نوظهور ممکن است برای رسیدن به مقیاس اقتصادی نیازمند چند مرحله سرمایه‌گذاری باشند؛ بنابراین، پرتفوی مناسب باید از نظر زمان‌بندی بازگشت سرمایه نیز متوازن باشد و از قفل‌شدن بخش عمده سرمایه در پروژه‌های بلندمدت و هم‌زمان جلوگیری کند. در کنار بازده و ریسک، میزان سرمایه و شدت سرمایه‌گذاری نیز اهمیت زیادی دارد. یک پروژه ممکن است از نظر بازده مطلوب باشد، اما برای رسیدن به بهره‌برداری به حجم بزرگی از سرمایه در مدت کوتاه نیاز داشته باشد. در مقابل، فرصت دیگری ممکن است با سرمایه کمتر و مرحله‌بندی‌شده قابل‌توسعه باشد. برای خوارزمی، این تفاوت بسیار مهم است؛ زیرا سرمایه، یک منبع محدود و دارای هزینه فرصت است؛ بنابراین، تخصیص سرمایه باید به‌گونه‌ای باشد که امکان استفاده از فرصت‌های بعدی نیز برای گروه حفظ شود. عامل دیگر، پایداری جریان‌های نقدی و کیفیت درآمد است. در صنعت برق، درآمد بالا به معنای جریان نقدی باکیفیت نیست. نوع قرارداد، سازوکار فروش برق، اعتبار خریدار، دوره وصول مطالبات و میزان وابستگی درآمد به تصمیمات تنظیم‌گری، همگی بر کیفیت جریان نقدی اثر می‌گذارند؛ بنابراین، در ترکیب پرتفوی باید میان دارایی‌هایی که جریان‌های نقدی باثبات‌تر دارند و فرصت‌هایی که بیشتر متکی بر رشد آتی هستند، توازن ایجاد شود. همچنین، مرحله بلوغ هر سرمایه‌گذاری در تصمیم تخصیص سرمایه اهمیت دارد. برای یک دارایی موجود، ممکن است ارزش‌آفرینی اصلی از بازتوانی، افزایش راندمان و رفع گلوگاه‌ها حاصل شود؛ ولی در یک پروژه توسعه‌ای، ارزش‌آفرینی بیشتر از تکمیل به‌موقع و ورود سریع به بهره‌برداری ناشی شود؛ اما در یک حوزه نوظهور، سرمایه‌گذاری اولیه ممکن است با هدف ایجاد قابلیت، آزمون بازار و کسب موقعیت انجام شود؛ بنابراین، مقدار و زمان سرمایه‌گذاری باید متناسب با چرخه عمر هر فرصت تعیین شود. از سوی دیگر، در صنعت برق، تنوع‌بخشی نباید به معنای پراکندگی بی‌هدف سرمایه باشد.





ما به دنبال پرتفویی نیستیم که تعداد زیادی سرمایه‌گذاری با ماهیت متفاوت در آن وجود داشته باشد. تنوع، زمانی ارزشمند است که بتواند همبستگی ریسک‌های مشترک را کاهش دهد، جریان‌های نقدی را متعادل کند یا دسترسی گروه را به محرک‌های رشد متفاوت فراهم آورد. اگر تنوع بدون منطق اقتصادی ایجاد شود، ممکن است به پراکندگی منابع، کاهش تمرکز مدیریتی و حتی از بین رفتن مزیت تخصصی گروه منجر شود. به همین دلیل، رویکرد ما را می‌توان تنوع‌بخشی هدفمند دانست؛ یعنی ابتدا نقش هر سرمایه‌گذاری در پرتفوی مشخص شود و سپس درباره اندازه و زمان ورود تصمیم‌گیری کنیم. دارایی‌های موجود و پروژه‌های بازتوانی می‌توانند پایه جریان نقدی و ارزش تثبیت‌شده پرتفوی را تقویت کنند؛ پروژه‌های جدید و توسعه ظرفیت، موتور رشد سبب باشند؛ و حوزه‌های نوظهور، اختیارهای استراتژیک آینده را ایجاد کنند. نسبت میان این سه لایه نیز ثابت نخواهد بود و باید با تغییر شرایط بازار و جذابیت فرصت‌ها، بازتنظیم شود. نکته مهم دیگر، مرحله‌ای‌بودن تخصیص سرمایه است. در برخی پروژه‌ها لازم نیست کل سرمایه موردنیاز از ابتدا وارد شود. می‌توان سرمایه‌گذاری را به نقاط عطف مشخص مشروط کرد و در هر مرحله، عملکرد واقعی، تغییر مفروضات و تحقق شاخص‌های موردانتظار را ارزیابی کرد. این رویکرد به گروه اجازه می‌دهد در برابر عدم قطعیت‌ها، انعطاف بیشتری داشته باشد و تنها زمانی سرمایه بیشتری اختصاص دهد که ریسک‌های اصلی کاهش یافته یا ارزش اقتصادی فرصت، تثبیت شده باشد. در نهایت، تعیین ترکیب پرتفوی انرژی خوارزمی باید به یک فرایند پویا و مستمر بازتخصیص سرمایه منجر شود. اگر یک دارایی به بلوغ برسد و فرصت دیگری با ریسک مشابه، ارزش بیشتری ایجاد کند، سرمایه باید قابلیت انتقال داشته باشد. از این منظر، مدیریت پرتفوی فقط درباره تصمیم ورود نیست؛ بلکه درباره تصمیم‌های بعدی برای توسعه، حفظ، کوچک‌کردن، واگذاری یا انتقال سرمایه نیز هست؛ بنابراین، در خوارزمی ترکیب بهینه پرتفوی ترکیبی ثابت نیست که بیشترین ظرفیت، بیشترین تعداد پروژه یا حتی بیشترین بازده اسمی را داشته باشد، بلکه ترکیبی پویاست که میان درآمد جاری و رشد آینده، میان بازده و ریسک، میان سرمایه‌گذاری‌های بالغ و فرصت‌های توسعه‌ای و میان تمرکز بر قابلیت‌های کنونی و ایجاد اختیار برای آینده تعادل ایجاد کند. هدف نهایی ما این است که هر واحد سرمایه‌ای که در صنعت انرژی تخصیص می‌یابد، نه فقط در مقیاس پروژه، بلکه در مقیاس کل پرتفوی، بیشترین ارزش اقتصادی متناسب با ریسک را برای گروه ایجاد کند.

خلق ارزش در صنعت برق، می‌تواند از مسیر ایجاد ظرفیت جدید یا ارتقای بهره‌وری و توسعه ظرفیت دارایی‌ها و شرکت‌های موجود دنبال شود. خوارزمی در فرایند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری، بر چه اساسی یکی از این دو مسیر را انتخاب می‌کند و عواملی مانند پتانسیل رشد، هزینه تأمین سرمایه، زمان دستیابی به بهره‌برداری، ریسک اجرا و مقررات، عمر اقتصادی دارایی و امکان ارتقای بازده سرمایه‌گذاری چه نقشی در این انتخاب دارند؟

در صنعت برق، انتخاب میان ایجاد ظرفیت جدید و سرمایه‌گذاری مجدد در دارایی‌های موجود، از تصمیم‌های مهم تخصیص سرمایه است و نمی‌توان برای آن یک قاعده ثابت در نظر گرفت. مبنای تصمیم باید مقایسه ارزش اقتصادی دو مسیر باشد؛ یعنی بررسی کنیم هر واحد سرمایه در توسعه یک ظرفیت جدید یا در بازتوانی و ارتقای یک دارایی موجود، با چه میزان ریسک، در چه بازه زمانی و با چه چشم‌اندازی از خلق ارزش مواجه است. سرمایه‌گذاری در ظرفیت جدید، زمانی توجیه بیشتری پیدا می‌کند که پروژه از ابتدا از مشخصات اقتصادی و راهبردی مطلوبی از قبیل: دسترسی مناسب به شبکه، فناوری متناسب با شرایط بازار، امکان تأمین سوخت و زیرساخت‌های موردنیاز، مدل درآمدی قابل اتکا و چشم‌انداز مناسب برای تقاضا برخورداری باشد و مزیت مهم این مسیر، برخورداری از فناوری و طراحی به‌روز و امکان بهینه‌سازی پروژه از مرحله طراحی است. در مقابل، پروژه جدید؛ با دوره ساخت، سرمایه‌گذاری اولیه قابل توجه، ریسک اخذ مجوز و اتصال به شبکه و عدم قطعیت بیشتری نسبت به هزینه و زمان بهره‌برداری مواجه است؛ بنابراین، بازده موردانتظار آن باید این ریسک‌های توسعه و ساخت را پوشش دهد. در مقابل، سرمایه‌گذاری در دارایی موجود، به‌ویژه در مواردی که زیرساخت اصلی هنوز ظرفیت



بهره‌برداری و توسعه دارد، می‌تواند مسیر سریع‌تر و کم‌ریسک‌تری برای خلق ارزش باشد. یک نیروگاه موجود، زمین، اتصال شبکه، زیرساخت‌های جانبی، سوابق عملیاتی و دانش بهره‌برداری را از پیش در اختیار دارد؛ لذا در برخی موارد، بازتوانی، رفع گلوگاه، افزایش راندمان، کاهش مصرف سوخت، ارتقای قابلیت اطمینان و افزایش عمر اقتصادی می‌تواند با سرمایه و زمان کمتر، ارزش اقتصادی قابل توجهی ایجاد کند. البته این مزیت به شرطی وجود دارد که عمر باقی‌مانده، وضعیت تجهیزات، امکان تأمین قطعات و اقتصاد بازتوانی، سرمایه‌گذاری مجدد را توجیه کنند. از این رو، در ارزیابی این دو مسیر، نخست باید به ارزش اقتصادی سرمایه‌گذاری مجدد در برابر ارزش ایجاد یک دارایی جدید نگاه کنیم. در مورد دارایی موجود، پرسش اصلی این است که با چه میزان سرمایه می‌توان ظرفیت، راندمان، آمادگی و عمر اقتصادی را افزایش داد و این ارزش افزوده چه نسبتی با هزینه سرمایه‌گذاری دارد. در پروژه جدید، در مقابل، باید کل هزینه توسعه، دوره ساخت، هزینه تأمین مالی در دوره ساخت، ریسک تأخیر و زمان رسیدن به جریان نقدی را در محاسبات لحاظ کرد. زمان دستیابی به بهره‌برداری در این مقایسه اهمیت ویژه‌ای دارد. در صنعت برق، زمانی که ناترازی وجود دارد، تأخیر در ایجاد ظرفیت به معنای از دست رفتن بخشی از فرصت اقتصادی است. از همین رو، ممکن است یک طرح بازتوانی که در مدت کوتاه‌تری به بهره‌برداری می‌رسد، از نظر ارزش فعلی، بر پروژه‌ای با بازده اسمی بالاتر اما دوره ساخت طولانی‌تر ارجح باشد. برعکس، اگر دارایی موجود به نقطه‌ای رسیده باشد که سرمایه‌گذاری مجدد فقط عمر یک دارایی کم‌بازده را طولانی کند، ایجاد ظرفیت جدید می‌تواند از نظر اقتصادی منطقی‌تر باشد. پتانسیل رشد و توسعه آتی نیز یکی از عوامل کلیدی است. برخی دارایی‌های موجود امکان افزایش ظرفیت، ارتقای فناوری یا اتصال به پروژه‌های مکمل را دارند و می‌توانند به یک سکوی توسعه‌ای تبدیل شوند. در چنین شرایطی، بازتوانی یک اقدام اصلاحی نیست و می‌تواند مرحله نخست یک برنامه توسعه‌ای بزرگ‌تر باشد.

در مقابل، اگر یک پروژه جدید از ابتدا قابلیت توسعه مرحله‌ای یا گسترش در مقیاس بزرگ‌تر داشته باشد، ارزش اختیارهای رشد آن می‌تواند در تصمیم سرمایه‌گذاری مؤثر

در صنعت برق، گاهی بازتوانی یک دارایی موجود می‌تواند در مقایسه با ایجاد ظرفیت جدید، مسیر سریع‌تر و کم‌ریسک‌تری برای توسعه باشد



باشد. عامل تعیین‌کننده دیگر، ریسک اجرا و ریسک مقرراتی است. پروژه‌های جدید در معرض مجموعه‌ای از ریسک‌های توسعه، ساخت، اخذ مجوز، تأمین تجهیزات و اتصال به شبکه قرار دارند. دارایی موجود نیز ریسک‌های خاص خود را دارد؛ از جمله پیچیدگی فنی بازتوانی، عدم قطعیت درباره وضعیت واقعی تجهیزات، دسترسی به قطعات راهبردی و احتمال افزایش هزینه‌های اصلاح و نوسازی است؛ بنابراین، انتخاب میان این دو مسیر در نهایت به این بستگی دارد که کدام یک می‌تواند ارزش موردانتظار بیشتری را با ریسک قابل مدیریت‌تر ایجاد کند. عمر اقتصادی و ارزش باقیمانده دارایی موجود نیز در تصمیم‌گیری اهمیت اساسی دارد. اگر بخش عمده زیرساخت دارایی هنوز ارزش اقتصادی خود را حفظ کرده باشد، سرمایه‌گذاری مجدد می‌تواند بسیار منطقی باشد؛ اما اگر دارایی به پایان عمر اقتصادی خود نزدیک شده باشد و برای تدابیر بهره‌برداری به سرمایه‌گذاری‌های سنگین و مستمر نیاز داشته باشد، باید آن را با گزینه احداث ظرفیت جدید مقایسه کرد. در اینجا مهم است که تصمیم تنها بر اساس هزینه بازتوانی گرفته نشود، بلکه از طریق تحلیل تفاضلی و هزینه – فایده، ارزش اقتصادی حاصل از بازتوانی نسبت به ارزش ایجاد‌شده توسط گزینه جایگزین سنجیده شود. در این مقایسه، هزینه تأمین سرمایه نیز نقش مهمی دارد. پروژه جدید به دلیل دوره ساخت طولانی‌تر ممکن است برای مدت بیشتری سرمایه را درگیر کند و هزینه مالی بیشتری متحمل شود. در مقابل، بازتوانی یک دارایی موجود، در صورت کوتاه‌تر بودن

دوره اجرا، می‌تواند زودتر به جریان نقدی برسد؛ بنابراین، تفاوت میان دو مسیر تنها در میزان سرمایه موردنیاز نیست؛ بلکه در زمان درگیرشدن سرمایه و زمان تبدیل آن به جریان نقدی نیز هست. با این حال، من معتقدم نباید تصمیم را به یک مقایسه ساده میان بازده پروژه جدید و بازده پروژه بازتوانی تقلیل داد، زیرا اثر هر گزینه بر کل پرتفوی نیز اهمیت دارد. ممکن است یک پروژه جدید، تنوع مناسبی به سبد اضافه کند یا گروه را وارد یک فناوری و بازار جدید کند؛ درحالی‌که سرمایه‌گذاری مجدد روی دارایی موجود، تمرکز گروه بر همان نوع ریسک را افزایش دهد. در چنین شرایطی، حتی اگر بازتوانی در مقیاس پروژه بازده بالاتری داشته باشد،



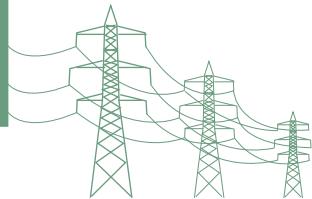
خوارزمی ساختار سرمایه‌گذاری خود را متناسب با معماری هر فرصت انتخاب می‌کند؛ گاهی با کنترل مستقیم و گاهی با اتکا به قابلیت‌های مکمل شرکای راهبردی



گزینه جدید ممکن است برای کل پرتفوی ارزش بیشتری ایجاد کند. از سوی دیگر، قابلیت‌های خود خوارزمی نیز باید در این تصمیم لحاظ شود. اگر گروه از طریق تجربه عملیاتی، دسترسی به تخصص فنی، ظرفیت تأمین مالی یا توان مدیریتی خود بتواند هزینه و زمان بازتوانی یک دارایی را به‌طور معناداری کاهش دهد، ارزش اقتصادی سرمایه‌گذاری مجدد برای خوارزمی افزایش می‌یابد. به همین ترتیب، اگر در یک پروژه جدید بتوانیم از قابلیت توسعه، ساختارسازی سرمایه‌گذاری یا شرکای تخصصی مناسب استفاده کنیم، جذابیت آن پروژه بیشتر خواهد شد؛ بنابراین، رویکرد خوارزمی را نمی‌توان ترجیح مطلق یکی از این دو مسیر دانست. معیار ما ارزش ایجاد‌شده به‌ازای سرمایه و ریسک پذیرفته‌شده است. هر جا دارایی موجود هنوز ظرفیت اقتصادی، فنی و توسعه‌ای داشته باشد، بازتوانی و ارتقای آن می‌تواند اولویت پیدا کند؛ و هر جا محدودیت‌های فنی یا اقتصادی دارایی موجود، ظرفیت خلق ارزش را محدود کرده باشد یا پروژه جدید از نظر فناوری، بازار، مقیاس و قابلیت توسعه مزیت معناداری داشته باشد، سرمایه‌گذاری جدید ارجح خواهد بود. در نهایت، تصمیم سرمایه‌گذاری زمانی از نظر ما صحیح است که نه فقط ارزش پروژه بلکه ارزش افزوده حاصل از انتخاب درست میان دو مسیر را اندازه‌گیری کند. هدف ما این نیست که ظرفیت جدید ایجاد کنیم یا عمر دارایی‌های موجود را افزایش دهیم؛ هدف این است که در هر مقطع، سرمایه خوارزمی را به مسیری هدایت کنیم که با توجه به هزینه سرمایه، ریسک، زمان بهره‌برداری، ظرفیت رشد و اثر آن بر کل پرتفوی، بیشترین ارزش اقتصادی پایدار را ایجاد کند.

پروژه‌های صنعت برق ماهیتی سرمایه‌بر و بلندمدت دارند و انتخاب الگوی مناسب برای ورود و توسعه سرمایه‌گذاری، در میزان ریسک، بازده و تعهد سرمایه‌ای گروه مؤثر است. خوارزمی برای حضور در این صنعت، چه ترکیبی از توسعه مستقیم پروژه، هم سرمایه‌گذاری با شرکای راهبردی، تملک یا توسعه شرکت‌ها و سایر الگوهای مشارکت را مناسب می‌داند و در انتخاب میان آنها، عواملی همچون ریسک، بازده موردانتظار، سطح کنترل، نیاز سرمایه‌ای و قابلیت خلق ارزش چه نقشی دارند؟

انتخاب شیوه ورود به یک سرمایه‌گذاری را تصمیمی ثانویه پس از انتخاب فرصت نمی‌دانیم؛ بلکه آن را بخشی از خود تصمیم سرمایه‌گذاری تلقی می‌کنیم. یک فرصت می‌تواند از نظر اقتصادی موجه باشد، اما اگر ساختار ورود نامناسبی برای آن انتخاب شود، بخشی از ارزش بالقوه آن از طریق افزایش ریسک، قفل‌شدن سرمایه یا کاهش انعطاف‌پذیری از بین برود؛ بنابراین، سؤال ما فقط از ابتدا این نیست که در چه پروژه‌ای سرمایه‌گذاری کنیم، بلکه این است که با چه ساختاری وارد شویم تا متناسب با ریسک و قابلیت‌های فرصت، بیشترین ارزش را ایجاد کنیم. در این چارچوب، توسعه مستقیم پروژه، زمانی می‌تواند گزینه مناسبی باشد که خوارزمی از نظر کنترل، دسترسی به قابلیت‌های فنی و اجرایی، ساختارسازی سرمایه‌گذاری و تأمین منابع، توان ایجاد مزیت داشته باشد و در مقابل، ارزش افزوده حاصل از این کنترل، هزینه و ریسک اضافی آن را جبران کند. مزیت این مدل، اختیار و کنترل بیشتر بر طراحی، زمان‌بندی، فناوری و نحوه توسعه پروژه است، اما بالاترین سطح تعهد مدیریتی و سرمایه‌ای را نیز به همراه دارد. در مقابل، هم سرمایه‌گذاری با شرکای راهبردی زمانی اهمیت پیدا می‌کند که یک فرصت به تخصص، فناوری، بازار، شبکه ارتباطی یا تجربه‌ای نیاز داشته باشد که در داخل گروه به میزان کافی وجود ندارد و یا ایجاد آن اقتصادی نباشد. در چنین شرایطی، هدف فقط تقسیم منابع مالی نیست؛ بلکه ترکیب مزیت‌های مکمل است. شریک مناسب می‌تواند بخشی از ریسک فنی، توسعه‌ای یا بازاری پروژه را پوشش دهد و در مقابل، خوارزمی نیز از ظرفیت سرمایه، اعتبار نهادی، توان ساختارسازی و مدیریت پرتفوی خود استفاده کند. در مواردی نیز تملک یک شرکت موجود می‌تواند نسبت به ایجاد یک کسب‌وکار جدید، مسیر کارآمدتری برای ورود باشد؛ به‌ویژه زمانی که شرکت موردنظر علاوه بر دارایی، از مجوزها، قراردادهای نیروی انسانی متخصص، دانش فنی، بازار و روابط تجاری ارزشمند برخوردار باشد. در چنین وضعیتی، ارزش معامله فقط ارزش خالص دارایی‌های شرکت نیست؛ بلکه ارزش قابلیت سازمان‌یافته‌ای است که می‌تواند زمان ورود به بازار





را کوتاه کند و هزینه ایجاد یک کسب‌وکار جدید را کاهش دهد. البته تملک، زمانی برای ما قابل قبول است که بتوانیم پس از ورود، ارزش افزوده‌ای بیش از ارزش موجود شرکت ایجاد کنیم. اگر تمام ارزش شرکت در قیمت خرید منعکس شده باشد و امکان بهبود بهره‌وری، توسعه بازار، اصلاح ساختار، افزایش مقیاس یا ایجاد هم‌افزایی وجود نداشته باشد، صرف مالکیت نمی‌تواند دلیل برخوردار است؛ اما از نظر سرمایه، مدیریت، فناوری یا توسعه بازار محدودیت دارد، می‌تواند فرصت مناسبی برای خوارزمی باشد. مدل دیگر، توسعه یک کسب‌وکار یا دارایی موجود است. این شیوه به‌ویژه زمانی مناسب است که گروه از قبل در یک حوزه حضور داشته باشد و بتواند با تأمین و تجهیز سرمایه، تخصص یا ظرفیت توسعه، ارزش نهفته آن را آزاد کند. در چنین مواردی، خوارزمی با ریسک شناخت و ورود اولیه کمتری مواجه است و درعین حال می‌تواند از زیرساخت و دانش انباشته موجود استفاده کند؛ بنابراین، انتخاب میان این الگوها تابع یک نسخه ثابت نیست. یکی از مهم‌ترین معیارها نسبت میان سطح کنترل و سطح ریسک و سرمایه تعهدشده است. هرچه خوارزمی کنترل بیشتری بر یک پروژه داشته باشد، امکان اثرگذاری بیشتری بر خلق ارزش خواهد داشت، اما مسئولیت، سرمایه موردنیاز و بخشی از ریسک نیز افزایش پیدا می‌کند. در مقابل، مشارکت با شریک مناسب می‌تواند تعهد سرمایه‌ای

و برخی ریسک‌ها را کاهش دهد، اما در عوض بخشی از کنترل و اختیار تصمیم‌گیری نیز واگذار می‌شود؛ بنابراین، طراحی ساختار ورود در واقع نوعی بهینه‌سازی میان کنترل، ریسک، سرمایه و ارزش‌آفرینی است. قابلیت تأمین و تعهد سرمایه نیز عامل مهم دیگری است. در پروژه‌های سرمایه‌بر، مسئله فقط تأمین سرمایه اولیه نیست؛ باید مشخص شود پروژه در مراحل مختلف توسعه به چه میزان سرمایه نیاز دارد و آیا خوارزمی مایل است تمام این تعهد را به‌تنهایی بر عهده گیرد یا ترجیح می‌دهد بخشی از آن را با شریک یا سرمایه‌گذار دیگر تقسیم کند. ازاین‌رو، ساختار

مشارکت می‌تواند به گروه اجازه دهد بدون خروج از انضباط سرمایه‌ای، در پروژه‌هایی با مقیاس بزرگ‌تر نیز حضور پیدا کند. موضوع دیگر، ریسک و تخصص موردنیاز است. اگر یک پروژه به دانش فنی خاص، توان اجرایی تخصصی یا دسترسی به بازاری ویژه نیاز داشته باشد، انتخاب یک شریک دارای همان مزیت، می‌تواند ارزش اقتصادی بالایی ایجاد کند. در مقابل، اگر قابلیت کلیدی پروژه در حوزه‌ای باشد که خوارزمی و هلدینگ انرژی در آن مزیت دارند، توسعه مستقیم می‌تواند انتخاب مناسب‌تری باشد. افق زمانی سرمایه‌گذاری نیز در این انتخاب اثرگذار است. برخی پروژه‌ها با ورود مستقیم و توسعه مرحله‌ای، امکان خلق ارزش بلندمدت بالاتری دارند؛ اما در برخی فرصت‌ها، تملک یک کسب‌وکار موجود می‌تواند امکان ورود سریع‌تر به جریان نقدی را فراهم کند؛ بنابراین، زمان رسیدن به ارزش و زمان بازگشت سرمایه نیز باید در کنار ریسک و کنترل دیده شود. نکته مهم دیگر، قابلیت خروج و بازتخصیص سرمایه است. یک ساختار سرمایه‌گذاری خوب فقط برای ورود طراحی نمی‌شود؛ باید از ابتدا مشخص باشد که در چه شرایطی امکان واگذاری سهم، جذب شریک جدید، افزایش یا کاهش مالکیت و انتقال سرمایه به فرصت‌های بهتر وجود دارد. هرچه ساختار تصمیم‌گیری انعطاف‌پذیرتر باشد، توان مدیریت چرخه عمر سرمایه‌گذاری نیز افزایش می‌یابد. از نگاه من، شریک مطلوب؛ شریکی شریکی نیست که فقط منابع مالی وارد پروژه کند. شریک مطلوب؛ شریکی است که یکی از محدودیت‌های اساسی پروژه را برطرف کند و برای نمونه، مواردی از قبیل؛ فناوری، بازار، اجرای پروژه، زنجیره تأمین، دسترسی به مشتری یا تجربه عملیاتی را تسهیل نماید. به همین دلیل، کیفیت شریک می‌تواند به اندازه کیفیت خود پروژه در تصمیم سرمایه‌گذاری تعیین‌کننده باشد. خلاصه اینکه، خوارزمی یک مدل ورود را به همه فرصت‌ها تعمیم نمی‌دهد، زیرا

ساختار سرمایه‌گذاری باید با معماری اقتصادی و ریسک هر فرصت متناسب باشد؛ بنابراین، در هر گزینه سرمایه‌گذاری که کنترل خوارزمی منبع اصلی خلق ارزش باشد، توسعه مستقیم می‌تواند منطقی باشد؛ ولی هر موردی که با قابلیت مکمل بیرونی ارزش بیشتری ایجاد نماید، هم‌سرمایه‌گذاری یا مشارکت ترجیح پیدا می‌کند؛ و در هر موقعیت سرمایه‌گذاری که یک شرکت موجود، پلتفرم مناسبی برای خلق ارزش و توسعه باشد، تملک یا توسعه آن می‌تواند نسبت به ایجاد کسب‌وکار کارآمدتر باشد. به عبارتی دیگر، هدف ما محدود به انتخاب ساده‌ترین شیوه‌ی ورود نیست و بدیهی است؛ تأکید بر انتخاب ساختاری است که در آن، سرمایه، کنترل، ریسک و قابلیت‌های مکمل به‌گونه‌ای کنار هم قرار گیرند تا بیشترین ارزش اقتصادی متناسب با ریسک برای خوارزمی ایجاد شود. این همان نقطه‌ای است که طراحی ساختار سرمایه‌گذاری از یک تصمیم قراردادی، به یک تصمیم راهبردی تبدیل می‌شود. **پس از شناسایی و غربالگری فرصت‌های سرمایه‌گذاری، خوارزمی بر چه مبنایی ارزش اقتصادی یک فرصت را تعیین و درباره سرمایه‌گذاری یا عدم سرمایه‌گذاری تصمیم‌گیری می‌کند؟ در این ارزیابی، بازده موردانتظار، کیفیت و پایداری جریان‌های نقدی، هزینه تأمین سرمایه، ریسک، افق زمانی، قابلیت توسعه و اثرگذاری فرصت بر ترکیب و عملکرد پرتفوی گروه چگونه در کنار یکدیگر سنجیده می‌شوند؟**

پس از آنکه یک فرصت سرمایه‌گذاری از مرحله شناسایی و غربالگری اولیه عبور می‌کند، در گام نخست، ارزش اقتصادی پروژه از طریق جریان‌های نقدی آتی آن سنجیده می‌شود. برای ما مهم است که درآمد و هزینه پروژه چگونه در طول زمان شکل می‌گیرند، جریان‌های نقدی با چه درجه‌ای از اطمینان قابل تحقق‌اند و بخش عمده ارزش پروژه به چه مفروضاتی وابسته است. در پروژه‌های صنعت برق، عواملی مانند الگوی تولید و فروش، ساختار قرارداد، ظرفیت بهره‌برداری، هزینه‌های عملیاتی، وضعیت مطالبات و سازوکارهای تعدیل درآمد می‌توانند کیفیت جریان نقدی را به‌گونه‌ای معنادار تحت‌تأثیر قرار دهند؛ بنابراین، ارزش پروژه را نمی‌توان بر اساس درآمد اسمی یا سود حسابداری آن ارزیابی کرد، چون در این مرحله، ارزش زمانی پول اهمیت اساسی دارد. جریانی که امروز ایجاد می‌شود، از نظر اقتصادی با جریانی که چند سال بعد حاصل می‌شود یکسان نیست. به همین دلیل، دوره ساخت، زمان شروع بهره‌برداری، سرعت رسیدن به ظرفیت اقتصادی و توزیع جریان‌های نقدی در طول عمر پروژه باید در ارزیابی لحاظ شود. در پروژه‌های سرمایه‌بر، تأخیر در بهره‌برداری نه‌تنها درآمد را به تعویق می‌اندازد، بلکه می‌تواند هزینه سرمایه را افزایش و بازده واقعی سرمایه‌گذاری را کاهش دهد. مؤلفه دیگر، هزینه تأمین سرمایه و نرخ بازده موردانتظار است. هر پروژه باید بتواند به میزانی بازدهی ایجاد کند که متناسب با هزینه سرمایه و سطح ریسک آن باشد. به همین دلیل، یک نرخ بازده بالا، به‌تنهایی نشانه مطلوبیت اقتصادی پروژه نیست. اگر برای دستیابی به آن بازده، حجم زیادی از سرمایه برای مدت طولانی درگیر شود یا پروژه در معرض ریسک‌های قابل‌توجه قرار داشته باشد، ممکن است ارزش اقتصادی آن طرح یا پروژه از گزینه‌ای با بازده اسمی پایین‌تر کمتر باشد؛ بنابراین، مقایسه بازده با هزینه سرمایه و سنجش میزان ارزش افزوده اقتصادی، بخش مهمی از تصمیم‌گیری مربوط به اقتصاد پروژه است. موضوع سوم، ریسک و تاب‌آوری مالی پروژه است. در صنعت برق، ریسک‌ها چندلایه‌اند و باید در کنار

یکدیگر دیده شوند؛ بنابراین لازم است، ریسک‌های مقرراتی، بازار، فناوری، تأمین تجهیزات، اتصال به شبکه، سوخت، ساخت و بهره‌برداری شناسایی و ارزیابی شوند. برای هر طرح باید مشخص شود کدام متغیرها بیشترین اثر را بر ارزش اقتصادی دارند و اگر مفروضات اصلی تغییر کنند، پروژه چه مقدار از ارزش خود را از دست خواهد داد. ازاین‌رو، تحلیل حساسیت و تحلیل سناریو فقط یک ابزار مالی نیستند؛ بلکه وسیله‌ای برای شناخت نقاط شکننده مدل اقتصادی پروژه هستند. در کنار ریسک، کیفیت و پایداری جریان‌های نقدی نیز اهمیت مستقلی دارد. ممکن است دو پروژه بازده موردانتظار مشابهی داشته باشند، اما یکی از آنها جریان نقدی منظم و قابل پیش‌بینی‌تری داشته باشد و دیگری وابستگی بیشتری به قیمت‌ها، مقررات یا شرایط عملیاتی داشته باشد؛ لذا این دو سرمایه‌گذاری از نظر ریسک واقعی و قابلیت اتکا یکسان نیستند. از همین‌رو، نوع قرارداد فروش برق، کیفیت طرف قرارداد، دوره و سازوکار وصول مطالبات و قابلیت انتقال یا تعدیل ریسک‌های اقتصادی، در ارزیابی ما اهمیت دارد. عامل دیگر، افق سرمایه‌گذاری و انعطاف‌پذیری سرمایه است. در یک پروژه بلندمدت، فقط میزان بازده نهایی مهم نیست؛ باید ببینیم سرمایه چه مدت در پروژه قفل می‌شود و این تمرکز چه هزینه فرصتی برای گروه ایجاد می‌کند. ازاین‌رو، پروژه‌ای که با سرمایه کمتر و دوره کوتاه‌تری به جریان نقدی می‌رسد، در شرایط خاص ممکن است نسبت به پروژه‌ای با بازده نهایی بالاتر اما دوره ساخت و بازگشت طولانی‌تر ارجح باشد. در ادامه، قابلیت توسعه و ارزش اختیاراتی آتی پروژه بررسی می‌شود. بعضی فرصت‌ها در همان مقیاس اولیه خود متوقف می‌شوند، اما برخی دیگر می‌توانند امکان توسعه ظرفیت، توسعه بازار، تکمیل زنجیره ارزش یا ورود به کسب‌وکارهای مکمل را فراهم کنند. این ویژگی‌ها بخشی از ارزش اقتصادی پروژه‌اند، حتی اگر همه آنها در جریان نقدی اولیه قابل مشاهده نباشند. البته ارزش توسعه آتی باید تا حد امکان بر مبنای قابلیت واقعی باشد و از رویکرد خوش‌بینانه نسبت به آینده پرهیز نمود. اما ارزیابی در خوارزمی در همین نقطه پایان نمی‌یابد. اثر سرمایه‌گذاری بر کل پرتفوی گروه نیز باید مشخص شود. یک پروژه در مقیاس مستقل ممکن است جذاب باشد، اما اگر ریسک‌هایی مشابه با بخش عمده دارایی‌های موجود داشته باشد، می‌تواند تمرکز ریسک را افزایش دهد. در مقابل، سرمایه‌گذاری دیگری با بازده مشابه ممکن است از طریق ایجاد تنوع در جریان‌های نقدی یا ورود به یک محرک رشد متفاوت، کیفیت کل پرتفوی را بهبود دهد؛ بنابراین، تصمیم نهایی تنها بر مبنای ارزش پروژه نیست؛ بلکه بر مبنای ارزش افزوده‌ای است که برای پرتفوی ایجاد می‌کند. در اینجا، مفهوم تناسب سرمایه‌گذاری با ظرفیت‌های خوارزمی نیز اهمیت پیدا می‌کند. باید مشخص شود گروه در اجرای این فرصت چه مزیت یا قابلیت متمایزی دارد. ممکن است خوارزمی بتواند از طریق تجربه هلدینگ انرژی، توان ساختارسازی سرمایه‌گذاری، دسترسی به منابع و ابزارهای مالی، تجربه عملیاتی شرکت‌های تابعه یا ایجاد هم‌افزایی میان کسب‌وکارهای گروه، ارزش بیشتری نسبت به یک سرمایه‌گذار دیگر ایجاد کند. این ارزش افزوده باید در ارزیابی لحاظ شود؛ زیرا بخشی از مزیت یک فرصت اقتصادی، به توانایی سرمایه‌گذار برای بهبود اقتصاد آن مربوط است. از این نگاه، تصمیم سرمایه‌گذاری یا عدم سرمایه‌گذاری یک تصمیم دو وجهی ساده نیست. ممکن است یک پروژه در شرایط کنونی به دلیل هزینه سرمایه بالا، ریسک مقرراتی یا جریان نقدی



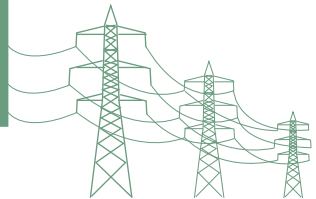
ضعیف موجه نباشد، اما با اصلاح ساختار قرارداد، تغییر مدل ورود، کاهش تعهد سرمایه‌ای یا ورود شریک مناسب، اقتصاد آن بهبود پیدا کند؛ بنابراین، در برخی موارد به جای رد یک فرصت اقتصادی، ساختار سرمایه‌گذاری را بازطراحی می‌کنیم تا ببینیم آیا می‌توان ریسک و بازده آن را به نقطه مطلوب رساند یا خیر. در نهایت، معیار تصمیم‌گیری برای خوارزمی، دستیابی به بازدهی بالاتر از هزینه سرمایه در سطحی از ریسک است که با ظرفیت پذیرش ریسک گروه سازگار باشد و درعین حال، ارزش پرتفوی را نیز افزایش دهد. به همین دلیل، پروژه‌ای که فقط از نظر مالی جذاب است؛ اما سرمایه را برای مدت طولانی قفل می‌کند، جریان نقدی شکننده دارد یا تمرکز ریسک ایجاد می‌کند، در اولویت قرار نمی‌گیرد. ازاین جهت، ارزیابی نهایی یک طرح برای ما از یک پرسش ساده فراتر می‌رود که این پروژه چقدر سود می‌دهد؟ پرسش دقیق‌تر این است که این سرمایه‌گذاری، با چه میزان سرمایه و در چه مدت، چه جریان‌های نقدی و چه سطحی از ریسک ایجاد می‌کند، چه ظرفیتی برای رشد دارد، چه اثری بر کل پرتفوی می‌گذارد و خوارزمی با قابلیت‌های خود چه ارزش افزوده‌ای می‌تواند بر آن بیفزاید. جمع‌بندی این عوامل است که در نهایت مشخص می‌کند سرمایه‌گذاری انجام شود، با چه ساختاری انجام شود و یا اینکه از آن اجتناب شود.

باتوجه‌به گسترش صنعت و فضای کسب‌وکار برق از تولید به حوزه‌هایی مانند ذخیره‌سازی انرژی، خدمات و مدیریت انرژی، زیرساخت‌های هوشمند و کسب‌وکارهای فناوریانه، آیا خوارزمی قصد دارد؛ دامنه سرمایه‌گذاری خود را فراتر از تولید و دارایی‌های نیروگاهی گسترش دهد و به حوزه‌های جدید زنجیره ارزش انرژی وارد شود؟ در صورت تأیید، کدام حوزه‌هایی مانند ذخیره‌سازی انرژی، خدمات و مدیریت انرژی، زیرساخت‌های هوشمند و کسب‌وکارهای فناوریانه را برای توسعه پرتفوی گروه مناسب‌تر می‌دانید و چرا؟

پاسخ این پرسش مثبت است؛ اما با یک ملاحظه اساسی: گسترش دامنه سرمایه‌گذاری خوارزمی نباید به معنای پرانندگی فعالیت در تمام حوزه‌های جدید صنعت برق باشد. مرزهای پرتفوی باید متناسب با تحول صنعت توسعه یابد، اما ورود به هر حوزه باید بر مبنای بلوغ اقتصادی، قابلیت ایجاد مزیت، میزان سرمایه موردنیاز و افق شکل‌گیری جریان نقدی انجام شود. صنعت برق در حال تغییر از یک ساختار متمرکز و تولیدمحور به ساختاری چندلایه است که در آن تولید، شبکه، ذخیره‌سازی، مدیریت مصرف، داده و فناوری به یکدیگر متصل می‌شوند؛ بنابراین، اگر خوارزمی بخواهد در افق بلندمدت جایگاهی پایدار در صنعت انرژی داشته باشد، نمی‌تواند در محدوده مالکیت و توسعه نیروگاه باقی بماند. بااین حال، گسترش دامنه فعالیت باید انتخابی، مرحله‌ای و مبتنی بر قابلیت واقعی گروه باشد. از نظر من، می‌توان حوزه‌های جدید را در سه گروه سرمایه‌گذاری بیان نمود.

گروه نخست؛ حوزه‌هایی است که از امروز قابلیت سرمایه‌گذاری و توسعه دارند. در این دسته، انرژی‌های تجدیدپذیر و برخی کسب‌وکارهای مرتبط با مدیریت و خدمات انرژی قرار می‌گیرند؛ مشروط به آنکه پروژه یا شرکت موردنظر از اقتصاد قابل قبول، بازار مشخص و مدل درآمدی قابل اتکا برخوردار باشد. این حوزه‌ها به دلیل پیوند با نیاز واقعی صنعت و امکان ایجاد جریان نقدی، فاصله کمتری میان طرح و سرمایه‌گذاری دارند.

گروه دوم، حوزه‌هایی هستند که اهمیت آنها برای آینده روشن است، اما ورود به آنها باید مرحله‌ای باشد. ذخیره‌سازی انرژی در این گروه قرار می‌گیرد. اهمیت ذخیره‌سازی با افزایش سهم منابع متناوب و ضرورت انعطاف‌پذیری شبکه بیشتر خواهد شد؛ اما اقتصاد این حوزه هنوز به عواملی مانند هزینه فناوری، طول عمر تجهیزات، سازوکار جبران خدمات، مقررات و مدل درآمدی وابسته است؛ بنابراین، برای خوارزمی رویکرد مناسب می‌تواند سرمایه‌گذاری





محدود و مرحله‌ای، اجرای پروژه‌های اولیه، همکاری با شرکای تخصصی و افزایش تدریجی سرمایه‌گذاری و تعهد تأمین سرمایه متناسب با کاهش عدم قطعیت باشد.

گروه سوم، حوزه‌هایی هستند که از نظر راهبردی باید از امروز رصد و برای ورود احتمالی به آنها قابلیت‌های لازم را ایجاد کرد. بخشی از زیرساخت‌های هوشمند، سامانه‌های پیشرفته مدیریت انرژی، برخی راهکارهای دیجیتال و مدل‌های کسب‌وکار فناورانه هنوز در حال شکل‌گیری‌اند. در این بخش‌ها، بهترین تصمیم؛ سرمایه‌گذاری مستقیم و سنگین نیست. گاهی ایجاد ارتباط با شرکت‌های فناوری، اجرای پروژه‌های آزمایشی، مشارکت محدود یا شناسایی شرکای مناسب، ارزش بیشتری از تخصیص فوری سرمایه ایجاد می‌کند.

در این میان، ذخیره‌سازی انرژی از یک جهت برای خوارزمی مطلوب است که می‌تواند میان تولید و مصرف پیوند ایجاد کند و بخشی از مسئله انعطاف‌پذیری شبکه را حل کند. اما باید دید یک سامانه ذخیره‌سازی از کجا درآمد ایجاد می‌کند؛ آیا از جابه‌جایی زمانی انرژی، مدیریت اوج مصرف، ارائه خدمات شبکه یا ترکیبی از این موارد است؟ زیرا هرچه مدل درآمدی روشن‌تر و قابل اتکاتر شود، جذابیت سرمایه‌گذاری نیز افزایش خواهد یافت. البته در خدمات و مدیریت انرژی، رویکرد و روش‌شناسی سرمایه‌گذاری متفاوت است. در اینجا ارزش اقتصادی از مالکیت ظرفیت تولید ایجاد نمی‌شود؛ بلکه از کاهش هزینه انرژی، بهینه‌سازی مصرف، مدیریت بار، افزایش بهره‌وری و ارائه خدمات تخصصی به مصرف‌کننده شکل می‌گیرد. این حوزه از این جهت برای

خوارزمی مهم است که برخی از مدل‌های آن نسبت به نیروگاه، سرمایه‌بر نیستند و امکان توسعه و مقیاس‌پذیری بیشتری دارند. درعین‌حال، مزیت رقابتی در این بخش بیشتر به دانش، فناوری، دسترسی به مشتری و توان اجرای راهکارهای موردنیاز وابسته است. زیرساخت‌های هوشمند نیز باید در چارچوبی وسیع‌تر دیده شوند. شبکه برق آینده برای مدیریت منابع پراکنده، تجدیدپذیرها، ذخیره‌سازها و بارهای متغیر، به سنجش، ارتباطات، اتوماسیون، تحلیل داده و کنترل پیشرفته نیاز دارد؛ بنابراین، فرصت سرمایه‌گذاری ممکن است در خود شبکه یا تجهیزات اصلی آن نباشد، بلکه در

کسب‌وکارهایی شکل بگیرد که لایه اطلاعاتی و کنترلی این شبکه را ایجاد می‌کنند. از همین‌رو، جذابیت این حوزه برای خوارزمی زمانی افزایش می‌یابد که یک راهکار فناورانه بتواند به کسب‌وکاری با مشتری مشخص، درآمد تکرارشونده و قابلیت توسعه تبدیل شود. در مورد کسب‌وکارهای فناورانه نیز باید احتیاط بیشتری روا داشت. تجربه نشان داده است که میان فناوری جذاب و کسب‌وکار جذاب فاصله وجود دارد. برای یک هلدینگ سرمایه‌گذاری، ارزش یک فناوری زمانی معنا پیدا می‌کند که مسئله مشخصی از صنعت را با هزینه‌ای رقابتی حل کند، بازار قابل دستیابی داشته باشد و بتواند مزیت خود را در مقیاس تعریف شده حفظ کند؛ بنابراین، در این حوزه بیش از آنکه به خود فناوری توجه کنیم، به تناسب فناوری با مسئله واقعی صنعت و کیفیت مدل کسب‌وکار توجه خواهیم کرد. در تعیین اولویت‌ها نیز، علاوه بر جذابیت بازار، باید یک سؤال دیگر را مطرح کنیم؛ چرا خوارزمی باید در این حوزه وارد شود؟ اگر یک حوزه به منابع عظیم سرمایه، فناوری بسیار تخصصی و شبکه‌ای از قابلیت‌ها نیاز داشته باشد که خارج از ظرفیت‌های گروه است، ممکن است حتی در صورت جذابیت بازار، اولویت پایین‌تری داشته باشد. در مقابل، حوزه‌ای که بتواند به دارایی‌های موجود، مشتریان بالقوه، هلدینگ انرژی یا سایر ظرفیت‌های گروه متصل شود، ظرفیت بیشتری برای تبدیل‌شدن به مزیت رقابتی خواهد داشت. عامل مهم دیگر، امکان آزمون و یادگیری پیش از تعهد سرمایه در مقیاس بزرگ است. در حوزه‌های نوظهور، عدم قطعیت بالاست و ارزش اطلاعاتی که از یک پروژه محدود به دست می‌آید، می‌تواند بسیار زیاد

باشد؛ بنابراین، خوارزمی می‌تواند در برخی حوزه‌ها با سرمایه‌گذاری مرحله‌ای وارد شود و هر مرحله را به تحقق شاخص‌های مشخصی مانند اثبات فناوری، پذیرش مشتری، کاهش هزینه یا دستیابی به مدل درآمدی مشروط کند. این روش، ریسک ورود زودهنگام را کاهش می‌دهد و درعین‌حال امکان استفاده از فرصت را حفظ می‌کند. از سوی دیگر، ورود دیرنگام نیز می‌تواند هزینه فرصت داشته باشد. اگر صبر کنیم تا تمام عدم قطعیت‌ها از بین برود، ممکن است بخش مهمی از فرصت، شرکای مناسب یا جایگاه رقابتی را از دست بدهیم؛ بنابراین، مسئله اصلی برای خوارزمی چه زمانی وارد شویم؟ است، نه آیا وارد شویم؟ زمان ورود باید جایی انتخاب شود که نسبت میان عدم قطعیت، ارزش اختیار و سرمایه موردنیاز برای ورود، به نقطه قابل قبولی برسد.

در انتها، من توسعه حوزه‌های جدید را بخشی از مدیریت اختیارهای راهبردی خوارزمی می‌دانم. لازم نیست امروز برای تمام فرصت‌های آینده سرمایه‌گذاری سنگین انجام دهیم؛ اما باید بتوانیم گزینه‌های ارزشمند را شناسایی کنیم، درک فنی و اقتصادی لازم را به دست آوریم. شرکای مناسب را پیدا کنیم و در زمان مناسب، امکان ورود در مقیاس بزرگ‌تر را داشته باشیم. این رویکرد به خوارزمی اجازه می‌دهد هم از موج‌های جدید تحول صنعت عقب نماند



سرمایه‌گذاری چگونه هدایت و مدیریت می‌شوند؟

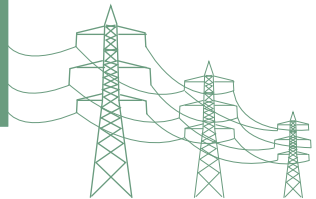
یکی از مهم‌ترین قابلیت‌های یک هلدینگ سرمایه‌گذاری، توانایی ایجاد دسترسی پایدار به فرصت‌های باکیفیت و تبدیل آنها به سرمایه‌گذاری‌های قابل‌اجرا است. در صنعت برق و انرژی، این قابلیت اهمیت بیشتری دارد؛ زیرا بسیاری از فرصت‌های ارزشمند پیش از آنکه به یک پروژه آماده اجرا یا واگذاری یا یک معامله عمومی تبدیل شوند، در قالب ایده، مجوز، زمین، ظرفیت اتصال، فناوری، شرکت تخصصی یا یک رابطه تجاری شکل می‌گیرند. از این‌رو، ظرفیت‌های خوارزمی در حوزه انرژی را نباید در دارایی‌های موجود یا تجربه گذشته محدود کرد. دانش انباشته، شناخت صنعت، شبکه و روابط حرفه‌ای، تجربه شرکت‌های تابعه، اعتبار نهادی و دسترسی به طیف متنوعی از بازیگران صنعت می‌توانند منشأ شکل‌گیری یک جریان مستمر از فرصت‌های سرمایه‌گذاری باشند. هدف این است که این ظرفیت‌ها از یک سرمایه دانشی و ارتباطی به یک قابلیت سازمان‌یافته برای منشأیابی فرصت تبدیل شوند. به همین دلیل، در خوارزمی باید میان دریافت فرصت و ایجاد فرصت تفاوت قائل شویم. فرصت‌هایی که به‌صورت آماده به بازار عرضه می‌شوند، تنها بخشی از بازار سرمایه‌گذاری را تشکیل می‌دهند. بخش مهم‌تر، فرصت‌هایی است که

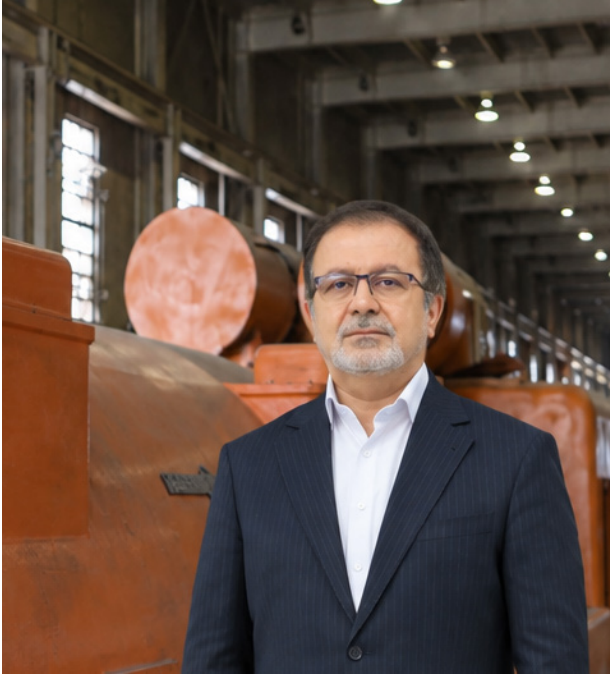
با شناسایی یک نیاز، یک دارایی کم‌ارزش‌گذاری‌شده، یک شرکت دارای ظرفیت توسعه، یک پروژه نیمه‌تمام یا یک شریک احتمالی دارای قابلیت، می‌توان آنها را شکل داد و برای سرمایه‌گذاری آماده کرد و این بخش می‌تواند منبع اصلی مزیت رقابتی یک هلدینگ توسعه‌گرا باشد. برای ایجاد چنین جریانی، نخست باید یک سامانه منسجم برای پایش صنعت و منشأیابی فرصت‌ها داشته باشیم. پایش مستمر روندهای سرمایه‌گذاری، تحولات مقرراتی، برنامه‌های توسعه ظرفیت، وضعیت دارایی‌های موجود، نیازهای صنایع بزرگ، تغییرات فناوری و ظهور شرکت‌های تخصصی، امکان می‌دهد فرصت‌ها پیش از رسیدن به مرحله عمومی شناسایی شوند. در کنار این پایش، ارتباط مستمر با توسعه‌دهندگان پروژه، شرکت‌های فنی و مهندسی، سرمایه‌داران، تأمین‌کنندگان فناوری و مصرف‌کنندگان بزرگ انرژی نیز اهمیت زیادی دارد. اما باید توجه داشت که شناسایی تعداد زیادی فرصت به‌تنهایی ارزش ایجاد نمی‌کند. چالش اصلی، تفکیک فرصت واقعی از فرصت ظاهری است؛ بنابراین، فرصت‌های شناسایی‌شده باید در مراحل مختلف غربال شوند. در مرحله ابتدایی، تناسب آنها با حوزه‌های هدف خوارزمی، اندازه فرصت، قابلیت توسعه و امکان ایجاد مزیت رقابتی بررسی می‌شود. فرصت‌هایی که از این

مرحله عبور می‌کنند، وارد ارزیابی عمیق‌تر اقتصادی، مالی، فنی، حقوقی و تجاری می‌شوند. در اینجا یک نکته مهم وجود دارد، غربالگری نباید فقط برای حذف فرصت‌ها باشد؛ باید برای اصلاح و پرورش آنها نیز استفاده شود. ممکن است یک فرصت در وضعیت اولیه از نظر اقتصادی موجه و جذاب نباشد، اما با تغییر ساختار معامله، ورود شریک مناسب، اصلاح مدل درآمدی، مرحله‌بندی سرمایه‌گذاری یا بازطراحی پروژه، به یک فرصت مطلوب برای سرمایه‌گذاری تبدیل شود؛ بنابراین، نقش ما فقط انتخاب یا رد فرصت‌های پیش‌رو نیست؛ بلکه در مواردی ساختارسازی و بالغ‌کردن فرصت نیز هست. پس از غربالگری، ارزیابی دقیق باید مشخص کند که فرصت از نظر اقتصادی، فنی، حقوقی، تجاری و مالی چه کیفیتی دارد. در این مرحله، همان معیارهایی که درباره آنها در سؤالات قبلی صحبت کردیم شامل؛ بازده، ریسک، جریان‌های نقدی، هزینه سرمایه، افق سرمایه‌گذاری، قابلیت توسعه و تناسب با پرتفوی، در سطح عمیق‌تری بررسی می‌شوند. نکته مهم این است که ارزیابی باید مبتنی بر مفروضات شفاف و قابل‌آزمون باشد و نقاط اصلی عدم قطعیت نیز به‌صورت روشن مشخص شوند. در فرصت‌های پیچیده، زمان‌بندی تصمیم نیز اهمیت دارد. همه فرصت‌ها را نمی‌توان تا زمانی که تمام ابهامات رفع شود کنار گذاشت؛ زیرا ممکن است در این فاصله، فرصت از دست برود. از سوی دیگر، ورود شتاب‌زده نیز می‌تواند سرمایه گروه را در معرض ریسک غیرضروری قرار دهد؛ بنابراین، در برخی موارد، بهترین تصمیم، حفظ اختیار ورود از طریق سرمایه‌گذاری محدود، توافق اولیه با شریک، مطالعه توسعه‌ای یا مشارکت مرحله نخست است تا پس از کاهش

**راهبرد پنج‌ساله
خوارزمی، توسعه
هدفمند پرتفوی
انرژی با اتکا به
انضباط سرمایه‌ای
و مدیریت فعال
سرمایه است**

عدم قطعیت، درباره تعهد یا تأمین سرمایه بیشتر تصمیم‌گیری شود. یکی دیگر از الزامات، ایجاد جریان مستمر و نه موردی فرصت‌ها است. اگر فرصت‌یابی به چند پروژه‌ای که به‌صورت تصادفی به گروه معرفی می‌شوند وابسته باشد، کیفیت تصمیم‌گیری نیز تابع کیفیت عرضه فرصت خواهد بود. هدف باید ایجاد یک سبد متنوع و باکیفیت از فرصت‌ها در مراحل مختلف بلوغ باشد؛ به‌گونه‌ای که همواره تعدادی فرصت برای ارزیابی، تعدادی برای ساختارسازی و تعدادی برای تصمیم نهایی در اختیار گروه باشد. این موضوع انعطاف بیشتری برای انتخاب در شرایط متغیر بازار ایجاد می‌کند. همچنین لازم است کیفیت جریان فرصت‌ها با تعداد آنها اشتباه نشود. افزایش تعداد پروژه‌های در دست بررسی، به‌خودی‌خود نشانه عملکرد خوب نیست. معیار بهتر این است که چه تعداد از فرصت‌ها از فیلترهای اصلی عبور می‌کنند، چه میزان از سرمایه‌گذاری‌های نهایی از همین جریان فرصت‌ها اجرا می‌شوند و این سرمایه‌گذاری‌ها تا چه اندازه به اهداف تعیین شده از قبیل؛ بازده، توسعه و خلق ارزش موردانتظار دست می‌یابند. از نظر سازمانی، این فرایند باید به‌گونه‌ای طراحی شود که اطلاعات حاصل از هر سرمایه‌گذاری به فرصت‌های بعدی منتقل شود. اگر تجربه یک پروژه فقط در همان پروژه باقی بماند، سازمان هر بار باید از نقطه صفر آغاز کند. اما اگر دانش حاصل از ارزیابی، مذاکره، اجرا، بهره‌برداری و حتی شکست‌های سرمایه‌گذاری ثبت و به چرخه بعدی منتقل شود، قابلیت منشأیابی و انتخاب فرصت به یک مزیت دانشی تبدیل خواهد شد. نقش شرکت‌های تابعه در این میان نیز بسیار مهم است. شرکت‌های عملیاتی، به دلیل حضور در بازار و تماس مستقیم با واقعیت‌های صنعت، می‌توانند زودتر از ستاد گروه تغییرات تقاضا، مشکلات فنی، فرصت‌های توسعه، فناوری‌های جدید و نیازهای مشتریان را مشاهده کنند؛ بنابراین، باید بین توان توسعه و سرمایه‌گذاری در سطح گروه و دانش عملیاتی شرکت‌های تابعه جریان دوسویه‌ای وجود داشته باشد تا فرصت‌ها از سطح میدان عملیات به سطح تصمیم سرمایه‌گذاری منتقل شوند و برعکس، تصمیم‌های سرمایه‌گذاری نیز از قابلیت‌های اجرایی شرکت‌ها استفاده کنند؛ بنابراین، هدف این نیست که خوارزمی یک مرکز دریافت پروژه





باشد؛ هدف، ایجاد یک فرایند سازمانی برای شناسایی، پرورش و انتخاب فرصت‌های سرمایه‌گذاری است. این قابلیت زمانی شکل می‌گیرد که پیش‌مستمر بازار، شبکه شرکا، دانش صنعت، تحلیل سرمایه‌گذاری، ساختارسازی معاملات و تجربه عملیاتی در یک چرخه واحد به هم متصل شوند. به نظر من، موفقیت این فرایند زمانی معنا پیدا می‌کند که خوارزمی بتواند پیش از آنکه یک فرصت به یک پروژه عمومی و رقابتی تبدیل شود، آن را شناسایی کند؛ پیش از سرمایه‌گذاری، نقاط ضعف آن را اصلاح کند و پس از سرمایه‌گذاری، از قابلیت‌های خود برای افزایش ارزش آن استفاده کند. در این صورت، مزیت خوارزمی دیگر فقط دسترسی به سرمایه نخواهد بود؛ بلکه دسترسی به فرصت، کیفیت انتخاب و توان تبدیل فرصت به ارزش خواهد بود. البته؛ ما به دنبال ایجاد یک جریان بی‌پایان از پروژه‌ها نیستیم؛ بلکه به دنبال شکل‌دادن به جریانی مستمر، متنوع و باکیفیت از فرصت‌هایی هستیم که هر یک پس از عبور از فیلترهای راهبردی، اقتصادی و ریسک، ظرفیت تبدیل شدن به یک سرمایه‌گذاری ارزش‌آفرین برای خوارزمی را داشته باشند.

در افق پنج‌ساله پیش‌رو، رویکرد سرمایه‌گذاری خوارزمی در صنعت برق بر چه اولویت‌ها و اصولی باید استوار باشد و سرمایه‌گذاری‌های آتی گروه با چه ویژگی‌هایی می‌توانند هم‌زمان بازده اقتصادی، تاب‌آوری پرتفوی و جایگاه راهبردی خوارزمی در صنعت انرژی را ارتقا دهند؟

اگر بخواهم رویکرد سرمایه‌گذاری خوارزمی در صنعت برق و انرژی را در افق پنج‌ساله در یک چارچوب منسجم تعریف کنم، نقطه شروع آن انضباط در تخصیص سرمایه و تمرکز بر کیفیت ارزش‌آفرینی است. به عبارتی دیگر؛ گروه باید سرمایه خود را به‌گونه‌ای تخصیص دهد که میان بازده اقتصادی، ریسک، نقدشوندگی، افق سرمایه‌گذاری و ظرفیت رشد آینده توازن برقرار شود و هر سرمایه‌گذاری بتواند جایگاه مشخصی در معماری پرتفوی انرژی داشته باشد. اصل نخست، انتخاب‌گری و انضباط سرمایه‌ای است. در پنج سال آینده، محدودیت سرمایه باید ما را به سمت انتخاب فرصت‌های بهتر سوق دهد، نه اینکه مانعی برای توسعه تلقی شود. هر سرمایه‌گذاری باید در مقایسه با گزینه‌های جایگزین سنجیده شود و برخورداری از بازده مطلوب به‌تنهایی برای ورود کافی نباشد. سرمایه باید در فرصت‌هایی قرار گیرد که پس از لحاظ هزینه سرمایه، ریسک و هزینه فرصت، بتوانند ارزش اقتصادی قابل‌دفاعی ایجاد کنند. اصل دوم، تعادل میان درآمد جاری و رشد آینده است. یک پرتفوی مطلوب انرژی نمی‌تواند فقط از پروژه‌های توسعه‌ای و بلندمدت تشکیل شود، همان‌گونه که اتکا به دارایی‌های بالغ نیز ظرفیت رشد گروه را محدود می‌کند. ازاین‌رو، بخشی از پرتفوی باید بر دارایی‌ها و کسب‌وکارهایی متمرکز باشد که جریان نقدی و درآمد باثبات ایجاد می‌کنند؛ بخشی به پروژه‌های توسعه‌ای و دارای ظرفیت رشد اختصاص یابد و بخشی نیز برای ورود مرحله‌ای به حوزه‌هایی که می‌توانند موقعیت آینده گروه را شکل دهند، در نظر گرفته شود. اصل سوم، فعال‌بودن مدیریت سرمایه در طول چرخه

عمر سرمایه‌گذاری است. به نظر من؛ تصمیم سرمایه‌گذاری با خرید یا احداث یک دارایی پایان نمی‌یابد. ارزش واقعی زمانی ایجاد می‌شود که پس از ورود، امکان بهبود بهره‌وری، توسعه ظرفیت، اصلاح ساختار اقتصادی، افزایش ارزش دارایی و در زمان مناسب، بازتخصیص سرمایه وجود داشته باشد؛ بنابراین، در افق پنج‌ساله، توانایی تصمیم‌گیری درباره حفظ، توسعه، مشارکت، واگذاری یا انتقال سرمایه از یک فرصت به فرصت دیگر، باید بخشی از قابلیت اصلی گروه باشد. اصل چهارم، توسعه هدفمند در زنجیره ارزش انرژی است. خوارزمی نباید با هدف حضور در همه حوزه‌های صنعت برق حرکت کند؛ بلکه باید نقاطی را انتخاب کند که در آنها بتواند از ترکیب سرمایه، دانش تخصصی، تجربه عملیاتی و توان توسعه کسب‌وکار خود مزیت ایجاد کند. در این چارچوب، حفظ و ارتقای دارایی‌های موجود، توسعه تجدیدپذیرها و بررسی انتخابی حوزه‌هایی مانند ذخیره‌سازی، خدمات انرژی و راهکارهای هوشمند می‌تواند در دستور کار قرار گیرد؛ اما مقیاس و زمان ورود به هر حوزه باید متناسب با بلوغ اقتصادی و مزیت واقعی گروه تعیین شود. اصل پنجم، تنوع‌بخشی هوشمندانه و نه پراکنده است. تاب‌آوری پرتفوی تنها از طریق افزایش تعداد سرمایه‌گذاری‌ها ایجاد نمی‌شود. تنوع زمانی ارزشمند است که بتواند وابستگی سبد به یک منبع درآمد، یک فناوری، یک نوع قرارداد یا یک ریسک خاص را کاهش دهد؛ بنابراین، آنچه اهمیت دارد، ایجاد ترکیبی از سرمایه‌گذاری‌ها با ویژگی‌های مکمل است؛ به‌گونه‌ای که افت عملکرد یک بخش کل پرتفوی را تحت‌تأثیر قرار ندهد و درعین حال، تمرکز مدیریتی و تخصصی گروه نیز حفظ شود. در این میان، مدیریت ریسک باید از یک وظیفه کنترلی به بخشی از ساختار و سازوکار تخصیص سرمایه تبدیل شود. در صنعت برق، ریسک مقرراتی، بازار، شبکه، فناوری، تأمین تجهیزات، ساخت و بهره‌برداری می‌توانند در دوره‌های مختلف شدت متفاوتی داشته باشند؛ بنابراین، پرتفوی آینده باید به‌گونه‌ای طراحی شود که نه فقط در سناریوی پایه، بلکه در برابر تغییرات معنادار در متغیرهای کلیدی نیز تاب‌آوری مناسبی داشته باشد. به دیگر سخن، ما باید بدانیم کجا ریسک می‌پذیریم، چرا آن را می‌پذیریم و در ازای آن چه بازدهی مطالبه می‌کنیم. هم‌زمان، باید مزیت رقابتی خوارزمی را از سطح یک ویژگی به سطح یک قابلیت سازمانی ارتقا دهیم. اگر گروه بتواند فرصت‌ها را زودتر شناسایی کند، ارزیابی دقیق‌تری انجام دهد، ساختار مناسب‌تری برای ورود طراحی کند، از تجربه شرکت‌های تابعه بهره بگیرد و پس از سرمایه‌گذاری نیز ارزش دارایی را افزایش دهد، آن‌گاه مزیت رقابتی خوارزمی در خود فرایند سرمایه‌گذاری شکل خواهد گرفت و قابل تکرار خواهد بود. ازاین‌رو، سرمایه‌گذاری‌های مطلوب پنج سال آینده باید دارای ویژگی‌های مشترکی از جمله؛ اقتصاد قابل‌دفاع، جریان نقدی باکیفیت، ریسک قابل‌مدیریت، میزان سرمایه‌ی متناسب، قابلیت توسعه و مقیاس‌پذیری، تناسب با پرتفوی و امکان ایجاد ارزش افزوده از طریق قابلیت‌های خوارزمی باشند. البته همان‌گونه که پیش‌تر گفته شد؛ همه سرمایه‌گذاری‌ها لازم نیست تمام این ویژگی‌ها را با یک شدت داشته باشند؛ اما هر سرمایه‌گذاری باید روشن کند که در ازای سرمایه‌ای که دریافت می‌کند، چه ارزش اقتصادی یا راهبردی مشخصی برای گروه ایجاد خواهد کرد. در پایان، جایگاه راهبردی خوارزمی در صنعت انرژی نیز باید پیامد طبیعی همین رویکرد باشد، زیرا اگر بتوانیم سرمایه را به‌درستی تخصیص دهیم، در نقاط مناسب زنجیره ارزش حضور پیدا کنیم، دارایی‌ها را فعالانه مدیریت کنیم و به‌موقع سرمایه را بازتخصیص دهیم، در آن صورت مقیاس و جایگاه گروه نیز به‌صورت پایدار ارتقا خواهد یافت؛ بنابراین؛ هدف خوارزمی در افق پنج‌ساله این است که پرتفوی انرژی خود را از مجموعه‌ای از سرمایه‌گذاری‌های منفرد به یک نظام منسجم و فعال خلق ارزش تبدیل کند؛ نظامی که در آن هر دارایی یا کسب‌وکار، جایگاه مشخصی در سبد دارد و سرمایه، متناسب با عملکرد و چشم‌انداز هر فرصت جابه‌جا می‌شود و توسعه پرتفوی تابع فرصت‌های واقعی و مزیت‌های گروه است. اگر بخواهم این رویکرد را در یک جمله خلاصه کنم، می‌توانم گفت؛ راهبرد پنج‌ساله خوارزمی در صنعت برق، رشد پرتفوی از مسیر انضباط سرمایه‌گذاری، توسعه هدفمند و مدیریت فعال چرخه عمر سرمایه است؛ به‌گونه‌ای که هر واحد سرمایه، علاوه بر ایجاد بازده اقتصادی، به افزایش کیفیت پرتفوی و تقویت جایگاه خوارزمی در صنعت انرژی کمک نماید.

مهم‌ترین روندهای بازار برق جهان

بازارهای برق جهان در حال گذار از یک مدل نسبتاً ساده مبتنی بر نیروگاه‌های متمرکز و سوخت‌های فسیلی به سمت سیستمی پیچیده‌تر، دیجیتالی‌تر و انعطاف‌پذیرتر هستند.

- رشد انرژی‌های تجدیدپذیر، ترکیب تولید برق جهان را به تدریج تغییر داده است.
- افزایش سهم منابع متغیر مانند خورشید و باد، نیاز به انعطاف‌پذیری سیستم برق را افزایش داده است.
- شبکه‌های انتقال و توزیع به یکی از گلوگاه‌های اصلی گذار انرژی تبدیل شده‌اند.
- ذخیره‌سازی انرژی، به‌ویژه باتری‌ها، از یک فناوری جانبی به یکی از اجزای مهم سیستم برق آینده تبدیل می‌شود.
- رشد مراکز داده و توسعه هوش مصنوعی، تقاضای جدید و قابل توجهی برای برق ایجاد کرده است.
- بازارهای برق برای پاسخ به این شرایط، به سمت توسعه بازارهای کوتاه‌مدت، خدمات جانبی، بازار ظرفیت و ابزارهای مدیریت ریسک حرکت کرده‌اند.

روندهای اصلی سرمایه‌گذاری در صنعت برق آینده

- توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر
- سرمایه‌گذاری گسترده‌تر در شبکه‌های انتقال و توزیع
- رشد سریع ذخیره‌سازی انرژی
- افزایش اهمیت نیروگاه‌های انعطاف‌پذیر
- توسعه نیروگاه‌های خودتأمین و تولید پراکنده
- گسترش قراردادهای بلندمدت خرید برق
- استفاده از فناوری‌های دیجیتال و هوش مصنوعی در مدیریت دارایی‌ها
- افزایش تقاضای برق ناشی از مراکز داده و اقتصاد دیجیتال

مهم‌ترین الزامات سرمایه‌گذاری جدید در صنعت برق در ایران

- بهبود مدل‌های فروش برق و ایجاد درآمد قابل پیش‌بینی
- کاهش ریسک‌های مقرراتی
- توسعه ابزارهای تأمین مالی بلندمدت
- تقویت بازار برق و بورس انرژی
- ایجاد سازوکارهای مناسب برای توسعه ذخیره‌سازی و مدیریت مصرف
- توجه هم‌زمان به توسعه تولید و شبکه
- انتخاب پروژه بر اساس مزیت واقعی اقتصادی، نه صرفاً ظرفیت اسمی

محورهای جدید رگولاتوری

- حفظ رقابت و کنترل قدرت بازار
- تضمین امنیت تأمین
- تسهیل اتصال منابع جدید به شبکه
- توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر
- ایجاد انگیزه برای انعطاف‌پذیری و ذخیره‌سازی
- مدیریت داده و نظارت هوشمند بر بازار

پیام اصلی این شماره آن است که صنعت برق از یک صنعت صرفاً زیرساختی به یکی از عوامل مهم رشد اقتصادی، توسعه صنعتی و تحول دیجیتال تبدیل شده است. در این شرایط، سرمایه‌گذاری در صنعت برق دیگر تنها به احداث و مالکیت نیروگاه محدود نیست و دسترسی به شبکه، انعطاف‌پذیری، ذخیره‌سازی، فناوری، قرارداد فروش، قابلیت اطمینان و مدیریت ریسک اهمیت فزاینده‌ای پیدا کرده‌اند. ناترازی برق ایران نیز صرفاً یک مسئله تولید نیست، بلکه نیاز به سرمایه‌گذاری در کل زنجیره تولید، انتقال، توزیع، مصرف و ساختار بازار برق را نشان می‌دهد. در سطح جهانی، سرمایه‌گذاری‌ها نیز به سمت تجدیدپذیرها، شبکه، ذخیره‌سازی و زیرساخت‌های تأمین برق اقتصاد دیجیتال حرکت می‌کنند. از این رو، فرصت‌های آینده در بخش‌هایی شکل می‌گیرند که بتوانند برق مطمئن، انعطاف‌پذیری و بازده اقتصادی پایدار ایجاد کنند.

مروری بر مهم‌ترین‌های این شماره

اقتصاد و بازار انرژی

تحولات اقتصاد جهانی و بازارهای انرژی، محیط تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران در صنعت برق را به‌طور مستقیم تحت تأثیر قرار می‌دهد.

- قیمت نفت، گاز طبیعی و زغال‌سنگ همچنان تحت تأثیر هم‌زمان رشد اقتصادی، سیاست‌های انرژی و ریسک‌های ژئوپلیتیک قرار دارند.
- بازار گاز طبیعی با تفاوت قابل توجه قیمت در مناطق مختلف جهان مواجه است و این موضوع، اهمیت امنیت عرضه و تنوع بخشی به منابع انرژی را افزایش داده است.
- فلزات پایه، به‌ویژه فلزات مورد استفاده در توسعه شبکه، انرژی‌های تجدیدپذیر و زیرساخت‌های جدید انرژی، به یکی از متغیرهای مهم هزینه سرمایه‌گذاری تبدیل شده‌اند.
- طلا و سایر دارایی‌های امن نیز در شرایط افزایش نااطمینانی اقتصادی و ژئوپلیتیک، مورد توجه سرمایه‌گذاران قرار گرفته‌اند.
- در اقتصاد ایران، متغیرهایی مانند رشد اقتصادی، تورم، نرخ ارز، بهره و محدودیت تأمین مالی نقش مهمی در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های انرژی دارند.
- صنعت برق به دلیل سرمایه‌بر بودن، بیش از بسیاری از صنایع دیگر به هزینه سرمایه و دسترسی به منابع مالی بلندمدت حساس است.

چند عدد و نکته مهم بازار برق ایران

بازار برق ایران با یک واقعیت اساسی روبه‌رو است: تقاضای برق با سرعت قابل توجهی افزایش یافته، در حالی که توسعه زیرساخت‌های تولید و شبکه همواره متناسب با این رشد پیش نرفته است.

- مصرف نهایی برق کشور از حدود ۲۲۰ میلیارد کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۳ به حدود ۳۴۷ میلیارد کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ رسیده است.
- این به معنای رشد حدود ۵۸ درصدی مصرف برق طی حدود یک دهه است.
- صنعت و بخش خانگی، بزرگ‌ترین بخش‌های مصرف‌کننده برق کشور محسوب می‌شوند.
- بخش قابل توجهی از مصرف برق در تعداد محدودی از استان‌ها و قطب‌های صنعتی کشور متمرکز شده است.
- این تمرکز جغرافیایی باعث شده مسئله محل تولید و دسترسی به شبکه به اندازه ظرفیت اسمی نیروگاه اهمیت پیدا کند.
- ترکیب ظرفیت نیروگاهی کشور همچنان تحت سلطه نیروگاه‌های حرارتی، به‌ویژه سیکل ترکیبی و گازی، قرار دارد.
- در مقابل، توسعه نیروگاه‌های خورشیدی، تولید پراکنده و نیروگاه‌های خودتأمین در حال تغییر تدریجی ترکیب تولید برق کشور است.
- ناترازی برق، علاوه بر کمبود ظرفیت تولید، به موضوعاتی مانند محدودیت انتقال، شرایط شبکه، الگوی مصرف، راندمان نیروگاه‌ها و مدیریت تقاضا نیز وابسته است.



توسعه برق و انرژی سپهر معماری زنجیره ارزش در افق صنعت برق

شرکت توسعه برق و انرژی سپهر که در سال ۱۳۹۱ با هدف مدیریت، راهبری و تحول در دارایی‌های استراتژیک نیروگاه شهید منتظر قائم تأسیس شد، امروزه با مالکیت صددرصدی بخش بخار و سیکل ترکیبی این مجموعه، به یکی از بازیگران کلیدی و اثرگذار زنجیره تولید انرژی در کشور بدل گشته است. این نگاه اقتصادی با بهره‌گیری از پشتوانه مدیریتی و مالی گروه خوارزمی و تلفیق فناوری‌های نوین با دانش تخصصی، مأموریت کلان خود را بر سرمایه‌گذاری هدفمند در حوزه نیروگاه‌های حرارتی و تجدیدپذیر، ارتقای بهره‌وری عملیاتی و خلق ارزش پایدار برای سهامداران استوار کرده است.

این هلدینگ جهت تکمیل زنجیره ارزش خود، بر چهار بازوی عملیاتی متمرکز است؛ نخست، شرکت مدیریت تولید برق منتظر قائم که مسئولیت بهره‌برداری و نگهداری نیروگاه‌های بزرگ را بر عهده دارد، و در کنار آن شرکت نیروپارسه که در زمینه احداث و بهره‌برداری از نیروگاه‌های مقیاس کوچک (CHP) فعالیت می‌کند. همچنین، شرکت برق و انرژی خورشیدی کیمیا در حوزه انرژی‌های پاک و شرکت نیروآفرین در عرصه نیروگاه‌های گازی مقیاس کوچک، حلقه‌های دیگر این زنجیره را تشکیل می‌دهند. پیشبرد پروژه ۲۰ مگاواتی «سپهر دامغان» نیز نشانگر گذار استراتژیک هلدینگ به سبد انرژی سبز است؛ رویکردی که در کنار صیانت از دارایی‌های موجود، بر تقویت توانمندی‌های مهندسی و افزایش قابلیت اطمینان شبکه تأکید دارد.

در بخش بازرگانی، استراتژی شرکت بر تنوع‌بخشی ساختاریافته به

کانال‌های فروش و بهره‌برداری حداکثری از ابزارهای نوین بازار استوار شده است. هم‌اکنون تخصیص توان تولیدی به قراردادهای دوجانبه با صنایع و شرکت‌های خرده‌فروشی، در کنار معاملات مشتقه بورس انرژی، ساختاری منعطف برای شرکت ایجاد کرده است؛ به‌طوری‌که مابقی توان در دسترس نیز در بازار عمده‌فروشی برق مدیریت شبکه تزریق می‌شود. این چپ‌نشین چندوجهی نه‌تنها انعطاف‌پذیری بازرگانی شرکت را در برابر نوسانات بازار به شکل معناداری افزایش داده، بلکه به عنوان سازوکاری کارآمد جهت بهینه‌سازی دوره وصول مطالبات و مدیریت متوازن جریان‌های نقدی عمل می‌کند. این تحولات ساختاری در نتایج عملکردی هلدینگ نیز بازتابی ملموس داشته است، به‌گونه‌ای که در سه‌ماهه نخست سال ۱۴۰۵، درآمد‌های عملیاتی شرکت با رشد ۱۶ درصدی نسبت به دوره مشابه سال قبل، به مرز ۴,۷۱۶ میلیارد ریال رسید.

مجموع این اقدامات، جایگاه «برق و انرژی سپهر» را از یک مجموعه صرفاً متمرکز بر مدیریت دارایی‌های نیروگاهی، به نهادی فعال در توسعه، بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری در زنجیره برق و انرژی ارتقا داده است. این هلدینگ اکنون با نگاهی جامع، هم‌زمان به بهینه‌سازی دارایی‌های حرارتی، توسعه نیروگاه‌های مقیاس کوچک و سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر می‌پردازد و تقویت بنیان‌های فنی، مهندسی و ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق را به عنوان موتور پیش‌رانش توسعه خود پیگیری می‌کند.

مدیر عامل شرکت توسعه برق و انرژی سپهر از راهبرد اصلی می‌گوید:

حرکت به سمت یکپارچه‌سازی و تنوع بخشی در زنجیره ارزش انرژی

راهبرد اصلی گروه برق و انرژی سپهر برای توسعه کسب‌وکار در صنعت برق چیست و این شرکت در افق پیش‌رو بیشتر بر توسعه نیروگاه‌های متعارف، تجدیدپذیرها، تولیدپراکنده یا سایر بخش‌های زنجیره برق تمرکز خواهد کرد؟

اگر بخواهم راهبرد شرکت توسعه برق و انرژی سپهر را در یک جمله خلاصه کنم، باید بگویم که راهبرد ما حرکت از یک شرکت صرفاً تولیدکننده برق به یک مجموعه یکپارچه و متنوع در زنجیره ارزش انرژی است.

صنعت برق ایران در حال ورود به دوره‌ای متفاوت از گذشته است. ناترازی میان عرضه و تقاضا، محدودیت سوخت، فرسودگی بخشی از نیروگاه‌های موجود، محدودیت منابع آبی و الزامات زیست‌محیطی از یک سو و رشد تقاضای صنایع، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر، شکل‌گیری بازارهای جدید برق و افزایش نقش مصرف‌کنندگان بزرگ از سوی دیگر، نشان می‌دهد که دیگر نمی‌توان صرفاً با افزایش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی سنتی به آینده صنعت برق پاسخ داد.

از این منظر، ما تلاش می‌کنیم توسعه سبد سرمایه‌گذاری خود را مبتنی بر مقدرات و محدودیت‌ها بر چند محور مکمل دنبال کنیم؛

محور نخست، حفظ و ارتقای ارزش دارایی‌های موجود و به‌ویژه نیروگاه‌های حرارتی است. نیروگاه شهید منتظر قائم همچنان یک دارایی استراتژیک برای شرکت محسوب می‌شود و به دلیل موقعیت شبکه‌ای، زیرساخت موجود و نقش آن در تأمین برق تهران و البرز، ارتقای قابلیت اطمینان، افزایش راندمان و بهینه‌سازی این مجموعه برای ما اهمیت زیادی دارد و لذا در برنامه‌ها، افزایش قابلیت اطمینان، افزایش راندمان و کاهش آلایندگی این نیروگاه مورد تأکید است.

در بررسی استراتژی‌های شرکت توسعه برق و انرژی سپهر، با جناب آقای مهندس رضا شریف، مدیرعامل محترم این مجموعه، به بررسی ابعاد نوسازی دارایی‌ها و توسعه سبد انرژی پرداخته‌ایم. در این نشست تخصصی، ضمن تحلیل مسیر شرکت برای ورود به حوزه‌های انرژی‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده (DG)، الزامات مواجهه با محدودیت‌های شبکه، چالش‌های تأمین مالی و انطباق با تغییرات ساختاری بازار برق از نگاه ایشان مورد مذاقه قرار گرفته است

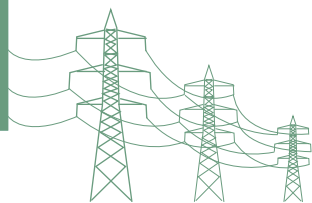
محور دوم، توسعه جدی انرژی‌های تجدیدپذیر، به‌خصوص انرژی خورشیدی به عنوان یک ضرورت اقتصادی و راهبردی برای شرکت است. محور سوم، تولید پراکنده، نیروگاه‌های CHP و راهکارهای انرژی برای صنایع است.

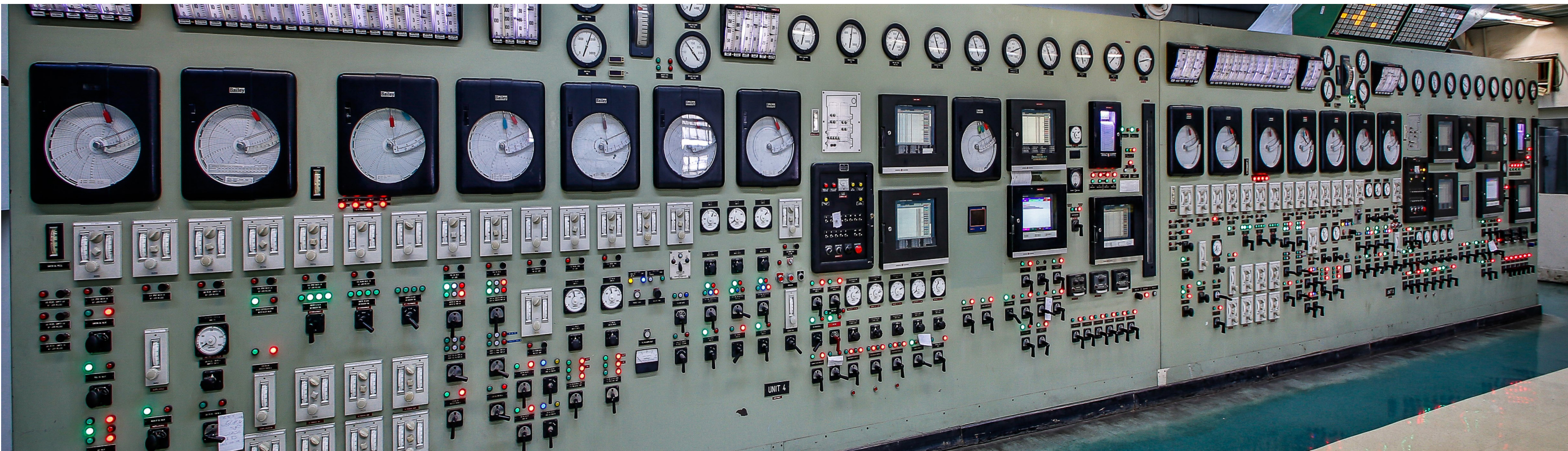
و محور چهارم، حرکت به سمت بازارمحوری در صنعت برق است؛ یعنی صرفاً تولیدکننده نباشیم، بلکه در حوزه‌هایی مانند فروش مستقیم برق، قراردادهای دوجانبه، خرده‌فروشی برق، توسعه مشتریان صنعتی و در آینده خدمات مرتبط با مدیریت انرژی نیز حضور مؤثر داشته باشیم.

بنابراین، از نگاه ما باید ترکیبی از دارایی‌های حرارتی، تجدیدپذیر، تولید پراکنده و فعالیت‌های تجاری در مجموعه‌ی سپهر پیگیری شود تا بتوان در مجموع، بیشترین بازده تعدیل‌شده بر مبنای ریسک را برای سهام‌داران ایجاد کرد.

جایگاه پروژه نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی دامغان در استراتژی تنوع‌بخشی به سبد دارایی‌ها چیست و چه چشم‌اندازی برای افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر و پاک در این شرکت دارید؟

پروژه ۲۰ مگاواتی خورشیدی سپهر دامغان را باید فراتر از یک پروژه منفرد نگاه کرد. این پروژه برای ما یک پروژه مرجع و سکوی توسعه یک سبد بزرگ‌تر از دارایی‌های تجدیدپذیر است. ما در توسعه تجدیدپذیرها صرفاً به دنبال اضافه کردن چند مگاوات ظرفیت نصب‌شده نیستیم؛ بلکه تلاش می‌کنیم زنجیره‌ای از تجربه و دانش در زمینه انتخاب سایت، مطالعات اتصال به شبکه، تأمین تجهیزات، ساخت، بهره‌برداری، فروش برق و تأمین مالی ایجاد کنیم تا بتوانیم این تجربه را در پروژه‌های بزرگ‌تر تکرار کنیم. خوشبختانه





جهت‌گیری سیاست‌گذاری کشور نیز به سمت توسعه این بازار حرکت کرده است؛ بنابراین، چشم‌انداز ما این است که حتی‌الامکان سهم تجدیدپذیرها در سبد دارایی سپهر به‌صورت معناداری افزایش یابد؛ اما این توسعه باید اقتصادی و قابل تأمین مالی باشد.

جایگاه شرکت نیروپارسه و مولدهای مقیاس کوچک را در ارتقای تاب‌آوری شبکه و ورود به بازارهای جدید صنعتی چگونه می‌بینید و مهم‌ترین موانع توسعه این بخش چیست؟

تولید پراکنده را باید یکی از اجزای مهم آینده صنعت برق دانست، به‌ویژه در شرایطی که شبکه سراسری با ناترازی و محدودیت ظرفیت مواجه است. مزیت اصلی این فناوری این است که تولید را به مصرف نزدیک می‌کند و از طرف دیگر، این مدل می‌تواند برای صنایع یک مزیت مهم دیگر ایجاد کند و آن افزایش تاب‌آوری در برابر محدودیت‌های شبکه است.

به همین دلیل، شرکت نیروپارسه را نباید صرفاً یک شرکت پیمانکار یا سازنده نیروگاه‌های کوچک دید؛ بلکه ظرفیت آن را به‌عنوان یکی از بازوهای شرکت برای ورود به بازار راهکارهای انرژی برای صنایع ارزیابی می‌کنیم. البته توسعه این بازار با موانعی نیز مواجه است. مهم‌ترین آنها عبارت‌اند از:

- اقتصاد نامطمئن برخی پروژه‌ها در مقایسه با هزینه سرمایه؛
- نحوه تأمین و قیمت‌گذاری سوخت؛
- ریسک تأمین قطعات و خدمات فنی؛
- دشواری تأمین مالی؛
- نبود فضای لازم برای انعقاد قراردادهای بلندمدت و کاملاً قابل اتکا در برخی مدل‌های فروش؛

بنابراین، رویکرد ما این است که با لحاظ نمودن محدودیت‌های و ملاحظات

گفته شده، به دنبال توسعه نیروگاه‌های تولید پراکنده باشیم. این رویکرد با تحول مقررات صنعت برق نیز هم‌راستا است.

باتوجه به محدودیت ظرفیت شبکه انتقال و وجود گلوگاه‌های شبکه در برخی مناطق، این محدودیت‌ها چه اثری بر انتخاب محل، زمان‌بندی و اقتصادی بودن پروژه‌های جدید برق و انرژی سپهر، به‌ویژه نیروگاه‌های تجدیدپذیر، دارد و برای مدیریت این ریسک چه رویکردی در پیش گرفته‌اید؟

به نظر من یکی از مهم‌ترین تغییرات در مدل سرمایه‌گذاری صنعت برق این است که دیگر نمی‌توان محل نیروگاه را صرفاً بر اساس کیفیت منبع انرژی یا قیمت زمین انتخاب کرد. در گذشته ممکن بود به عنوان مثال یک پروژه خورشیدی را عمدتاً بر اساس تابش خورشید، زمین و هزینه احداث ارزیابی کنیم، اما امروز ظرفیت و وضعیت شبکه، امکان اتصال، محدودیت خطوط و پست‌ها و فاصله پروژه تا نقاط مصرف، به اندازه خود منبع انرژی اهمیت دارد. به بیان ساده، پروژه‌ای که روی کاغذ IRR مناسبی دارد، اما برای اتصال به شبکه به احداث خط و پست پرهزینه نیاز دارد ممکن است در عمل پروژه جذابی نباشد؛ لذا از آنجا که اصلاح و رفع موانع این‌چنینی این موضوع نیاز به سرمایه‌گذاری اضافی دارد، مطمئناً پارامترهای اقتصادی پروژه را تحت‌تأثیر قرار خواهد داد؛ لذا باید مدل مالی پروژه را با سناریوهای مختلف محدودیت شبکه، کاهش تولید، تأخیر در اتصال و تغییر قیمت برق بررسی کنیم.

در شرایطی که توسعه صنعت برق بیش از گذشته به تأمین مالی پایدار، ثبات مقررات و تعامل مؤثر میان بخش خصوصی و نهادهای حاکمیتی وابسته شده است، مهم‌ترین چالش‌های پیش روی اجرای پروژه‌های توسعه‌ای را چه می‌دانید؟

در صنعت برق امروز، مسئله‌ای بزرگ‌تر از منابع مالی در راه اجرای پروژه‌های توسعه‌ای وجود دارد و آن پیش‌بینی‌پذیری شرایط آینده است. پروژه زمانی قابلیت تأمین مالی پیدا می‌کند که درآمد آینده آن قابل پیش‌بینی باشد، قرارداد فروش برق قابل اتکا باشد، ریسک‌های ارزی و تأمین تجهیزات مدیریت شده باشد، فرایندهای اخذ مجوز شفاف باشد و سرمایه‌گذار بتواند افق بازگشت سرمایه را با اطمینان معقول ارزیابی کند.

در این چارچوب، مهم‌ترین چالش‌ها عبارت‌اند از:

- ۱- هزینه سرمایه.
- نرخ تأمین مالی بالا می‌تواند حتی یک پروژه فنی بسیار خوب را از نظر اقتصادی غیربهره‌مند کند.
- ۲- ریسک مقرراتی و تغییرپذیری چارچوب‌های اقتصادی.
- سرمایه‌گذاری در نیروگاه ذاتاً بلندمدت است و اگر قواعد فروش برق، نرخ سوخت یا سایر متغیرهای کلیدی مرتباً تغییر کند، ریسک پروژه افزایش پیدا می‌کند.
- ۳- عدم تعادل میان زمان سرمایه‌گذاری و زمان وصول درآمد.
- در پروژه‌های برق، سرمایه‌گذاری امروز انجام می‌شود اما درآمد طی سال‌های آینده ایجاد می‌شود؛ بنابراین ساختار قرارداد و جریان نقدی اهمیت بسیار زیادی دارد.
- ۴- ریسک ارزی و تأمین تجهیزات.

بخش قابل‌توجهی از تجهیزات تخصصی نیروگاه‌ها به‌طور مستقیم یا غیرمستقیم به ارز وابسته است و این موضوع باید در مدل مالی پروژه لحاظ شود.

از این رو، رویکرد ما تنوع‌بخشی به منابع مالی است؛ یعنی استفاده ترکیبی و هوشمندانه از منابع داخلی، افزایش سرمایه، تسهیلات، تأمین مالی پروژه‌ای، مشارکت با سرمایه‌گذاران راهبردی و استفاده از ظرفیت قراردادهای فروش برق. اما نکته کلیدی این است که منابع مالی به‌تنهایی توسعه پایدار ایجاد نمی‌کنند؛ ثبات مقررات و قابلیت پیش‌بینی جریان نقدی است که سرمایه را به سمت صنعت برق می‌آورد.

باتوجه به این چالش‌ها، مهم‌ترین پروژه‌ها و بسته‌های سرمایه‌گذاری گروه برق و انرژی سپهر در افق پنج سال آینده کدام‌اند؟

ما در افق پنج‌ساله، می‌بایست بجای اینکه مجموعه‌ای از پروژه‌های منفرد داشته باشیم، یک سبد سرمایه‌گذاری متوازن و مکمل ایجاد کنیم. این سبد را می‌توان در پنج محور اصلی تعریف کرد:

- محور اول؛ ارتقای ارزش دارایی‌های موجود

نیروگاه‌های حرارتی موجود همچنان بخش مهمی از امنیت انرژی کشور را بر عهده دارند؛ بنابراین افزایش آمادگی، بهبود راندمان، کاهش مصرف سوخت، ارتقای قابلیت اطمینان و انجام پروژه‌های بازتوانی در دارایی‌های موجود، یکی از اولویت‌های ماست.

- محور دوم؛ توسعه گسترده انرژی‌های تجدیدپذیر

به‌ویژه نیروگاه‌های خورشیدی که قابلیت توسعه سریع‌تر، مقیاس‌پذیری مناسب و امکان ایجاد سبد متنوع جغرافیایی دارند. پروژه ۲۰ مگاواتی دامغان در این مسیر اهمیت ویژه‌ای دارد.

- محور سوم؛ توسعه تولید پراکنده و راهکارهای انرژی صنعتی

- محور چهارم؛ توسعه فعالیت‌های تجاری و بازار برق

ما معتقدیم ارزش‌آفرینی در صنعت برق فقط از محل تولید انرژی الکتریکی اتفاق نمی‌افتد. توسعه قراردادهای دوجانبه، فروش مستقیم برق، خرده‌فروشی و حضور فعال‌تر در بازارهای برق می‌تواند حاشیه ارزش جدیدی برای شرکت ایجاد کند.

- محور پنجم؛ مشارکت و سرمایه‌گذاری مشترک

برای توسعه در مقیاس بزرگ، اتکا صرف به منابع یک شرکت کافی نیست؛ بنابراین، جذب سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی، تشکیل شرکت‌های پروژه، مشارکت با مصرف‌کنندگان بزرگ و استفاده از مدل‌های مختلف تأمین مالی پروژه‌ها را دنبال خواهیم کرد.

در نهایت، هدف ما این است که طی پنج سال آینده، سپهر از یک شرکت با تمرکز عمده بر مالکیت و بهره‌برداری نیروگاه‌های حرارتی، به یک پلتفرم متنوع انرژی با حضور هم‌زمان در تولید حرارتی، تجدیدپذیر، تولید پراکنده، بازار برق و خدمات انرژی تبدیل شود.



پروژه نیروگاه خورشیدی دامغان، نقطه آغاز شکل‌گیری سیدی گسترده‌تر از دارایی‌های تجدیدپذیر است





در گفت‌وگو با معاون شرکت‌ها
و مجامع گروه خوارزمی مطرح شد:

صیانت از حقوق سهامداران اصل مورد توجه سیاست گذاران خوارزمی

دکتر محمدحسن فامیلی، معاون شرکت‌ها و مجامع گروه خوارزمی، در این نشست تخصصی از الگوی حکمرانی و مدیریت شرکت‌های گروه در صنعت برق و انرژی گفته است. تقویت هم‌افزایی میان شرکت‌های زیرمجموعه، مدیریت دارایی‌های نیروگاهی، مهارت‌های مقررانی و صیانت از ارزش سهام‌داران، محورهای اصلی این بحث است؛ محورهایی که به تعبیر ایشان، شالوده‌ی ارزش‌آفرینی پایدار در گروه خوارزمی را می‌سازند.



**برق و انرژی سپهر
می‌کوشد تنوع
دارایی‌های انرژی
گروه را به یک
مزیت یکپارچه و
قابل‌انکا در صنعت
برق تبدیل کند**

هلدینگ برق و انرژی سپهر به عنوان بازوی تخصصی گروه خوارزمی عمل می‌کند. عملکرد این هلدینگ میانی را در مدیریت پرتفوی شرکت‌ها، ایجاد هم‌افزایی درون‌گروهی و تحقق اهداف راهبردی خوارزمی در صنعت برق چگونه ارزیابی می‌کنید؟

هلدینگ توسعه برق و انرژی سپهر به‌عنوان بازوی تخصصی گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی در صنعت برق و انرژی، طی دوره اخیر تلاش کرده است نقش خود را از یک ساختار صرفاً مالکیتی و نظارتی، به یک بازوی تخصصی، راهبر و ارزش‌آفرین در مدیریت پرتفوی انرژی گروه ارتقا دهد. نگاه ما این است که هلدینگ میانی باید بتواند میان سیاست‌های کلان سرمایه‌گذاری گروه و ظرفیت‌های فنی، اجرایی و تجاری شرکت‌های تابعه، یک پیوند مؤثر و نظام‌مند ایجاد کند. به همین دلیل، ارزیابی عملکرد هلدینگ را نمی‌توان صرفاً بر مبنای سود و زیان شرکت‌ها انجام داد؛ بلکه باید میزان حفظ و افزایش ارزش دارایی‌ها، ارتقای بهره‌وری عملیاتی، توسعه کسب‌وکار، ایجاد هم‌افزایی و حرکت در مسیر اهداف استراتژیک گروه را نیز در نظر گرفت. پرتفوی انرژی گروه از این منظر از تنوع مناسبی برخوردار است. در بخش تولید برق حرارتی، نیروگاه منتظر قائم به‌عنوان یکی از دارایی‌های مهم گروه قرار دارد و در حوزه بهره‌برداری، شرکت مدیریت تولید برق منتظر قائم مسئولیت بهره‌برداری از این نیروگاه را بر عهده دارد. در حوزه تولید پراکنده و نیروگاه‌های مقیاس کوچک نیز شرکت تولید و توسعه ایستگاهی نیروپارسه دارای نیروگاه ۲۵ مگاواتی تنکابن و نیروگاه ۸ مگاواتی طرشت است. در کنار این ظرفیت‌ها، شرکت‌های توسعه برق و انرژی خورشیدی کیمیا و نیروآفرین سپهر نیز توسعه فعالیت در حوزه نیروگاه‌های خورشیدی و نیروگاه‌های مقیاس کوچک را در دستور کار دارند. همچنین پروژه نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی دامغان توسط شرکت توسعه برق و انرژی سپهر در حال اجراست که امیدواریم با تداوم روند اجرایی، تا پایان سال جاری به بهره‌برداری برسد. این تنوع برای ما صرفاً به معنای تعدد شرکت‌ها نیست؛ بلکه یک مزیت استراتژیک محسوب می‌شود.



صنعت انرژی در حال حرکت به سمت سیدی متنوع از نیروگاه‌های حرارتی، تولید پراکنده، انرژی‌های تجدیدپذیر، بهینه‌سازی و مدیریت مصرف است و برخورداری گروه از ظرفیت‌های مختلف این زنجیره، امکان انعطاف‌پذیری و مدیریت بهتر پرتفوی را فراهم می‌کند. در همین راستا، یکی از رویکردهای اصلی هلدینگ، حرکت به سمت مدیریت فعال پرتفوی (Active Portfolio Management) است؛ یعنی هر شرکت نه فقط بر مبنای عملکرد جاری، بلکه از منظر ظرفیت رشد، بازده سرمایه‌گذاری، نیاز سرمایه‌ای، ریسک‌های عملیاتی و مقرراتی و نقشی که می‌تواند در زنجیره ارزش انرژی گروه ایفا کند، مورد ارزیابی قرار گیرد. هم‌زمان، ایجاد هم‌افزایی میان شرکت‌های گروه در حوزه‌های فنی و مهندسی، بهره‌برداری و نگهداری، تأمین تجهیزات و قطعات، توسعه پروژه، تأمین مالی و تجاری‌سازی انرژی نیز مورد توجه است. در واقع، مزیت یک هلدینگ تخصصی زمانی محقق می‌شود که دانش و تجربه شرکت‌های تابعه به‌صورت جزیره‌ای باقی نماند و بتواند در سطح گروه به یک سرمایه‌سازمانی مشترک تبدیل شود. راهبرد ما در صنعت انرژی را می‌توان در سه سطح خلاصه کرد: صیانت و افزایش بهره‌وری دارایی‌های موجود، توسعه ظرفیت‌های جدید و متنوع‌سازی پرتفوی انرژی، در نهایت، هدف این است که هلدینگ توسعه برق و انرژی سپهر از یک مجموعه مدیریت‌کننده شرکت‌ها، به یک پلتفرم تخصصی برای خلق ارزش در صنعت انرژی تبدیل شود؛ به‌گونه‌ای که تصمیمات سرمایه‌گذاری و عملیاتی در یک چارچوب منسجم و با نگاه بلندمدت به منافع سهام‌داران اتخاذ شود.

به‌عنوان رئیس هیئت‌مدیره نیروگاه منتظر قائم، باتوجه به چالش‌هایی مانند فرسودگی تجهیزات، تأمین قطعات راهبردی، محدودیت سوخت و افزایش هزینه‌های نگهداشت، چه رویکردی در یک سال اخیر برای اولویت‌بندی ریسک‌ها و هدایت اقدامات مدیریتی با هدف حفظ آمادگی واحدها و تداوم تولید اتخاذ شده است؟

نیروگاه منتظر قائم به دلیل قدمت بخشی از تجهیزات، تنوع فناوری و مقیاس دارایی، یک مجموعه پیچیده و راهبردی است که مدیریت آن نیازمند نگاه هم‌زمان به پایداری تولید، قابلیت اطمینان تجهیزات، راندمان، هزینه نگهداشت و اقتصاد تولید برق است. بر همین اساس، رویکرد هیئت‌مدیره در یک سال اخیر صرفاً معطوف به رفع خرابی‌ها و حفظ تولید روزمره نبوده، بلکه تلاش شده است مدیریت نیروگاه به سمت مدیریت فعال دارایی‌ها و مدیریت ریسک حرکت کند. در گام نخست، ریسک‌ها بر اساس میزان اثرگذاری آنها بر سه

مؤلفه اصلی آمادگی، تولید و جریان نقد اولویت‌بندی شده‌اند. طبیعی است تجهیزاتی که خرابی آن می‌تواند یک واحد را از مدار خارج کند، از منظر مدیریت دارایی اهمیت بسیار بیشتری نسبت به تجهیزاتی با اثر محدود دارد. مطالعات عارضه‌یابی نیز نشان می‌دهد بخش مهمی از چالش‌های نیروگاه در واحدهای بخار متمرکز است. بر اساس این گزارش، نرخ خروج اضطراری کل نیروگاه در سال ۱۴۰۴ حدود ۲۸.۴۲ درصد و این شاخص در واحدهای بخار ۴۶.۶۲ درصد گزارش شده است؛ بنابراین، در کنار تعمیرات جاری، تعمیرات اساسی و اصلاح بویلرها، تأمین قطعات راهبردی، افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات و کاهش خروج‌های اضطراری در اولویت قرار گرفته است. بااین‌حال، نگاه ما صرفاً به تعمیر کوتاه‌مدت نیست؛ بلکه باید مشخص شود هر واحد از منظر عمر تجهیزات، هزینه تعمیر، راندمان، نرخ خروج، بهای تمام‌شده و درآمد قابل تحقق، چه جایگاهی در آینده پرتفوی نیروگاه خواهد داشت. در همین چارچوب، مجموعه‌ای از پروژه‌های بهینه‌سازی با سرمایه‌گذاری نسبتاً محدود و اثرگذاری مناسب نیز قابل اجراست؛ از جمله احیای CPP، نصب سیستم پایش وضعیت آنلاین تجهیزات (Condition Monitoring)، توسعه نگهداری پیش‌بینانه (Predictive Maintenance)، تعویض موتورهای پرمصرف، نصب VFD روی تجهیزات جانبی، بازسازی اجزای برج‌های خنک‌کن، بهینه‌سازی احتراق بویلر، کاهش ناشی بخار و شست‌وشوی کمپرسور توربین‌های گازی، این اقدامات در مطالعات انجام‌شده نیز به‌عنوان گزینه‌های دارای اولویت برای افزایش راندمان و قابلیت اطمینان مطرح شده‌اند. در این میان، احیای CPP از واحدها و ویژه‌ای برخوردار است؛ زیرا بر اساس بررسی انجام‌شده، بازگرداندن این واحد به مدار، در مقایسه با پروژه‌های سنگین نوسازی، می‌تواند با هزینه به‌مراتب پایین‌تر، اثر قابل‌توجهی بر عملکرد نیروگاه داشته باشد. موضوع مهم دیگر، حرکت از تعمیرات سنتی به سمت Condition-Based Maintenance و Predictive Maintenance است. با پایش مستمر ارتعاش، دما، وضعیت روغن، جریان موتورها و سایر پارامترهای کلیدی، می‌توان بخشی از خرابی‌ها را پیش از وقوع شناسایی کرد و تعمیرات را بر اساس وضعیت واقعی تجهیزات برنامه‌ریزی نمود. اما در کنار افزایش آمادگی، یکی از محورهای اصلی برنامه، افزایش راندمان نیروگاه و کاهش بهای تمام‌شده تولید است. ارزیابی انجام‌شده، راندمان متوسط کل نیروگاه را حدود ۳۰ درصد نشان می‌دهد و نسبت مصرف داخلی نیز حدود ۴.۶ درصد گزارش شده است. از این منظر، پروژه‌های افزایش راندمان باید به‌صورت یک بسته جامع بهینه‌سازی نیروگاه دیده شوند؛ اصلاح سیستم احتراق، کاهش ناشی بخار، بهبود عملکرد برج‌های خنک‌کن، ارتقای تجهیزات جانبی، استفاده از VFD و کاهش مصرف داخلی، هرکدام بخشی از این پازل هستند. برای نمونه، در مطالعات انجام‌شده، استفاده از VFD برای فن‌ها و پمپ‌های سیرکولاسیون می‌تواند مصرف تجهیزات جانبی را کاهش دهد. از سوی دیگر، موضوع آب برای نیروگاه اهمیت ویژه‌ای دارد. باتوجه به شدت مصرف آب و شرایط منطقه، ارتقای سیستم تصفیه آب و برنامه‌ریزی برای راه‌اندازی و توسعه سیستم RO و اسمز معکوس را به‌عنوان یکی از محورهای قابل پیگیری برای افزایش پایداری و کاهش ریسک‌های آتی در نظر داریم. گزارش عارضه‌یابی نیز مصرف آب و فرسودگی سیستم‌های خنک‌کن را از چالش‌های مهم نیروگاه معرفی کرده است. در سطح مدیریتی، یکی دیگر از موضوعات مهم، پیاده‌سازی سیستم بهای تمام‌شده نیروگاهی به تفکیک واحدهای تولیدی است. ما باید از مرحله‌ای که صرفاً می‌دانیم «کل نیروگاه» چه میزان هزینه دارد، به مرحله‌ای برسیم که بدانیم هر واحد چه میزان هزینه ایجاد می‌کند، چه میزان انرژی تولید می‌کند، چه میزان مصرف داخلی دارد، نرخ خروج آن چیست و هر مگاوات ساعت تولیدی آن با چه بهایی تمام می‌شود. این اطلاعات می‌تواند مبنای تصمیمات بسیار مهمی در خصوص تعمیر اساسی، ادامه بهره‌برداری، بازتوانی یا جایگزینی واحدها قرار گیرد. در نهایت، در خصوص واحدهایی که استمرار تعمیرات اساسی و هزینه‌های نگهداشت آنها از نظر اقتصادی توجیه بلندمدت ندارد، بازتوانی و جایگزینی واحدهای فرسوده با واحدهای نسل جدید به‌عنوان یک راهکار ساختاری در حال بررسی است. گزارش موجود نیز این مسیر را به‌عنوان راهکار بلندمدت مطرح کرده و تهیه مدل مالی، مطالعات امکان‌سنجی و پیگیری مجوزهای مرتبط را مورد توجه قرار داده است؛ بنابراین، راهبرد ما در منتظر قائم

را می‌توان در یک مسیر سه‌مرحله‌ای تعریف کرد: حفظ آمادگی و تداوم تولید در کوتاه‌مدت؛ افزایش قابلیت اطمینان، کاهش بهای تمام‌شده و ارتقای راندمان در میان‌مدت؛ و بازتوانی و نوسازی ساختاری در بلندمدت.

باتوجه به عملکرد شرکت‌های تابعه گروه در صنعت برق و انرژی، چه ظرفیت‌هایی برای توسعه فعالیت این شرکت‌ها شناسایی شده و هیئت‌مدیره‌ها چه رویکردی برای تبدیل این ظرفیت‌ها به پروژه‌ها و فرصت‌های جدید کسب‌وکار دنبال می‌کنند؟

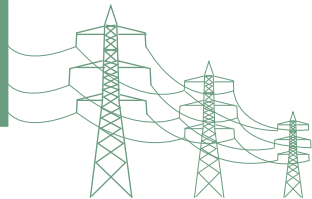
یکی از مهم‌ترین محورهای راهبردی گروه در صنعت انرژی، متنوع‌سازی پرتفوی و حرکت از مدیریت دارایی‌های موجود به سمت توسعه ظرفیت‌های جدید و خلق ارزش است. در حال حاضر، گروه از ظرفیت‌های متنوعی در زنجیره تولید برق برخوردار است؛ از نیروگاه حرارتی منتظر قائم گرفته تا نیروگاه‌های مقیاس کوچک و تولید پراکنده نیروپارسه و همچنین ظرفیت‌های درحال توسعه در حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر. در حوزه تولید پراکنده و نیروگاه‌های مقیاس کوچک، شرکت تولید و توسعه ایستگاهی نیروپارسه با برخورداری از نیروگاه‌های فعال در این حوزه، تجربه و دانش ارزشمندی را برای گروه ایجاد کرده است. این تجربه می‌تواند مبنایی برای توسعه مدل نیروگاه‌های مقیاس کوچک و تولید پراکنده در نقاط مختلف، متناسب با نیاز شبکه و شرایط اقتصادی هر پروژه، قرار گیرد. در حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر نیز شرکت توسعه برق و انرژی خورشیدی کیمیا مأموریت و ظرفیت توسعه فعالیت‌های خورشیدی را دنبال می‌کند. در کنار آن، نیروآفرین سپهر نیز با تمرکز بر توسعه نیروگاه‌های مقیاس کوچک، ظرفیت دیگری برای گسترش حضور گروه در بخش تولید برق ایجاد کرده است و توسعه پروژه‌های جدید در این حوزه در دستور کار این شرکت قرار دارد. همچنین پروژه نیروگاه خورشیدی ۲۰ مگاواتی دامغان که توسط شرکت توسعه برق و انرژی سپهر در حال اجراست، یکی از پروژه‌های شاخص گروه در مسیر توسعه ظرفیت‌های تجدیدپذیر محسوب می‌شود و امیدواریم با تداوم روند اجرایی، تا پایان سال جاری به بهره‌برداری برسد. از سوی دیگر، معتقدیم توسعه فعالیت در صنعت برق الزاماً به معنای



**توسعه سپهر
تنها به ایجاد
ظرفیت‌های جدید
محدود نمی‌شود؛
بهینه‌سازی
دارایی‌های موجود
نیز بخشی از راهبرد
توسعه است**

افزایش راندمان و ظرفیت قابل بهره‌برداری دارایی‌های موجود، کاهش مصرف داخلی، کاهش خروج اضطراری، بهینه‌سازی فرآیندهای تولید و کاهش بهای تمام‌شده نیز در حکم توسعه ظرفیت اقتصادی شرکت محسوب می‌شود. در سطح هیئت‌مدیره‌ها نیز رویکرد ما این است که هیچ پروژه‌ای صرفاً به دلیل جذابیت اولیه وارد مرحله سرمایه‌گذاری نشود. هر فرصت باید از منظر توجیه فنی، اقتصادی و مالی، نرخ بازده، نیاز سرمایه‌ای، مدل تأمین مالی، بازار فروش، ریسک‌های اجرایی و مقرراتی و قابلیت ایجاد هم‌افزایی با سایر شرکت‌های گروه مورد ارزیابی قرار گیرد. در واقع، هدف صرفاً بزرگ‌تر کردن پرتفوی نیست؛ بلکه ایجاد یک پرتفوی متوازن، سودآور، تاب‌آور و قابل مدیریت است که بتواند در برابر تغییرات محیط کسب‌وکار نیز انعطاف‌پذیری مناسبی داشته باشد. به بیان دیگر، سیاست گروه در صنعت انرژی این است که از مالکیت دارایی به سمت مدیریت حرفه‌ای دارایی، از مدیریت دارایی به سمت توسعه هدفمند و در نهایت از توسعه به سمت خلق ارزش پایدار حرکت کنیم. **شاخص‌های کلیدی در ارزیابی عملکرد شرکت‌های تابعه صنعت برق با چه وزنی میان مؤلفه‌های مالی و عملیاتی توزیع شده است؟**

در صنعت برق، عملکرد مالی و عملکرد عملیاتی از یکدیگر جدا نیستند. سودآوری پایدار یک نیروگاه، در نهایت محصول عملکرد مناسب عملیاتی آن است. اگر آمادگی کاهش یابد، تولید افت کند، راندمان پایین بیاید یا مصرف داخلی افزایش پیدا کند، این موضوع مستقیماً در بهای تمام‌شده، درآمد و جریان نقد شرکت منعکس خواهد شد. ازاین‌رو، رویکرد گروه حرکت به سمت یک مدل متوازن ارزیابی عملکرد (Balanced Performance Management)





**در صنعت برق،
صیانت از منافع
سهامداران زمانی
محقق می‌شود
که تصمیم‌های
مدیریتی هم‌زمان
بر مبنای عملکرد،
نتایج مالی و
ریسک‌های پیش‌رو
اتخاذ شوند**



نیروگاه شهید منتظر قائم! پیش‌ران نیم‌قرن پایداری شبکه و تبلور ارتقای بهره‌وری در صنعت برق کشور

طیس در سال ۱۳۵۹، به‌منظور پاسداشت یاد و سابقه فعالیت سازنده این شهید در مراحل نخستین احداث نیروگاه و مقاومت وی در برابر دستگاه امنیتی پیش از انقلاب، به «نیروگاه شهید منتظر قائم» تغییر نام یافت. امروزه این قطب راهبردی با تحویل سهمی نزدیک به ۳ درصد از برق مصرفی کشور، ستون اتکای پایداری شبکه ملی محسوب می‌شود. ساختار فنی مجتمع مشتمل بر ۱۳ واحد در قالب چهار واحد توربوژنراتور بخار، شش واحد گازی و سه واحد بخار سیکل ترکیبی است که ظرفیت نامی کلی ۱۶۲۳۳/۴ مگاوات و متوسط ظرفیت عملیاتی حدود ۱۳۰۰ مگاوات (در بازه متغیر ۱۲۷۷ تا ۱۴۴۶ مگاوات متناسب با قیود اقلیمی و شرایط شبکه) را محقق می‌سازد. در این آرایش، چهار واحد بخار با ظرفیت نامی ۶۲۵ مگاوات و توان عملیاتی ۵۳۷ تا ۵۵۶ مگاوات، با پیشینه‌ای بیش از چهار دهه، همچنان نقش تنظیم‌گر بار پایه را بر عهده دارند. در سوی دیگر، بخش سیکل ترکیبی مجتمع با تلفیق شش واحد گازی جنرال‌الکتریک و سه واحد توربوژنراتور بخار ساخت زیمنس، سه بلوک پربازده به ظرفیت نامی ۹۹۸٫۴ مگاوات و ظرفیت عملیاتی ۷۴۰ تا ۸۹۰

پایه‌گذاری یکی از کلیدی‌ترین مراکز تأمین انرژی پایتخت و شبکه سراسری به سال ۱۳۴۶ و تصویب طرح احداث نیروگاهی بزرگ در دشت شهریار بازمی‌گردد؛ ابتکاری راهبردی که با اتصال واحدهای بخار شماره یک و دو در شهریور و بهمن ۱۳۵۰ و تکمیل واحدهای سه و چهار در مهر ۱۳۵۲، گام نخست تثبیت امنیت انرژی در این حوزه جغرافیایی را رقم زد. در ادامه، در واکنش به جهش تقاضای انرژی ناشی از رشد شتابان جمعیت شهری و صنعتی، توسعه‌بخش گاز در سال ۱۳۶۸ در دستور کار قرار گرفت و شش واحد توربین گاز در فاصله سال‌های ۱۳۷۱ تا ۱۳۷۲ وارد مدار تولید شدند. اوج تکامل مهندسی و مدیریت بهینه‌سازی انرژی در این مجتمع اما در اواخر دهه هفتاد با بازیافت حرارت اتلافی گازهای خروجی و احداث واحدهای بخار سیکل ترکیبی رقم خورد؛ مسیری که با بهره‌برداری از نخستین واحد بخار در سال ۱۳۷۸ و دو واحد دیگر در سال ۱۳۷۹ به بار نشست و ساختاری ترکیبی، مدرن و با بهره‌وری بالاتر را جایگزین تولید صرف حرارتی ساخت. این مجموعه صنعتی که در بدو تأسیس با عنوان «نیروگاه شهریار» شناخته می‌شد، پس از شهادت محمد منتظر قائم در واقعه

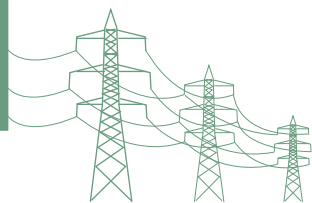
تصمیمات مهمی مانند سرمایه‌گذاری، تعمیرات اساسی، بازتوانی، تأمین مالی و توسعه ظرفیت باید بر اساس مطالعات کارشناسی و با در نظر گرفتن آثار آنها بر ارزش شرکت و جریان نقد اتخاذ شوند. در واقع، صیانت از سهام‌دار صرفاً دفاع از منافع کوتاه‌مدت نیست؛ بلکه حفظ و افزایش ارزش اقتصادی دارایی در افق بلندمدت است. برای نمونه، در نیروگاه منتظر قائم، فرسودگی تجهیزات صرفاً یک مسئله فنی نیست. افزایش خروج اضطراری به کاهش تولید و درآمد منجر می‌شود، تعمیرات اضطراری هزینه‌ها را افزایش می‌دهد، افت راندمان، بهای تمام‌شده را بالا می‌برد و محدودیت‌های آب و سوخت نیز ریسک‌های دیگری را به مجموعه تحمیل می‌کنند. گزارش عارضه‌یابی نیز بر همین ارتباط میان فرسودگی، خروج اضطراری، کاهش تولید و آثار مالی تأکید دارد؛ بنابراین، اگر در یک مقطع مشخص شود که ادامه تعمیرات مقطعی و تزریق منابع به یک دارایی فرسوده، از نظر اقتصادی توجیه کمتری نسبت به بازتوانی یا جایگزینی دارد، تصمیم حرفه‌ای و حافظ منافع سهام‌داران، تصمیم به اصلاح ساختار دارایی خواهد بود، حتی اگر در کوتاه‌مدت نیازمند سرمایه‌گذاری بیشتری باشد. از سوی دیگر، شفافیت در مجامع را صرفاً ارائه صورت‌های مالی نمی‌دانیم. هیئت‌مدیره شرکت‌ها باید در خصوص عملکرد مالی، وضعیت عملیاتی، میزان تحقق برنامه و بودجه، ریسک‌های اصلی، انحرافات، اقدامات اصلاحی و برنامه‌های آتی پاسخگو باشند. در همین راستا، یکی از جهت‌گیری‌های مهم گروه، تقویت ارتباط میان برنامه، بودجه، عملکرد واقعی و ارزیابی عملکرد مدیران است تا تصمیمات هیئت‌مدیره‌ها در یک چرخه منسجم حکمرانی و مدیریت عملکرد قرار گیرد. در نهایت، اعتقاد ما این است که در صنعت برق، صیانت از منافع سهام‌داران زمانی محقق می‌شود که میان پایداری تولید، انضباط اقتصادی، مدیریت ریسک و حکمرانی حرفه‌ای تعادل برقرار شود.

هدف نهایی نیز این است که شرکت‌های تابعه گروه، ضمن ایفای نقش خود در تأمین پایدار انرژی، به بنگاه‌هایی بهره‌ور، تاب‌آور، رقابت‌پذیر و ارزش‌آفرین برای سهام‌داران تبدیل شوند.

است که سه سطح مالی، عملیاتی و راهبردی را در کنار یکدیگر مورد توجه قرار دهد. در بخش عملیاتی، شاخص‌هایی مانند ضریب آمادگی، نرخ خروج اضطراری، تولید خالص، راندمان حرارتی، Heat Rate، مصرف داخلی، مصرف آب، قابلیت اطمینان تجهیزات و هزینه تعمیرات اهمیت ویژه دارند. در بخش مالی نیز سودآوری، جریان نقد عملیاتی، وصول مطالبات، بهای تمام‌شده تولید، هزینه‌های ثابت و متغیر و بازده سرمایه‌گذاری مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. اما نکته مهم‌تر، ایجاد ارتباط میان این دو دسته شاخص است. به همین دلیل، یکی از برنامه‌های مهم مورد توجه ما، استقرار سیستم بهای تمام‌شده نیروگاهی به تفکیک واحدهای تولیدی که پیش‌تر توضیح داده شده است، می‌باشد؛ لذا در شرکت‌های نیروگاهی، بدون تردید شاخص‌های عملیاتی جایگاه بسیار مهمی در کنار شاخص‌های مالی دارند. هدف نهایی، ایجاد یک نظام ارزیابی است که در آن عملکرد فنی مستقیماً به نتیجه اقتصادی متصل شود.

باتوجه‌به سیاست‌گذاری‌های دستوری در صنعت برق، هلدینگ چه چارچوبی برای صیانت از حقوق سهام‌داران، مدیریت ریسک‌های ناشی از مقررات و پاسخگویی شفاف در مجامع در نظر گرفته است؟

صنعت برق به دلیل ماهیت راهبردی خود، از جمله صناعی است که در معرض طیف متنوعی از سیاست‌های تنظیم‌گری، مقررات و تصمیمات حاکمیتی قرار دارد؛ بنابراین، مدیریت حرفه‌ای در این صنعت مستلزم آن است که ریسک‌های مقرراتی و حاکمیتی در کنار ریسک‌های فنی، مالی و عملیاتی در فرایند تصمیم‌گیری مورد توجه قرار گیرند. رویکرد هلدینگ در این زمینه بر سه محور اصلی استوار است: رصد مستمر مقررات و سیاست‌ها، تحلیل آثار اقتصادی و عملیاتی آنها و انعکاس شفاف موضوعات در ارکان تصمیم‌گیری و مجامع. در سطح هلدینگ، تغییرات مهم در سیاست‌های صنعت برق، نرخ‌های فروش، سازوکارهای بازار، الزامات محیط‌زیستی، تأمین سوخت و آب و سایر مقررات مؤثر بر عملکرد شرکت‌ها باید به‌صورت مستمر رصد شود و آثار آن در برنامه‌ریزی، بودجه، سرمایه‌گذاری و تصمیمات عملیاتی شرکت‌ها لحاظ شود. از منظر صیانت از حقوق سهام‌داران نیز اعتقاد ما این است که





مگاوات را شکل داده است که بخش عمده بار پاسخگویی به پیک مصرف را سامان بخشی می‌کند.

در گام بعدی تحول عملیاتی، نیروگاه شهید منتظرقائم با درک عمیق از ماهیت داده‌محور صنعت تولید برق و به‌منظور عبور از مدل‌های سنتی نگهداری، استقرار هوشمندسازی و فناوری‌های نوین را به عنوان راهبردی بنیادین برای ارتقای قابلیت اطمینان تجهیزات و بهینه‌سازی زنجیره ارزش در دستور کار قرار داده است. این رویکرد تحول‌آفرین که بر تجمیع داده‌های حاصل از سیستم‌های کنترل و سوابق عملکردی استوار است، در حوزه‌های ذیل عملیاتی می‌شود:

⚡ **پایش هوشمند و کنترل عملیاتی:** استقرار سامانه‌های پایش برخط جهت رصد مستمر پارامترهای فنی، تشخیص زودهنگام ناهنجاری‌ها و صدور هشدارهای پیشگیرانه پیش از بروز بحران در تجهیزات دوار و ثابت.

⚡ **نگهداری و تعمیرات پیش‌بینانه:** بهره‌گیری از مدل‌های تحلیلی برای پایش سلامت تجهیزات، پیش‌بینی دقیق خرابی‌ها و تعیین بهینه‌ترین زمان‌بندی برای عملیات تعمیراتی، به‌گونه‌ای که هزینه‌های غیرمترقبه به حداقل برسد. ⚡ **بهینه‌سازی عملکرد و مدیریت سوخت:** تحلیل هم‌بستگی میان پارامترهای بهره‌برداری و نرخ مصرف سوخت به‌منظور شناسایی فرصت‌های کاهش مصارف انرژی و دستیابی به شرایط بهینه تولید در بلوک‌های سیکل ترکیبی. ⚡ **هوشمندی در مدیریت فروش و تصمیم‌گیری:** تحلیل لحظه‌ای داده‌های تولید در کنار نوسانات تقاضا و شرایط بازار برق جهت پشتیبانی از تصمیم‌گیری‌های استراتژیک در بازرگانی انرژی.

⚡ **یکپارچه‌سازی اطلاعات مدیریتی:** تجمیع داده‌های تاریخی و لحظه‌ای در قالب داشبوردهای هوشمند مدیریتی (BI) برای پایش دقیق شاخص‌های کلیدی عملکرد (KPI) و ارتقای دقت در تصمیم‌گیری‌های کلان اجرایی.

شاخص‌های عملکردی سال ۱۴۰۴ ثبت راندمان ۴۱ درصدی را در بخش سیکل ترکیبی مجتمع نشان می‌دهد؛ سطحی از کارایی که در قیاس با میانگین ۳۹ تا ۴۰ درصدی کل ناوگان نیروگاه‌های حرارتی کشور، امتیازی مطلوب به شمار آمده و درعین حال ظرفیت‌های مضاعف ارتقای بهره‌وری از طریق به‌روزرسانی زنجیره احتراق و بازبایی حرارت را منعکس می‌سازد. از حیث ضریب آمادگی عملیاتی نیز، دستیابی به رکورد ۷۹ درصدی در بلوک‌های سیکل ترکیبی علی‌رغم عمر تجهیزاتی بالغ بر دو دهه، گواهی بر استاندارد بالای مدیریت دارایی‌های فیزیکی و اجرای دقیق پروتکل‌های نگهداری و تعمیرات اساسی است. ثمره این انضباط بهره‌برداری، تحقق تولید ۷,۱۸۶,۳۴۵ مگاوات‌ساعت با حجم آمادگی کل ۷,۰۲۸,۰۹۹ مگاوات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ بوده است؛ روندی باثبات که در سه‌ماهه نخست سال ۱۴۰۵ نیز با ثبت تولید ۱,۳۵۰,۷۶۵ مگاوات‌ساعت و آمادگی ۱,۲۳۵,۶۰۱ مگاوات‌ساعت، نقش حیاتی مجموعه در گذر موفق از اوج مصرف اوایل سال را تثبیت کرد. تداوم این مدار ارزش‌آفرینی بر دو محور بنیادین پایش نظام‌مند ریسک‌های زیست‌محیطی (از مسیر اجرای طرح خوداظهاری، مهار آلاینده‌های آب، خاک و هوا و توانمندسازی سازمانی) و اجرای دقیق تعمیرات اساسی دوره‌ای طبق الزامات سخت‌گیرانه مهندسی استوار است. در چشم‌انداز توسعه‌ای هلدینگ، راهبرد اصلی بر بهینه‌سازی اساسی راندمان ناوگان، ارتقای چابکی واحدهای سیکل ترکیبی و بازآرایی و تعیین تکلیف فنی – اقتصادی بخش‌های قدیمی بخار متمرکز گردیده تا با تبدیل محدودیت‌های طول عمر به فرصت‌های نوسازی و ناترازی‌زدایی، تداوم خلق ارزش این سرمایه ملی برای سال‌های پیش‌رو تضمین شود.

⚡ **ملاحظات و اقدامات زیست‌محیطی نیروگاه‌ها**

باتوجه به ماهیت فعالیت نیروگاه‌های حرارتی و آثار بالقوه آن‌ها بر مؤلفه‌های محیط‌زیستی، رعایت الزامات قانونی و استانداردهای مرتبط با کنترل آلاینده‌ی، مدیریت پسماند، پایش پساب و مصرف بهینه منابع، از ارکان اساسی بهره‌برداری مسئولانه در این صنعت به‌شمار می‌رود. در این چارچوب، نیروگاه شهید منتظرقائم طی سال‌های اخیر کوشیده است با استقرار نظام پایش مستمر، اجرای اقدامات اصلاحی و توسعه زیرساخت‌های کنترلی و مدیریتی، آثار زیست‌محیطی فعالیت خود را در سطوح مختلف کنترل و مدیریت کند.

این رویکرد، افزون بر پاسخگویی به الزامات مراجع ذی‌صلاح، در راستای ارتقای بهره‌وری منابع، کاهش آثار نامطلوب زیست‌محیطی و پایداری فعالیت نیروگاه دنبال شده است.

در همین راستا، مهم‌ترین اقدامات و ملاحظات زیست‌محیطی نیروگاه در بازه زمانی ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۵ را می‌توان در چند محور اصلی دسته‌بندی کرد. در حوزه پایش و انطباق زیست‌محیطی، استقرار و اجرای برنامه‌های پایش مستمر پارامترهای زیست‌محیطی شامل آلاینده‌های خروجی دودکش‌ها، پساب و خاک، به‌صورت منظم در دستور کار قرار داشته است تا انطباق عملکرد نیروگاه با حدود مجاز و استانداردهای ابلاغی به‌طور مستمر ارزیابی شود. اجرای برنامه خوداظهاری زیست‌محیطی نیز از طریق نمونه‌برداری و انجام آزمون‌های تخصصی توسط شرکت‌های معتمد سازمان حفاظت محیط‌زیست، به‌صورت دوبرار در هر فصل، زمینه تحلیل نتایج و انجام اقدامات اصلاحی به‌موقع را فراهم کرده است.

در بخش استقرار سامانه‌های کنترلی و ثبت داده‌ها نیز، ثبت، کنترل و بارگذاری منظم نتایج پایش‌های زیست‌محیطی در سامانه پایش بهداشت، ایمنی و محیط‌زیست برق حرارتی و همچنین تهیه و بارگذاری گزارش شاخص‌های کمی مدیریت سبز، به‌صورت دوره‌ای انجام شده است. این فرایند، علاوه بر تقویت شفافیت و قابلیت ردیابی داده‌ها، بستر مناسبی برای ارزیابی روند عملکرد زیست‌محیطی نیروگاه فراهم آورده است.

از منظر توسعه زیرساخت‌های فنی و پیشگیرانه، بخشی از اقدامات انجام‌شده معطوف به کاهش ریسک‌های زیست‌محیطی و بهبود کیفیت پایش بوده است که اهم آن عبارت‌اند از:

⚡ **اجرای پروژه ترمیم و بازسازی کف و دیواره استخر تخریری و اجرای ژئوممبران** در سال ۱۴۰۰ باهدف پیشگیری از نشت و آلودگی احتمالی و ارتقای عملکرد این بخش

⚡ **به‌روزرسانی الزامات و دستورالعمل‌های زیست‌محیطی** در حوزه پایش آلاینده‌ها و مدیریت پسماند متناسب با آخرین ضوابط ابلاغی در سال ۱۴۰۰ ⚡ **انعقاد قرارداد برای اتصال سیستم‌های پایش آنلاین** واحدهای سیکل ترکیبی ۴، ۵ و ۶ به سامانه جامع محیط‌زیست و نیز کالیبراسیون سیستم‌های پایش آنلاین دودکش‌ها در سال ۱۴۰۱

⚡ **تأمین و نصب حسگرهای COD و pH** متر به‌منظور ارتقای دقت و استمرار پایش پساب خروجی در سال ۱۴۰۱

در حوزه مدیریت پسماند و کنترل پیامدهای ناشی از فعالیت‌های صنعتی نیز رویکرد نیروگاه بر ساماندهی، تفکیک، ثبت و تحویل اصولی پسماندها استوار بوده است. در این زمینه، اقدامات زیر قابل اشاره است:

⚡ **ساماندهی و مدیریت پسماندهای عادی و پسماندهای پزشکی** از طریق انعقاد قرارداد سالانه با شهرداری

⚡ **مدیریت پسماندهای روغنی** از طریق قرارداد با شرکت‌های دارای مجوز از سازمان حفاظت محیط‌زیست به‌منظور بازیافت و ثبت فرایند در سامانه جامع محیط‌زیست در سال ۱۴۰۴

⚡ **اجرای پروژه آماده‌سازی محل دیوی ضایعات باهدف ساماندهی بهتر و** ارتقای فرایند مدیریت ضایعات نیروگاه

در بخش مدیریت منابع و بهبود کیفیت محیط پیرامونی نیز، مجموعه‌ای از اقدامات اجرایی با رویکرد افزایش بهره‌وری زیست‌محیطی و بهبود شرایط سایت عملیاتی دنبال شده است که از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

⚡ **بهره‌برداری از پساب تصفیه‌شده** نیروگاه برای آبیاری فضای سبز، باهدف مدیریت بهینه منابع آب و کاهش فشار بر منابع آب خام

⚡ **توسعه و نگهداری فضای سبز** مجموعه و کاشت ۲۰۰ اصله نهال در سال ۱۴۰۴ باهدف ارتقای سرانه فضای سبز و بهبود شرایط زیست‌محیطی محوطه نیروگاه برآیند استقرار این تدابیر پیشگیرانه و واکنش‌های به‌موقع فنی، علاوه بر حذف کامل ریسک جرایم زیست‌محیطی، موجب ارتقای شاخص‌های بهره‌وری منابع و تحکیم جایگاه این نیروگاه به‌عنوان بنگاهی متعهد به الزامات پایداری زیست‌محیطی در صنعت برق کشور شده است.

مدیرعامل نیروگاه منتظر قائم اظهار داشت:

تولید برق اقتصادی مستلزم بازنگری در سیاستگذاری حاکمیتی



نیروگاه منتظر قائم به عنوان یکی از ارکان تولید برق کشور، در مسیر گذار از دوران بهره‌برداری کلاسیک به سوی بهره‌وری نوین قرار دارد. در این بررسی تخصصی با جناب آقای مهندس جمشیدنژاد، مدیرعامل محترم نیروگاه، به بررسی ابعاد اقتصاد تولید برق و راهبردهای حفظ و ارتقای ظرفیت این مجموعه‌ی باسابقه پرداخته‌ایم. محورهای این نشست، بر استراتژی‌های بازتوانی و نوسازی، بهبود راندمان، مدیریت هوشمندانه‌ی ریسک‌های نهاده‌ای و چشم‌انداز پروژه‌های توسعه‌ای متمرکز است.

محورهای مدیریتی ما محسوب می‌شود. به اعتقاد من، برای اینکه صنعت برق بتواند در بلندمدت پاسخگوی رشد مصرف و نیاز کشور باشد، لازم است اقتصاد تولید برق نیز متناسب با واقعیت‌های فنی و اقتصادی این صنعت اصلاح شود. نیروگاه یک سرمایه ملی است و حفظ این سرمایه، نیازمند آن است که درآمد حاصل از تولید برق امکان پوشش هزینه‌های بهره‌برداری و تعمیرات را فراهم کرده و در کنار آن، منابع کافی برای بازسازی، نوسازی، ارتقای راندمان و سرمایه‌گذاری‌های توسعه‌ای نیز در اختیار نیروگاه‌ها قرار گیرد. در نهایت، باید توجه داشت که سرمایه‌گذاری در تعمیرات و نوسازی نیروگاه‌ها صرفاً یک هزینه نیست، بلکه یک سرمایه‌گذاری برای حفظ ظرفیت تولید، افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌های بلندمدت و تضمین پایداری شبکه برق کشور است.

با توجه به قدمت بخش قابل توجهی از تجهیزات نیروگاه منتظر قائم و ضرورت حفظ آمادگی تولید، مهم‌ترین اولویت‌های سرمایه‌گذاری برای نوسازی و باز توانی واحدهای نیروگاهی چیست و بازده اقتصادی این سرمایه‌گذاری‌ها را چگونه ارزیابی می‌کنید؟

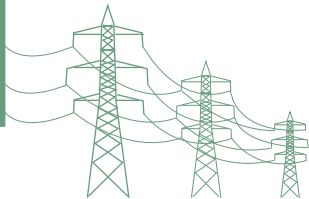
در نیروگاه‌هایی با قدمت و سابقه طولانی مانند نیروگاه منتظر قائم، سرمایه‌گذاری برای نوسازی و بازتوانی باید بر اساس یک برنامه اولویت‌بندی‌شده و با نگاه بلندمدت انجام شود؛ به‌گونه‌ای که در وهله نخست، حفظ آمادگی تولید و قابلیت اطمینان واحدها تضمین شود و در ادامه، افزایش راندمان و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری در دستور کار قرار گیرد. در این زمینه، نخستین اولویت، نوسازی و بازسازی تجهیزات اصلی و حیاتی واحدهاست؛ به‌ویژه توربین‌ها، ژنراتورها، بویلرها، تجهیزات احتراق، سیستم‌های کنترل و ابزار دقیق، ترانسفورماتورها و تجهیزات پست و همچنین سیستم‌های خنک‌کننده. هرچه بتوانیم وضعیت این تجهیزات را به‌صورت مستمر پایش کنیم و پیش از بروز خرابی‌های جدی نسبت به تعمیر، بازسازی یا تعویض آنها اقدام کنیم، هم از خروج اضطراری واحدها جلوگیری خواهد شد و هم هزینه‌های تعمیرات سنگین در آینده کاهش پیدا می‌کند. اولویت دوم، حرکت به سمت افزایش بهره‌وری و کاهش مصرف سوخت و آب است. در نیروگاهی با قدمتی بالا، حتی بهبود چند درصدی در راندمان یا کاهش مصرف ویژه سوخت می‌تواند در مقیاس سالانه اثر اقتصادی قابل توجهی داشته باشد. به همین دلیل، پروژه‌هایی که علاوه بر افزایش قابلیت اطمینان، منجر به افزایش راندمان، کاهش مصرف سوخت و آب و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری شوند، از اولویت بالاتری برای سرمایه‌گذاری برخوردارند. در کنار این موارد، توسعه ساخت داخل و استفاده از ظرفیت شرکت‌های دانش‌بنیان و متخصصان داخلی نیز برای ما اهمیت ویژه‌ای دارد. تجربه نیروگاه منتظر قائم نشان داده است که با اتکا به دانش و توان فنی نیروهای داخلی می‌توان بخش قابل توجهی از قطعات و تجهیزات موردنیاز را بازسازی یا بومی‌سازی کرد و وابستگی به تأمین‌کنندگان خارجی را کاهش داد. این موضوع علاوه بر کاهش هزینه و زمان تأمین، در شرایط تحریم یک مزیت راهبردی برای استمرار تولید محسوب می‌شود. موضوع مهم

اقتصاد تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی کشور را چگونه ارزیابی می‌کنید؟ آیا ساختار درآمدی صنعت برق و روند افزایشی هزینه‌های تعمیرات، تأمین قطعات، سوخت و بهره‌برداری، امکان پوشش هزینه‌های جاری و تأمین منابع موردنیاز برای بازسازی، نوسازی و سرمایه‌گذاری‌های توسعه‌ای را با هدف حفظ و ارتقای ظرفیت تولید و افزایش بهره‌وری نیروگاه‌ها فراهم می‌کند؟

به اعتقاد من، اقتصاد تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی کشور در شرایط فعلی با چالش‌های جدی مواجه است. نیروگاه‌های حرارتی به‌عنوان بخش اصلی سبد تولید برق کشور، برای حفظ آمادگی و استمرار تولید، نیازمند انجام مستمر تعمیرات، تأمین قطعات، نگهداری تجهیزات و اجرای برنامه‌های بهینه‌سازی هستند؛ درحالی‌که هزینه این فعالیت‌ها طی سال‌های اخیر، تحت تأثیر افزایش قیمت تجهیزات، قطعات، مواد اولیه، خدمات فنی و هزینه‌های بهره‌برداری، رشد قابل توجهی داشته است. از سوی دیگر، نیروگاه‌هایی مانند نیروگاه شهید محمد منتظر قائم که دارای واحدهای بخاری، گازی و سیکل ترکیبی هستند و بخش مهمی از تجهیزات آنها قدمت بالایی دارد، طبیعتاً برای حفظ ظرفیت تولید و افزایش قابلیت اطمینان، به سرمایه‌گذاری مستمر در حوزه تعمیرات اساسی، بازسازی، نوسازی و بهینه‌سازی نیاز دارند. در چنین شرایطی، صرف تأمین هزینه‌های جاری و تعمیرات روزمره کافی نیست و باید منابع لازم برای سرمایه‌گذاری‌های بلندمدت نیز پیش‌بینی شود. واقعیت این است که ساختار فعلی اقتصاد برق، به‌ویژه در شرایطی که قیمت فروش برق و درآمد نیروگاه‌ها متناسب با رشد هزینه‌های واقعی تولید افزایش پیدا نمی‌کند، تأمین منابع کافی برای اجرای همه پروژه‌های موردنیاز نوسازی و توسعه را با دشواری مواجه می‌کند. این موضوع در بلندمدت می‌تواند

بر سرعت نوسازی تجهیزات، افزایش راندمان و حتی حفظ ظرفیت عملی تولید نیروگاه‌ها اثرگذار باشد. در سطح کلان نیز غیرجذاب بودن فضای اقتصادی صنعت برق، یکی از عواملی است که بر روند سرمایه‌گذاری در این صنعت تأثیر گذاشته است. بااین‌حال، رویکرد ما در نیروگاه منتظر قائم این است که با مدیریت دقیق منابع، اولویت‌بندی پروژه‌ها، برنامه‌ریزی منسجم تعمیرات و استفاده حداکثری از ظرفیت شرکت‌های داخلی و توان ساخت داخل، هزینه‌ها را کنترل و هم‌زمان آمادگی واحدهای تولیدی را حفظ کنیم. در این مسیر، افزایش بهره‌وری، کاهش مصرف ویژه سوخت، کاهش خروج اضطراری واحدها و افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات، از مهم‌ترین

پایداری اقتصاد نیروگاه در گرو آن است که درآمد برق، هم هزینه‌های جاری و نگهداشت و هم نیاز به سرمایه‌گذاری برای حفظ ظرفیت را پوشش دهد





دیگر، توجه به زیرساخت‌های جانبی و تأسیسات مشترک نیروگاه است. برای مثال، ارتقای عملکرد سیستم‌های خنک‌کننده و مدیریت مصرف آب، در شرایط فعلی صنعت برق از اهمیت زیادی برخوردار است و می‌تواند هم در افزایش بهره‌وری و هم در کاهش هزینه‌های تولید مؤثر باشد. در نیروگاه منتظر قائم نیز موضوع بهبود عملکرد برج‌های خنک‌کننده و استفاده بهینه از منابع آب از جمله محورهای مهم بهبود و توسعه محسوب می‌شود. اما درباره بازده اقتصادی این سرمایه‌گذاری‌ها باید نگاه بلندمدت داشت. بازتوانی نیروگاه صرفاً به معنای هزینه‌کرد برای یک تجهیز نیست؛ بلکه هدف اصلی آن افزایش عمر مفید، کاهش نرخ خرابی و خروج اضطراری، افزایش آمادگی و تولید، کاهش مصرف سوخت و هزینه‌های تعمیرات و در نهایت افزایش درآمد و ارزش اقتصادی نیروگاه است. بنابراین، اگر سرمایه‌گذاری‌ها به‌صورت هدفمند و بر مبنای مطالعات فنی و اقتصادی انجام شوند، قطعاً می‌تواند بازده قابل قبولی داشته باشند. البته در نیروگاه‌های قدیمی باید برای هرواحد به‌صورت جداگانه بررسی شود که «تعمیر و بازتوانی»، «نوسازی بخشی از تجهیزات» یا «جایگزینی با واحد جدید و پربازده» کدام‌یک از نظر اقتصادی توجیه بیشتری دارد. رویکرد ما در نیروگاه منتظر قائم این است که در کنار حفظ آمادگی تولید و انجام به‌موقع تعمیرات اساسی و دوره‌ای، پروژه‌های نوسازی و بهینه‌سازی را به سمت طرح‌هایی هدایت کنیم که بیشترین اثرا بر افزایش قابلیت اطمینان، راندمان، کاهش هزینه‌های تولید و حفظ ظرفیت نیروگاه در سال‌های آینده داشته باشند. درواقع، سرمایه‌گذاری در

نوسازی را هزینه صرف نمی‌دانیم؛ بلکه آن را سرمایه‌گذاری برای حفظ ظرفیت تولید و تضمین پایداری شبکه برق کشور می‌دانیم.

ناپایداری در تأمین گاز، محدودیت استفاده از سوخت دوم و محدودیت منابع آب، چه سهمی در ریسک‌های عملیاتی و اقتصادی نیروگاه دارند و برای کاهش این ریسک‌ها، چه سرمایه‌گذاری‌هایی را ضروری می‌دانید؟

تأمین پایدار سوخت و آب، از عوامل اساسی در استمرار تولید برق نیروگاه‌های حرارتی است و طبیعتاً هرگونه ناپایداری یا محدودیت در این بخش‌ها می‌تواند هم از نظر عملیاتی و هم از نظر اقتصادی، ریسک‌هایی را متوجه نیروگاه کند. در نیروگاه منتظر قائم، باتوجه‌به قدمت بخشی از تجهیزات و اهمیت حفظ آمادگی واحدها، استمرار و پایداری تأمین گاز اهمیت ویژه‌ای دارد. کاهش یا ناپایداری در تأمین گاز می‌تواند برنامه بهره‌برداری واحدها را تحت‌تأثیر قرار دهد و در صورت استفاده از سوخت جایگزین، علاوه بر افزایش هزینه‌های مرتبط با تأمین و مصرف سوخت، آثار فنی و زیست‌محیطی نیز به همراه داشته باشد.

در نیروگاه‌های قدیمی، باز توانی هزینه نیست؛ سرمایه‌گذاری برای حفظ ظرفیت، افزایش بهره‌وری و کاهش هزینه‌های آینده است



ازاین‌رو، مدیریت و تنوع‌بخشی به سبد سوخت و ایجاد اطمینان از دسترسی به سوخت جایگزین در زمان‌های ضروری، یکی از الزامات حفظ پایداری تولید است. در خصوص سوخت دوم نیز باید توجه داشت که موضوع صرفاً تأمین حجم کافی سوخت نیست؛ بلکه امکان ذخیره‌سازی، انتقال، دریافت و مصرف مطمئن آن و همچنین آمادگی تجهیزات نیروگاه برای کار با سوخت جایگزین،

همگی باید هم‌زمان مورد توجه قرار گیرند؛ بنابراین، سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های ذخیره‌سازی و انتقال سوخت، نگهداری و بهسازی تجهیزات مرتبط و اطمینان از آمادگی واحدها برای استفاده از سوخت جایگزین، از اقدامات ضروری در این حوزه است. موضوع دیگر، آب است که برای نیروگاه‌های حرارتی، به‌ویژه در مناطق دارای محدودیت منابع آبی، یک مسئله راهبردی محسوب می‌شود. محدودیت منابع آب می‌تواند ظرفیت عملیاتی نیروگاه را تحت‌تأثیر قرار دهد و ازاین‌جهت، افزایش بهره‌وری مصرف آب و کاهش وابستگی به منابع آب خام باید در اولویت قرار گیرد. در نیروگاه منتظر قائم، یکی از محورهای مهم



تاب‌آوری نیروگاه با مدیریت پیشگیرانه ریسک‌های سوخت و آب و تقویت زیرساخت‌های حیاتی شکل می‌گیرد



سرمایه‌گذاری و بهبود، ارتقای عملکرد سیستم‌های خنک‌کننده و کاهش مصرف آب است. بهسازی تجهیزات خنک‌کننده، کاهش تلفات، پایش مستمر عملکرد سیستم و استفاده از راهکارهای بازچرخانی و مدیریت بهینه آب، می‌تواند در افزایش تاب‌آوری نیروگاه در برابر محدودیت‌های آبی مؤثر باشد. در مجموع، رویکرد ما این است که به جای مدیریت این ریسک‌ها صرفاً در زمان وقوع، باید با یک نگاه پیشگیرانه و مبتنی بر مدیریت دارایی، زیرساخت‌های حیاتی نیروگاه را تقویت کنیم. سرمایه‌گذاری در پایداری زیرساخت‌های سوخت و آب، بهسازی تجهیزات اصلی، افزایش قابلیت اطمینان سیستم‌های خنک‌کننده، ارتقای سیستم‌های پایش و کنترل و همچنین پیش‌بینی سناریوهای مختلف تأمین سوخت، از جمله اقداماتی است که می‌تواند ریسک عملیاتی و اقتصادی نیروگاه را کاهش دهد.

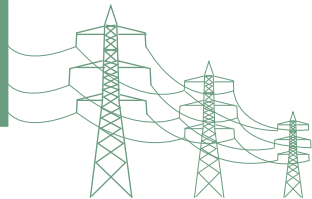
در نهایت، هر میزان سرمایه‌گذاری که منجر به افزایش آمادگی واحدها، کاهش خروج اضطراری، کاهش مصرف ویژه سوخت و آب و افزایش قابلیت اطمینان تولید شود، درواقع سرمایه‌گذاری برای استمرار تولید و حفظ امنیت انرژی کشور است. در شرایط فعلی، نگاه ما باید از «مدیریت بحران» به سمت «پیشگیری و افزایش تاب‌آوری نیروگاه» حرکت کند.

با توجه به ناترازی مزمن برق در کشور، آیا نهادهای حاکمیتی و تنظیم‌گر صنعت نیروگاهی، رویکردی حمایتی در جذب سرمایه‌گذاری برای توسعه و ایجاد ظرفیت‌های جدید دارند؟ از نظر شما مهم‌ترین موانع ورود سرمایه به این صنعت چیست و چه اصلاحاتی در نظام قیمت‌گذاری و بازار برق می‌تواند زمینه‌ساز افزایش و تسهیل سرمایه‌گذاری در این صنعت شود؟

باتوجه‌به ناترازی موجود میان تولید و مصرف برق، توسعه ظرفیت نیروگاهی و جذب سرمایه‌گذاری جدید، بدون تردید یکی از ضرورت‌های اساسی صنعت برق کشور است. خوشبختانه در سال‌های اخیر، رویکردهای حمایتی و مقرراتی مختلفی برای افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری در صنعت برق شکل گرفته و حرکت به سمت توسعه معاملات برق در بورس انرژی و افزایش نقش قراردادهای مستقیم و بازارمحور، می‌تواند گام مثبتی در جهت ایجاد شفافیت و بهبود فضای سرمایه‌گذاری باشد. بااین‌حال، به اعتقاد من صرف ایجاد مشوق‌های مقطعی برای احداث نیروگاه کافی نیست. سرمایه‌گذار زمانی وارد این صنعت می‌شود که بتواند چشم‌انداز روشنی از درآمد، هزینه، بازگشت سرمایه و ریسک‌های اقتصادی پروژه در یک دوره بلندمدت داشته باشد. نیروگاه یک سرمایه‌گذاری سنگین و بلندمدت است و تصمیم‌گیری درباره احداث یک واحد جدید، به ثبات مقررات و امکان پیش‌بینی‌پذیری درآمد در سال‌های آینده وابسته است.

یکی از مهم‌ترین موانع سرمایه‌گذاری، فاصله میان هزینه واقعی تولید برق و درآمد حاصل از فروش آن است. افزایش هزینه تجهیزات، قطعات، تعمیرات، نیروی انسانی، تأمین مالی و سایر هزینه‌های بهره‌برداری، در شرایطی که درآمد نیروگاه متناسب با این افزایش هزینه‌ها رشد نکند، دوره بازگشت سرمایه را طولانی‌تر کرده و جذابیت سرمایه‌گذاری را کاهش می‌دهد.

موضوع دیگر، ریسک ناشی از تغییرات مقررات و قیمت‌گذاری است. سرمایه‌گذار برای ورود به این صنعت نیازمند یک چارچوب شفاف و باثبات است؛ بنابراین هرچه قراردادهای خرید برق، نحوه تعیین قیمت، نحوه پرداخت و سازوکار تعدیل نرخ‌ها قابل پیش‌بینی‌تر باشد، ریسک سرمایه‌گذاری نیز کاهش پیدا می‌کند. از نظر من، یکی از اصلاحات اساسی موردنیاز، حرکت تدریجی به سمت قیمت‌گذاری اقتصادی‌تر و بازارمحورتر برق است؛ البته این فرایند باید با ملاحظات اجتماعی و توان پرداخت مصرف‌کنندگان نیز همراه باشد. توسعه معاملات برق در بورس انرژی، قراردادهای دوجانبه و ایجاد امکان فروش مستقیم برق به مصرف‌کنندگان واجد شرایط می‌تواند به شکل‌گیری سیگنال واقعی‌تری از قیمت برق و افزایش انگیزه سرمایه‌گذاران کمک کند. قوانین و آیین‌نامه‌های موجود نیز در سال‌های اخیر حرکت به سمت افزایش سهم معاملات برق در بورس انرژی را دنبال کرده‌اند. در کنار قیمت انرژی، باید برای «ظرفیت آماده تولید» و خدماتی که نیروگاه به شبکه ارائه می‌دهد نیز ارزش اقتصادی مناسبی در نظر گرفته شود. یک نیروگاه فقط زمانی که برق تولید می‌کند برای شبکه ارزش‌آفرین نیست؛ بلکه آمادگی نیروگاه برای تولید در زمان اوج مصرف و توانایی آن در حفظ پایداری نیز یک خدمت مهم و قابل ارزش‌گذاری است. در سازوکار بازار عمده‌فروشی نیز مؤلفه‌هایی مانند انرژی، سوخت و آمادگی در محاسبات بازار لحاظ می‌شوند. از طرف دیگر، سرمایه‌گذاری صرفاً نباید به





احداث نیروگاه‌های جدید محدود شود. به نظر من بازتوانی نیروگاه‌های موجود، افزایش راندمان، رفع گلوگاه‌های تولید و نوسازی واحدهای قدیمی نیز می‌تواند در بسیاری از موارد اقتصادی‌تر و سریع‌تر از احداث یک ظرفیت کاملاً جدید باشد. نیروگاه منتظر قائم نیز باتوجه به قدمت بخشی از تجهیزات، ظرفیت قابل توجهی برای اجرای طرح‌های بازسازی، نوسازی و بهینه‌سازی دارد. بنابراین، اگر بخواهیم سرمایه‌گذاری در صنعت برق را به صورت پایدار افزایش دهیم، باید مجموعه‌ای از اصلاحات هم‌زمان دنبال شود؛ از جمله ایجاد ثبات در مقررات، واقعی‌تر شدن تدریجی قیمت برق، کاهش ریسک وصول مطالبات نیروگاه‌ها، توسعه معاملات رقابتی و قراردادهای بلندمدت، ارزش‌گذاری مناسب ظرفیت و خدمات جانبی و همچنین فراهم کردن دسترسی سرمایه‌گذاران به منابع مالی با نرخ و شرایط متناسب با ماهیت بلندمدت پروژه‌های نیروگاهی.

در نهایت، ناترازی برق را نمی‌توان صرفاً با افزایش ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها برطرف کرد. آنچه اهمیت دارد، ایجاد ظرفیت قابل اتکا، اقتصادی و پربازده است؛ بنابراین هر اصلاحی که بتواند سرمایه‌گذار را به سمت نیروگاه‌های با راندمان بالاتر، بازتوانی واحدهای موجود و استفاده بهینه از سوخت و منابع هدایت کند، در نهایت به نفع اقتصاد صنعت برق و امنیت انرژی کشور خواهد بود.

برای نیروگاه منتظر قائم، به عنوان یکی از نیروگاه‌های مهم و با سابقه کشور، چه طرح‌ها و پروژه‌هایی برای بازتوانی، افزایش راندمان و توسعه ظرفیت در افق میان‌مدت طراحی یا اجرا شده است؟

نیروگاه منتظر قائم به دلیل قدمت، سابقه و جایگاه مهمی که در تأمین برق منطقه و شبکه سراسری دارد، نیازمند یک برنامه مستمر و چندمحوری برای حفظ ظرفیت تولید، بازتوانی تجهیزات، افزایش راندمان و توسعه زیرساخت‌هاست. رویکرد ما این است که در کنار انجام تعمیرات اساسی و دوره‌ای، پروژه‌هایی را دنبال کنیم که اثر مستقیم بر افزایش قابلیت اطمینان، کاهش مصرف سوخت و آب، افزایش راندمان و حفظ ظرفیت تولید نیروگاه داشته باشند.

یکی از مهم‌ترین محورهای اقدامات انجام‌شده در نیروگاه، اجرای تعمیرات اساسی و بازتوانی واحدهای نیروگاهی است. طی سال‌های اخیر، چندین مورد تعمیرات اساسی بر روی واحدهای نیروگاه انجام شده و این اقدامات با هدف افزایش قابلیت اطمینان، بهبود عملکرد تجهیزات، کاهش احتمال خروج اضطراری و استمرار تولید واحدها صورت‌گرفته است. استمرار این تعمیرات و اجرای به‌موقع برنامه‌های تعمیراتی، باتوجه به شرایط و قدمت تجهیزات، از اولویتهای اصلی نیروگاه محسوب می‌شود.

در کنار تعمیرات اساسی، رفع گلوگاه‌های تولید و اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی

نیز در دستور کار قرار دارد. بهسازی تجهیزات اصلی و جانبی، ارتقای سیستم‌های کنترل و ابزار دقیق، پایش وضعیت تجهیزات و اجرای اقدامات اصلاحی، از جمله فعالیت‌هایی است که می‌تواند در افزایش آمادگی واحدها و بهبود بهره‌وری آنها مؤثر باشد. موضوع آب نیز یکی از محورهای مهم برنامه‌های نیروگاه است. باتوجه به محدودیت منابع آبی، کاهش مصرف آب و استفاده بهینه از منابع موجود برای ما اهمیت ویژه‌ای دارد. در همین راستا، پروژه تصفیه آب به روش اسمز معکوس (RO) در نیروگاه در حال اجراست که با هدف ارتقای کیفیت و مدیریت بهتر منابع آب و تأمین نیازهای آبی مورد استفاده قرار می‌گیرد. این پروژه را باید در چارچوب برنامه جامع مدیریت و بهینه‌سازی مصرف آب نیروگاه ارزیابی کرد. همچنین بهسازی و ارتقای عملکرد سیستم‌های خنک‌کننده از دیگر محورهای مورد توجه است. تعمیر و بازسازی تجهیزات برج‌های خنک‌کننده، رفع عیوب و گلوگاه‌های موجود و افزایش اثربخشی سیستم خنک‌کاری، علاوه بر کمک به حفظ توان تولید، می‌تواند در مدیریت مصرف آب و افزایش بهره‌وری واحدها نیز مؤثر باشد. در حوزه توسعه ظرفیت نیز مطالعات و برنامه‌ریزی‌های لازم برای استفاده حداکثری از ظرفیت‌های موجود و رفع محدودیت‌های فنی و زیرساختی در حال پیگیری است. در این زمینه، نگاه ما صرفاً احداث ظرفیت جدید نیست؛ بلکه بازتوانی واحدهای موجود، افزایش توان قابل اتکا، رفع گلوگاه‌های تولید و ارتقای تجهیزات مشترک نیروگاه نیز بخش مهمی از مسیر توسعه ظرفیت محسوب می‌شود. از سوی دیگر، استفاده از توان سازندگان داخلی، شرکت‌های دانش‌بنیان و ظرفیت تخصصی نیروهای نیروگاه، در بازسازی تجهیزات و تأمین قطعات موردنیاز، نقش مهمی در کاهش هزینه‌ها، کوتاه شدن زمان تعمیرات و استمرار تولید دارد. تجربه اجرای پروژه‌های مختلف در نیروگاه نشان داده است که اتکا به دانش و توان داخلی می‌تواند بخش قابل توجهی از نیازهای فنی مجموعه را پاسخ دهد. در افق میان‌مدت، هدف ما این است که مجموعه‌ای از پروژه‌های بازتوانی و تعمیرات اساسی، رفع گلوگاه‌های تولید، بهینه‌سازی تجهیزات، افزایش راندمان، مدیریت و کاهش مصرف آب و سوخت و همچنین توسعه زیرساخت‌های موردنیاز را به صورت یکپارچه دنبال کنیم.

نگاه ما این است که نیروگاه منتظر قائم با وجود قدمت بالای بخشی از تجهیزات، همچنان ظرفیت ارزشمندی برای افزایش بهره‌وری و حفظ تولید دارد؛ بنابراین تلاش می‌کنیم با اجرای هدفمند پروژه‌های بازتوانی و نوسازی، استفاده از فناوری‌های جدید، مدیریت بهینه منابع و تکیه بر توان تخصصی داخل، عمر مفید تجهیزات را افزایش داده، قابلیت اطمینان واحدها را ارتقا دهیم و ظرفیت تولید برق پایدار را برای سال‌های آینده حفظ کنیم.



معاون مالی و توسعه منابع گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی تاکید کرد:

نرخ‌گذاری و چالش نقدینگی صنعت برق

در گفت‌وگو با جناب آقای دکتر محمد ابوالقاسمی، معاون محترم مالی و توسعه منابع گروه خوارزمی، ابعاد مالی و اقتصادی فعالیت در صنعت برق و چالش‌های پیش‌روی نیروگاه‌ها در شرایط کنونی مورد بررسی قرار گرفت. در این گفت‌وگو، با تمرکز بر تجربه و نگاه مالی گروه خوارزمی، الزامات حفظ پایداری مالی نیروگاه‌ها، مدیریت منابع و جریان نقد و فراهم کردن زمینه برای تداوم سرمایه‌گذاری و توسعه در این صنعت تشریح شد.

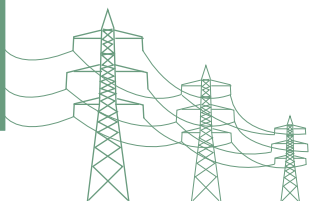
مهم‌ترین چالش مالی شرکت‌های نیروگاهی در شرایط فعلی چیست؟ پایین بودن نرخ فروش، افزایش هزینه‌های تولید، مطالبات از صنعت برق یا دشواری تأمین مالی؟

به نظر بهتر است این‌گونه وارد بحث شویم که با نگاهی گذرا به مقایسه ارزش بازار سهام شرکت‌های تولید برق حرارتی و سیکل ترکیبی در تابلوی بورس کشور در قیاس با ارزش‌های جایگزینی نیروگاه‌های مزبور، عدم تمایل بخش خصوصی به مشارکت و سهام‌داری در این صنعت به ویژه نیروگاه‌های با عمر بالا کاملاً مشهود است. همچنین ذکر این مقدمه نیز ضروری است که هدف مطالبی که در این مصاحبه عنوان می‌شود، تحلیل جامع در خصوص سیاست‌گذاری صنعت برق و مسائلی از قبیل نحوه نرخ‌گذاری، ترکیب انواع نیروگاه‌های کشور (حرارتی، هسته‌ای، تجدیدپذیر و...)، نحوه جایگزینی نیروگاه‌های فرسوده، تکلیف صنایع پرمصرف به تولید و تأمین برق داخلی، چگونگی تأمین مالی و بازپرداخت آن جهت احداث نیروگاه‌های جدید و سایر موضوعات کلان صنعت برق نیست و پرداختن به این مقولات در صلاحیت متخصصین حوزه برق و انرژی کشور می‌باشد، لیکن باتوجه به سهام‌داری گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی در شرکت توسعه برق و انرژی

سپهر (مالک نیروگاه شهید منتظر قائم) و سایر تجارب گذشته اینجانب، تمرکز بحث بر روی نیروگاه‌های مقیاس بزرگ واگذار شده از سوی دولت می‌باشد. به صورت کلی وجود نرخ‌های دستوری در اقتصاد به منظور حمایت از تولیدکنندگان و یا مصرف‌کنندگان، آسیب‌های جدی به دنبال دارد. از جمله اینکه از بعد مصرف‌کنندگان انرژی، شکل‌گیری الگوی نامناسب مصرف که تبدیل به یک فرهنگ در کشور شده، هزینه‌های جدی به کشور تحمیل می‌کند. از بعد تولیدکنندگان نیز نرخ‌گذاری دستوری منجر به اولویت پرداختن به اهداف کوتاه‌مدت و عدم تمایل به تخصیص سرمایه و منابع مالی جهت تجهیز و توسعه خطوط تولید می‌شود. نرخ‌های جاری فروش برق برای تولیدکنندگان نیروگاه‌های حرارتی و سیکل‌های ترکیبی به شبکه، به گونه‌ای تنظیم شده که شرکت‌های مزبور بتوانند در کنار تأمین هزینه‌های جاری، سالانه مبلغی را صرف انجام نگهداری و تعمیرات تجهیزات تولیدی موجود نمایند و چنانچه در مقدمه مطالب نیز عنوان شد، سود حاصل شده حتی در میان نیروگاه‌های برتر کشور، فاقد توجیه اقتصادی در قیاس با سایر صنایع نظیر پتروشیمی، معدن و... می‌باشد. حال در شرایط مزبور با تأخیر در پرداخت مطالبات فروش برق از سوی دولت به تولیدکنندگان نیز روبرو هستیم که سبب می‌شود شرکت‌های تولیدکننده، در تأمین هزینه‌های جاری نظیر حقوق و دستمزد کارگران خود نیز با مشکل مواجه شود. در این شرایط، هزینه‌های تعمیر و نگهداری نیروگاه‌ها به ویژه تعمیرات اساسی به منظور حفظ و پایداری توان و ظرفیت تولید به تدریج کاهش یافته و این افت تولید خود منجر به کاهش سودآوری و چالش‌های مالی جدی برای تولیدکنندگان می‌گردد. تأخیر در وصول مطالبات فروش برق، تولیدکنندگان را به فروش برق در بورس انرژی و یا قراردادهای دوجانبه با مصرف‌کنندگان سوق می‌دهد که با نرخ‌های پایین‌تر از نرخ‌های اعلامی توسط دولت می‌باشد و این نیز عاملی مضاعف در کاهش سودآوری و عدم توجیه اقتصادی نیروگاه‌های موصوف است. باتوجه به تورم جدی موجود در کشور، به نظر بنده، چالش اصلی در صنعت، جریان نقدی و وصول مطالبات است که تولیدکنندگان را به سمت ریسک اجتناب و یا به تأخیر انداختن انجام تعمیرات اساسی و کاهش توان تولید می‌برد و این موضوعی بسیار پر خطر حتی برای ادامه فعالیت نیروگاه‌های بزرگ کشور در بلندمدت خواهد بود.

شکاف میان هزینه‌های تولید و وصول مطالبات از وزارت نیرو چه تأثیری بر جریان نقدینگی و سلامت مالی شرکت‌های نیروگاهی گروه داشته و راهکار هلدینگ برای مدیریت این گلوگاه چیست؟

این شکاف، یکی از مهم‌ترین گلوگاه‌های مالی شرکت‌های نیروگاهی گروه است. هزینه‌هایی مانند حقوق، تعمیرات و نگهداری، خرید قطعات و خدمات پیمانکاری باید در دوره‌های مشخص پرداخت شوند، درحالی‌که وصول درآمد حاصل از فروش برق عمدتاً با تأخیر انجام می‌شود. در نتیجه، حتی در شرایطی که نیروگاه از نظر حسابداری سودآور باشد، بخشی از منابع آن در مطالبات تجاری حبس می‌شود. در مورد شرکت توسعه برق و انرژی سپهر و نیروگاه منتظر قائم، این موضوع به دلیل مقیاس فعالیت نیروگاه اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. برای مثال، در سال ۱۴۰۴ درآمد عملیاتی سپهر به حدود ۱۶۰۸ هزار میلیارد ریال رسیده است؛ اما رشد درآمد به تنهایی به معنای آزاد شدن منابع نقد نیست. هر میزان از این درآمد که با تأخیر وصول شود، عملاً بخشی از سرمایه در گردش شرکت را درگیر می‌کند و شرکت را برای تأمین هزینه‌های جاری و تعمیرات، به استفاده از منابع مالی جایگزین نیازمند می‌سازد. اثر این موضوع در نهایت در سه نقطه دیده می‌شود: افزایش نیاز به سرمایه در گردش، افزایش هزینه تأمین مالی و کاهش منابع قابل تخصیص به تعمیرات و توسعه. به عبارت دیگر، اگر شرکت مجبور باشد برای تأمین نقدینگی ناشی از مطالبات، تسهیلات کوتاه‌مدت دریافت کند، بخشی از سود عملیاتی ایجادشده مجدداً صرف هزینه مالی خواهد شد. رویکرد هلدینگ برای مدیریت این موضوع، صرفاً افزایش استقراض نیست، اولویت ما کاهش دوره وصول مطالبات به نقد و توسعه معاملات در بورس انرژی و قراردادهای دوجانبه است. برای این منظور، پیگیری وصول مطالبات و تعیین تکلیف مطالبات سنواتی، استفاده از ظرفیت‌های قانونی برای تسویه مطالبات صنعت برق از جمله اوراق و تهاتر، و در صورت امکان تبدیل مطالبات به منابع با نقدشوندگی بالاتر، در اولویت قرار دارد. در کنار آن، در سطح هلدینگ تلاش می‌کنیم نیاز نقدینگی شرکت‌های نیروگاهی را به صورت متمرکز مدیریت کنیم تا هر شرکت





برای پوشش یک کسری موقت، الزاماً به سمت تأمین مالی گران قیمت نرود. همچنین برای نیازهای بلندمدت‌تر، تأمین مالی باید متناسب با ماهیت پروژه و دوره بازگشت سرمایه آن طراحی شود و صرفاً بر تسهیلات کوتاه‌مدت بانکی متکی نباشد؛ بنابراین، هدف ما این نیست که صرفاً «کمبود نقدینگی» نیروگاه را با منابع جدید پوشش دهیم؛ بلکه هدف اصلی، کاهش فاصله زمانی بین پرداخت هزینه‌ها و وصول درآمدها است. هرچه این فاصله کوتاه‌تر شود، نیاز شرکت به سرمایه در گردش و هزینه مالی کاهش پیدا می‌کند و منابع بیشتری برای تعمیرات، نوسازی و توسعه ظرفیت در اختیار نیروگاه قرار می‌گیرد. سلامت مالی یک نیروگاه را فقط نباید با سود خالص آن سنجید؛ در چنین صنعتی، توان تبدیل درآمد عملیاتی به جریان نقد یکی از مهم‌ترین شاخص‌های سلامت مالی است. **توسعه معاملات در بورس انرژی و قراردادهای دو جانبه فروش برق تا چه میزان توانسته ریسک نکول و دوره وصول مطالبات نیروگاه‌های زیرمجموعه را بهبود ببخشد؟**

توسعه معاملات در بورس انرژی و قراردادهای دو جانبه را باید یکی از ابزارهای مؤثر برای مدیریت ریسک وصول مطالبات نیروگاه‌ها دانست، اما نه به این معنا که این روش‌ها به‌طور کامل ریسک نکول را از بین می‌برند. اثر اصلی این روش‌ها، کاهش تمرکز مطالبات و کوتاه‌تر کردن مسیر تبدیل فروش برق به نقدینگی است. در مدل سنتی، بخش قابل توجهی از درآمد نیروگاه از فروش برق به زنجیره صنعت برق و در نهایت دریافت مطالبات از مجموعه‌های دولتی و وابسته به وزارت نیرو شکل می‌گیرد. در این ساختار، تأخیر در پرداخت می‌تواند موجب انباشت مطالبات و افزایش نیاز نیروگاه به سرمایه در گردش شود. اما زمانی که بخشی از برق نیروگاه از طریق بورس انرژی یا قراردادهای دو جانبه با مصرف‌کنندگان بزرگ، به‌ویژه صنایع، فروخته می‌شود، وابستگی فروش و وصول درآمد به یک مسیر مشخص کاهش پیدا می‌کند و امکان مدیریت متنوع‌تر جریان درآمدی نیروگاه فراهم می‌شود. در قرارداد دو جانبه، فروش برق مستقیماً میان تولیدکننده و مصرف‌کننده انجام می‌شود و سازوکار قرارداد می‌تواند شرایط قیمت، مقدار، دوره تحویل و نحوه پرداخت را مشخص کند. از نگاه مالی، این موضوع دو مزیت مهم دارد: اول، کاهش تمرکز مطالبات نزد یک خریدار یا یک زنجیره پرداخت؛ دوم، امکان طراحی شرایط پرداخت متناسب با اعتبار مشتری و مشخصات قرارداد؛ بنابراین ما در هلدینگ، توسعه این بازارها را صرفاً به‌عنوان یک روش برای افزایش درآمد نمی‌بینیم؛ بلکه آن را بخشی از سیاست مدیریت سرمایه در گردش و ریسک اعتباری می‌دانیم. بااین حال، انتظار نداریم که تمام فروش نیروگاه از مسیر بورس انرژی یا قراردادهای دو جانبه انجام شود. ترکیب بهینه فروش اهمیت دارد. ازیک طرف باید بخشی از ظرفیت نیروگاه در بازاری قرار گیرد که از نظر قیمت جذابیت داشته باشد و از طرف دیگر، از تمرکز بیش از حد مطالبات نزد یک مشتری یا یک سازوکار پرداخت جلوگیری شود. برای شرکت‌های نیروگاهی گروه، رویکرد ما حرکت به سمت تنوع بخشی به سبد فروش برق است؛ یعنی در کنار سازوکارهای موجود فروش، ظرفیت بورس انرژی و قراردادهای دو جانبه را متناسب با شرایط بازار، اعتبار خریدار و پرفه اقتصادی هر قرارداد توسعه دهیم. البته در ارزیابی این معاملات، صرفاً به قیمت فروش بالاتر نگاه نمی‌کنیم. ممکن است قراردادی قیمت فروش بیشتری داشته باشد، اما دوره وصول طولانی‌تر یا ریسک اعتباری بالاتری ایجاد کند؛ بنابراین برای ما قیمت فروش، اعتبار خریدار، شرایط تسویه، دوره وصول و نقدشوندگی مطالبات باید هم‌زمان در تصمیم‌گیری لحاظ شود. در نهایت، هدف ما این است که فروش برق از یک مدل متمرکز و متکی بر یک زنجیره پرداخت، به یک سبد متنوع از بازارها و قراردادهای تبدیل شود. این رویکرد می‌تواند هم ریسک تمرکز مطالبات را کاهش دهد و هم پیش‌بینی‌پذیری جریان نقد نیروگاه را افزایش دهد.

برای تأمین مالی پروژه‌های جدید صنعت برق، چه ترکیبی از منابع بانکی، بازار سرمایه، منابع داخلی و سرمایه‌گذاری مستقیم را مناسب‌تر می‌دانید و مهم‌ترین مانع استفاده از این ابزارها چیست؟

باتوجه به اصول حاکم بر بررسی توجیه اقتصادی هر پروژه، مدل تأمین مالی بر اساس شاخص‌های اقتصادی آن متفاوت است. باتوجه به شرایط اعلامی کنونی کشور در خصوص نیروگاه‌های کوچک مقیاس، تأمین مالی بخشی از سرمایه‌گذاری پروژه توسط سهام‌داران می‌تواند توجیه‌پذیر باشد با این وجود تمرکز اصلی

تأمین مالی می‌بایست بر پایه تأمین مالی از طریق استقراض شکل گیرد. لیکن در خصوص احداث نیروگاه‌های مقیاس بزرگ، باتوجه به ضرورت تأمین مالی ارزی، می‌بایست در چارچوب مدلی جامع برای تأمین مالی برنامه‌ریزی نمود که جهت بازپرداخت منابع تأمین شده از مشکلاتی که در حال حاضر تعدادی از نیروگاه‌های جدید الاحداث در کشور با آن مواجه هستند اجتناب شود. به‌طور کلی مانع اساسی پیش روی تصمیم‌گیری جهت سرمایه‌گذاری و تأمین مالی به‌خصوص در صنعت برق، عدم تبیین سیاست‌های بلندمدت در خصوص نرخ‌گذاری فروش برق و تأمین سوخت جهت حصول اطمینان از کسب بازدهی مورد انتظار می‌باشد. **از منظر مالی، چه اصلاحاتی در صنعت برق می‌تواند جذابیت سرمایه‌گذاری بخش خصوصی را افزایش دهد؟ اصلاح قیمت برق، تسویه مطالبات، تضمین خرید، دسترسی به منابع مالی یا کاهش ریسک‌های مقرراتی؟**

برای افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در صنعت برق، اصلاح یک متغیر به‌تنهایی کافی نیست و باید مجموعه‌ای از عوامل مالی و اقتصادی به‌صورت هم‌زمان مورد توجه قرار گیرد. مهم‌ترین موضوع، ایجاد اطمینان نسبت به درآمد و جریان نقدی پروژه در طول دوره سرمایه‌گذاری است؛ چراکه پروژه‌های نیروگاهی معمولاً سرمایه‌بر، بلندمدت و دارای دوره بازگشت نسبتاً طولانی هستند و کوچک‌ترین عدم قطعیت در درآمد یا زمان وصول مطالبات می‌تواند بر نرخ بازده و هزینه تأمین مالی پروژه اثر قابل توجهی داشته باشد. در این چارچوب، اصلاح تدریجی و اقتصادی‌تر شدن سازوکار قیمت‌گذاری برق اهمیت زیادی دارد. قیمت فروش باید به شکلی تعیین شود که علاوه بر پوشش هزینه‌های جاری و سرمایه‌گذاری، امکان دستیابی به بازده متناسب با ریسک پروژه را فراهم کند. در غیر این صورت، حتی در صورت وجود تقاضا برای سرمایه‌گذاری، توجیه اقتصادی پروژه برای بخش خصوصی تضعیف خواهد شد. موضوع دوم، تسویه منظم و قابل‌پیش‌بینی مطالبات است. برای یک نیروگاه، فروش برق زمانی به جریان نقد واقعی تبدیل می‌شود که مطالبات در زمان مناسب وصول شود. طولانی شدن دوره وصول سرمایه در گردش مورد نیاز را افزایش داده و در نهایت بخشی از منابعی را که می‌توانست صرف تعمیرات، توسعه ظرفیت یا اجرای پروژه‌های

جدید شود، به تأمین مالی مطالبات اختصاص می‌دهد؛ بنابراین، اصلاح سازوکار تسویه مطالبات می‌تواند به اندازه اصلاح نرخ فروش برق در تصمیم سرمایه‌گذار اهمیت داشته باشد. در کنار این موارد، تضمین خرید و قراردادهای بلندمدت فروش برق می‌تواند ریسک درآمدی پروژه را کاهش دهد، به‌خصوص در پروژه‌هایی که حجم سرمایه‌گذاری اولیه بالایی دارند. همچنین، ثبات مقررات و کاهش تغییرات پیش‌بینی نشده در نحوه قیمت‌گذاری، قراردادهای، نحوه تسویه و الزامات سرمایه‌گذاری، برای سرمایه‌گذار اهمیت ویژه‌ای دارد؛ زیرا افق تصمیم‌گیری در پروژه‌های نیروگاهی چندین ساله است و تغییرات مقرراتی می‌تواند مفروضات اولیه پروژه را تغییر دهد. از طرف دیگر، دسترسی به منابع مالی و توسعه ابزارهای تأمین مالی نیز ضروری است، اما تأمین مالی را نمی‌توان جدا از اقتصاد پروژه دید. زمانی که درآمد، زمان وصول مطالبات و چارچوب مقرراتی پروژه قابل‌پیش‌بینی باشد، استفاده از منابع بانکی، ابزارهای بازار سرمایه و سرمایه‌گذاری مستقیم نیز با ریسک و هزینه کمتری امکان‌پذیر خواهد بود. بنابراین، اگر قرار باشد اولویت‌بندی انجام شود، اصلاح سازوکار اقتصادی فروش برق و ایجاد اطمینان نسبت به وصول درآمد، در کنار ثبات مقرراتی، مهم‌ترین پیش‌نیازهای جذب سرمایه خصوصی هستند. تأمین مالی و تضمین خرید نیز مکمل این مجموعه‌اند. در واقع، سرمایه‌گذار بیش از آنکه صرفاً به دنبال یک نرخ فروش بالاتر باشد، به دنبال پروژه‌ای است که بتواند از ابتدای سرمایه‌گذاری، مسیر درآمد، هزینه، وصول مطالبات و بازگشت سرمایه آن را با درجه قابل قبولی از اطمینان پیش‌بینی کند. ایجاد چنین شرایطی می‌تواند ریسک سرمایه‌گذاری را کاهش داده و زمینه را برای ورود سرمایه‌های بلندمدت‌تر به صنعت برق فراهم کند.



تداوم سرمایه‌گذاری در برق، به اصلاح اقتصاد نیروگاه و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری وابسته است

**مدیر عامل شرکت نیرو پارسه
عنوان کرد:**

راهکارهای استراتژیک برای پایداری انرژی



در گفت‌وگو با جناب آقای مهندس ربیعی، مدیرعامل محترم شرکت نیروپارسه، نقش تولید پراکنده و نیروگاه‌های مقیاس کوچک در مواجهه با ناترازی برق بررسی شده است. این گفت‌وگو با تکیه بر تجربه این شرکت در نیروگاه‌های تنکابن و طرشت، به ظرفیت توسعه CHP، محدودیت‌های شبکه و راهکارهای تأمین برق پایدار صنایع می‌پردازد.

نیروگاه‌های بزرگ که انرژی حرارتی را به محیط دفع می‌کنند، CHP با بازیافت این حرارت برای فرآیندهای تولیدی مثل تولید بخار، گرمایش یا سرمای، راندمان کلی سیستم را از حدود ۳۵-۴۰ درصد به بیش از ۸۰ درصد می‌رساند. این یعنی با همان مقدار سوخت، هم برق و هم حرارت دریافت می‌کنید. احداث نیروگاه‌های مقیاس کوچک با سرمایه به نسبت کم، توسط بخش خصوصی و در محل مصرف است. احداث نیروگاه‌های کوچک در محل مصرف علاوه بر اشتغال‌زایی محلی، کاهش فشار بر شبکه انتقال و کاهش اتلاف انرژی، در زمان مناسب کمتر از یک سال به نتیجه می‌رسد؛ بنابراین احداث نیروگاه‌های کوچک با مشارکت بخش خصوصی راه کاری سریع در کاهش ناترازی انرژی است. ضمن اینکه فواید جانبی دیگری هم برای دولت دارد، از جمله می‌توان به کاهش آلودگی زیست‌محیطی، صرفه‌جویی در سوخت و آب، کاهش نیاز به احداث خطوط انتقال و یکی از موارد بسیار مهم، ایفای نقش در پدافند غیرعامل اشاره کرد. در حال حاضر نیروگاه‌های تولید پراکنده حدود ۲ تا ۳ درصد ظرفیت نیروگاهی کشور را به خود اختصاص داده‌اند. با حمایت دولت و جذاب‌تر شدن سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های تولید پراکنده انتظار می‌رود تا ۵ سال آینده سهم آنها تا ۵ درصد افزایش یابد.

باتوجه به تجربه عملیاتی نیروپارسه در نیروگاه‌های تنکابن و طرشت، مهم‌ترین چالش بهره‌برداری، تعمیرات اساسی و تأمین قطعات این نیروگاه‌ها کدام‌اند؟ برای افزایش ضریب آمادگی و حفظ راندمان این واحدها چه اقداماتی را ضروری می‌دانید؟

این شرکت دارای دو نیروگاه مجموعاً به ظرفیت ۳۳ مگاوات در دو ساختگاه تنکابن و طرشت و در قالب ۴ مولد هریک به ظرفیت ۸.۳ مگاوات از برند هیوندایی است. بدیهی است در هر نیروگاه برای رسیدن به تولیدی پایدار نیاز به کارکنان مجرب، انبار قطعات یدکی و مصرفی مناسب و انجام به‌موقع تعمیرات اساسی مولدها است. اکثر فعالیت‌های اصلی تعمیرات اساسی و تعمیرات جاری در شرکت نیروپارسه توسط کارکنان خود مولدها انجام می‌شود؛ ولی مهم‌ترین چالش در تعمیرات اساسی این مولدها تأمین تجهیزات است که عمدتاً خارجی بوده و باتوجه به شرایط کنونی کشور از حیث تحریم‌های ظالمانه و یک‌جانبه، بسیار سخت قابل تأمین است. در حال حاضر تمرکز بر

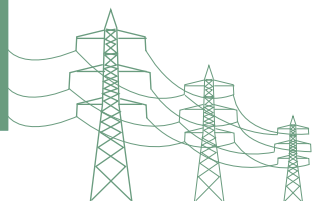
باتوجه به تشدید ناترازی برق کشور، جایگاه و ظرفیت نیروگاه‌های CHP و مقیاس کوچک را در تأمین برق پایدار صنایع و کاهش فشار بر شبکه چگونه ارزیابی می‌کنید؟ برآورد شما از ظرفیت توسعه‌پذیر این نیروگاه‌ها چقدر است؟

بر اساس توپولوژی و معماری سنتی شبکه سراسری برق ایران، انرژی مورد نیاز در چندین نقطه در کشور تولید شده و در سطح کشور مصرف می‌گردد که عمدتاً نقاط تولید یا همان نیروگاه‌های بزرگ در فاصله نسبتاً زیاد از مراکز شهرها احداث شده و انرژی تولیدی توسط شبکه انتقال و توزیع به محل مصرف انتقال داده می‌شود. احداث نیروگاه‌های بزرگ زمان بر بوده و نیاز به سرمایه اولیه زیادی دارد. همچنین احداث، توسعه و نگهداری زیرساخت‌های شبکه برق نیز هزینه‌های زیادی بر دولت اعمال می‌کند. در طول زمان میزان مصرف انرژی در نقاط مختلف تغییر و رشد می‌کند و این تغییر مستلزم افزایش ظرفیت خطوط انتقال و توزیع شبکه برق است و از طرفی، عدم توسعه به‌موقع نیروگاه‌ها و شبکه برق موجب بروز ناترازی انرژی می‌گردد. راه حل کلاسیک رفع این ناترازی، احداث نیروگاه‌های بزرگ و توسعه شبکه به‌ویژه انتقال است و در واقع امری بسیار زمان‌بر بوده و هزینه‌های آن به گونه ایست که در توان بخش خصوصی نیست و عمدتاً به عهده دولت خواهد بود. در سال‌های اخیر با تصویب قوانین بالادستی و البته دولت محترم، رشد فزاینده‌ای در احداث نیروگاه‌های مقیاس کوچک و تجدیدپذیر ایجاد شد و

راه‌اندازی تابلوهای آزاد و سبز در بورس انرژی آن را رونق داد. باتوجه به تشدید ناترازی برق در کشور، جایگاه نیروگاه‌های تولید هم‌زمان برق و حرارت (CHP) و نیروگاه‌های مقیاس کوچک در تأمین پایدار برق صنایع و کاهش فشار بر شبکه بسیار حائز اهمیت است. این نیروگاه‌ها دیگر تنها یک گزینه کمکی نیستند، بلکه به یک ضرورت استراتژیک برای پایداری زیرساخت‌های صنعتی و کاهش فشار بر شبکه سراسری تبدیل شده‌اند. برخلاف



تنوع بخشی به مدل فروش برق، اقتصاد نیروگاه‌های مقیاس کوچک را بهبود خواهد داد





تأمین قطعات از طریق ساخت داخل بوده و با شرکت‌های بسیاری در این زمینه همکاری و رایزنی شده است و البته برخی قطعات اصلی مانند سوپاپ‌ها نیز بومی‌سازی شده است. در ارتباط با تأمین قطعات خارجی مشکلاتی از قبیل عدم ثبات نرخ ارز، عدم اختصاص به‌موقع ارز دولتی، پیچیدگی تهیه و انتقال ارز و دشواری حمل قطعات به داخل کشور وجود دارد که هزینه تأمین تجهیز و همچنین ریسک تأمین را نیز به شدت افزایش داده است.

اقتصاد فعلی نیروگاه‌های مقیاس کوچک را باتوجه‌به هزینه‌های تولید و سرمایه‌گذاری چگونه ارزیابی می‌کنید؟ آیا اصلاح سازوکار فروش برق و امکان قرارداد مستقیم با صنایع می‌تواند به توسعه این نیروگاه‌ها کمک کند؟

پایه اقتصاد نیروگاه‌های تولید پراکنده توسط دولت بنیان‌گذاری شده است. پیش‌تر دولت خریدار صددرصد انرژی تولیدی در این نیروگاه‌ها بود. نرخ فروش انرژی توسط دولت تعیین می‌شد و عموماً به دلیل کمبود نقدینگی مطالبات نیروگاه‌ها پرداخت نمی‌شد. در سال‌های اخیر که ناترازی برق شدت یافت و محدودیت مصرف انرژی بر صنایع اعمال شد، صنایع برای تولید پایدار خود حاضر به پرداخت هزینه بیشتر شدند و دولت با تصویب آیین‌نامه‌ها و دستورالعمل‌های متناسب با قوانین وضع شده توسط مجلس شورای اسلامی در خصوص برق آزاد، عملاً مدل کسب‌وکار نیروگاه‌های مقیاس کوچک را توسعه داد که مشوقی برای بخش خصوصی در مشارکت برای احداث این نوع نیروگاه‌ها شد هرچند این نیروگاه‌ها کماکان ملزم به فروش بخشی از انرژی خود (بر اساس نوع قرارداد منعقد شده با برق منطقه‌ای) با نرخ مصوب به دولت هستند و بخشی دیگر از تولید خود را می‌توانند در تابلو آزاد بورس انرژی و یا با نرخ توافقی در قالب قرارداد دوجانبه، به صنایع مختلف به فروش برسانند. صنایعی که از نیروگاه‌های مقیاس کوچک انرژی تهیه کنند متناسب با انرژی تهیه شده از محدودیت انرژی معاف خواهند بود. انرژی این نیروگاه‌ها در قالب برق آزاد در بورس عرضه شده و نرخ آن بر اساس عرضه و تقاضا تعیین می‌گردد. این مسئله موجب شد که هم درآمد نیروگاه‌ها افزایش یابد و هم اینکه نقدینگی مناسبی به نیروگاه‌ها تزریق شود. باتوجه‌به افزایش قیمت حامل‌های انرژی و تعیین نرخ خوراک این نیروگاه‌ها به حدود ۱۲۰۰۰ تومان به‌ازای هر مترمکعب گاز مصرفی که از نیمه دوم سال جاری اعمال خواهد شد عملاً هزینه بهره‌برداری و تعمیرات نیروگاه‌ها به حدود ۴۰۰۰ تومان برای هر کیلووات ساعت انرژی خواهد رسید که مبلغ قابل‌توجهی است؛ لذا به نظر می‌رسد افزایش سهم فروش انرژی توسط نیروگاه‌های مقیاس کوچک در تابلو آزاد، راهکار مناسبی برای افزایش ظرفیت این نوع نیروگاه‌ها در کشور، توسط بخش خصوصی، باشد.

باتوجه‌به محدودیت‌های شبکه انتقال و توزیع، آیا توسعه نیروگاه‌های مقیاس کوچک در نقاط دارای محدودیت شبکه می‌تواند به عنوان راهکاری برای کاهش بار شبکه و محدودیت تأمین برق صنایع مورد استفاده قرار گیرد؟ تجربه نیروپارسه در این زمینه چه نکاتی را نشان می‌دهد؟

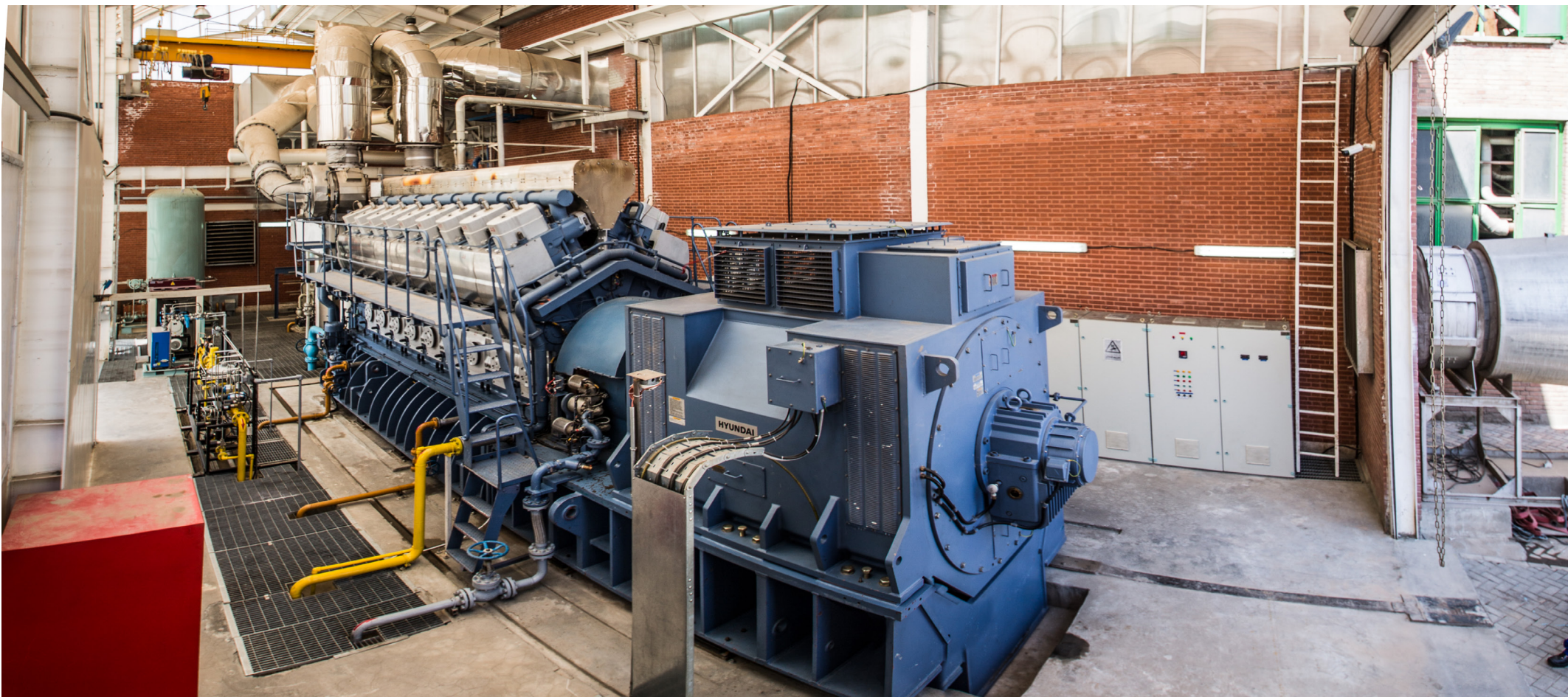
یکی از برداشت‌های رایج اما نادرست این است که مشکل کشور فقط «کمبود نیروگاه» است. درحالی‌که بخش قابل‌توجهی از خاموشی‌های صنایع، مشکل شبکه است، نه تولید. در بسیاری از نقاط صنعتی، شبکه توزیع یا فوق‌توزیع توان عبوری کافی ندارد و حتی در ساعات غیراوج هم توان قابل تحویل به واحد صنعتی محدود است. نکته قابل‌تأمل این است که توسعه خطوط انتقال و پست‌های جدید در ایران معمولاً ۳ تا ۵ سال (و گاهی بیشتر به دلیل تأمین مالی و زمین) زمان می‌برد همچنین، انتقال برق از فواصل دور، ۶ تا ۱۰ درصد تلفات به همراه دارد درحالی‌که تولید در محل مصرف تقریباً بدون تلفات است. در ابتدای هر سال شرکت توانیر با مطالعه دقیق توپولوژی شبکه سراسری و محلی، نقاط خاصی را به عنوان نقاط اولویت‌دار معرفی



تولید نزدیک به محل مصرف، تلفات انتقال را کاهش داده و تاب‌آوری شبکه را افزایش می‌دهد

می‌کند و برای هریک از نقاط ظرفیت تزریق انرژی را هم تعیین می‌نماید. بر اساس قانون برنامه هفتم توسعه دولت برای ایجاد جذابیت در سرمایه‌گذاری در این نقاط از سهم انرژی خود کم کرده و به نیروگاه اجازه می‌دهد که سهم بیشتری (۷۰ درصد) از انرژی تولیدی خود را در بورس انرژی به صنایع بفروش برساند. نیروگاه طرشت در شرکت نیروپارسه در یکی از این نقاط واقع شده است. این مسئله موجب شده قیمت متوسط فروش هر کیلووات ساعت انرژی در این نیروگاه از زمانی که این مجوز اخذ شده حدود ۳۰ درصد بیشتر از نیروگاه تنکابن باشد. در رابطه با محدودیت خطوط انتقال، همان‌طور که گفته شد یکی از موارد ارزشمند احداث مولدهای مقیاس کوچک در محل مصرف است که نیاز به خطوط انتقال را کاهش داده و عملاً مصرف انرژی در فاصله بسیار نزدیک از محل مصرف آن می‌باشد به‌خصوص در شرکت‌های تولیدی، کارخانه‌ها و شهرهای کوچک‌تر که نیروگاه تنکابن دقیقاً یکی از همین موارد است.

برای توسعه این نوع نیروگاه‌ها در شرکت نیروپارسه نیز با نگرش توسعه‌محور مدیریت محترم عامل شرکت گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی اقدام‌های مناسبی صورت‌گرفته است که یکی از موارد تصویب ۲۱ مگاوات احداث نیروگاه مقیاس کوچک توسط شرکت نیروپارسه است که امور مربوط به تخصیص زمین و اخذ مجوزهای مربوطه در حال انجام و محل تأمین مالی آن نیز مشخص شده است و فاز اول آن در سال جاری با ظرفیت حدودی ۸ مگاوات آغاز می‌گردد. همچنین امکان احداث نیروگاه‌های مقیاس کوچک گازی و نیروگاه خورشیدی و یا تأمین برق برای شرکت‌های زیرمجموعه گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی و حتی بانک صادرات ایران برای دوره‌های مدیریت مصرف انرژی نیز امکان‌پذیر است.

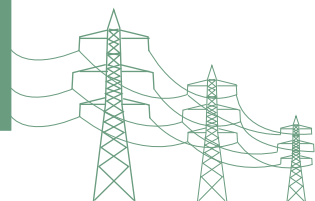


نیروپارسه! معمار راهکارهای تولید پراکنده در اکوسیستم انرژی گروه خوارزمی

فرایند تولید را برای پیش‌گرمایش آب در تأسیسات نیروگاه طرشت بازیافت می‌کند. در همین راستا، پروژه نیروگاه CHP تنکابن با ظرفیت ۲۵ مگاوات، متشکل از سه دستگاه مولد گازی، نمونه‌ای از توسعه ظرفیت در مقیاس‌های بزرگ‌تر با قابلیت بازیافت حرارتی است که استانداردهای عملیاتی شرکت را در اقلیم‌های مختلف تثبیت کرده است. استراتژی کلان نیروپارسه در افق پیش‌رو، بر محور تنوع‌بخشی به سبد تولید و گذار تدریجی به سمت انرژی‌های پاک متمرکز شده است. درحالی‌که نیروگاه‌های گازی مقیاس کوچک کماکان هسته اصلی فعالیت‌های فعلی را تشکیل می‌دهند، توسعه نیروگاه‌های خورشیدی و مطالعه چندین پروژه جدید در نقاط مختلف کشور، اولویت محوری برنامه‌های توسعه‌ای شرکت است. این رویکرد، ضمن کاهش وابستگی سبد تولید به سوخت‌های فسیلی و انطباق با روندهای جهانی گذار انرژی، با نقشه راه کلان شرکت توسعه برق و انرژی سپهر هم‌راستا است. در حقیقت، مدل کسب‌وکار شرکت بر سه رکن مکمل استوار است؛ افزایش بهره‌وری و بازتوانی دارایی‌های حرارتی موجود، جایگزینی فناوری‌های قدیمی با سیستم‌های مدرن با راندمان بالا، و توسعه ظرفیت‌های نوین تجدیدپذیر. این نقشه راه، به نیروپارسه اجازه می‌دهد تا ضمن حفظ و ارتقای ارزش دارایی‌های فیزیکی، ساختار تولید برق خود را به سمت بهره‌وری عملیاتی حداکثری و پایداری بلندمدت در تأمین انرژی سوق دهد و جایگاه خود را به‌عنوان یکی از ارکان تخصصی و نوآور در زنجیره انرژی کشور تثبیت کند.

تأسیس شرکت تولید و توسعه ایستگاهی نیروپارسه در تابستان سال ۱۳۹۰، نقطه عطفی در رویکرد گروه سرمایه‌گذاری خوارزمی برای ورود تخصصی به عرصه تولید پراکنده (DG) و بهره‌برداری از نیروگاه‌های مقیاس کوچک بود. این شرکت با هدف پاسخگویی به ناترازی‌های انرژی، کاهش تلفات شبکه و ارتقای قابلیت اطمینان تأمین برق در مجاورت مراکز مصرف صنعتی تأسیس شد. نیروپارسه در گام‌های نخستین فعالیت خود، با اتکا به همکاری‌های راهبردی بلندمدت با شرکت صنایع سنگین هیوندای و بهره‌گیری از توان مالی هلدینگ خوارزمی، مسیر رشد را از تأمین صرف تجهیزات به ارائه سبد کامل خدمات مهندسی تغییر داد. امروزه دایره فعالیت‌های این شرکت، زنجیره‌ای ارزش‌آفرین شامل مطالعات امکان‌سنجی، طراحی فنی، تأمین تجهیزات، نصب و اجرا، راه‌اندازی و همچنین مدیریت بهره‌برداری و تعمیرات اساسی را در برمی‌گیرد.

این مجموعه تخصصی به‌عنوان بازوی عملیاتی شرکت توسعه برق و انرژی سپهر در حوزه نیروگاه‌های مقیاس کوچک (CHP)، نقشی کلیدی در سبد دارایی‌های این هلدینگ ایفا می‌کند. نیروپارسه با طراحی و اجرای پروژه‌های موفق، توان فنی خود را در مدیریت فناوری‌های تولید هم‌زمان برق و حرارت به اثبات رسانده است. نیروگاه CHP طرشت که در سال ۱۳۹۱ با ظرفیت ۸.۳ مگاوات در مساحتی بالغ بر ۵۰۰ مترمربع به بهره‌برداری رسید، به‌عنوان نخستین پروژه مبتنی بر تجهیزات هیوندای در ایران، الگوی موفق تولید هم‌زمان است که انرژی حرارتی حاصل از





اقتصاد . سیاست . سیستم ها . توسعه پایدار



اقتصاد و بازار انرژی

تنگنای تاریخی اقتصاد ایران: بازتولید رکود تورمی زیر سایه جهش پولی

بلکه صرفاً ناشی از تسهیل محدود صادرات نفت و کاهش موقت تنش‌های تجاری بوده است. اکنون با وقوع تنش‌های ژئوپلیتیکی جدید و بازگشت به دوران «محاصره اقتصادی»، اقتصاد ایران بار دیگر در حال کوچک‌تر شدن سید تولیدی خود است. حذف ایران از نقشه‌های پیش‌بینی: مؤسسات بین‌المللی وضعیت ایران را بسیار فراتر از یک «کاهش رشد معمولی» توصیف می‌کنند. گزارش ژوئن ۲۰۲۶ بانک جهانی در عنوان Global Economic Prospects، اعترافی تکان‌دهنده را مطرح کرده است: «به دلیل عدم قطعیت فوق‌العاده بالا، پیش‌بینی رشد ایران از ارقام منطقه‌ای حذف شد.» این یعنی شرایط اقتصادی ایران به قدری بی‌ثبات و متغیر شده که حتی برای نهادهای تخصصی جهانی نیز ارائه یک برآورد نقطه‌ای و قابل اتکا دشوار است. اما در گزارش ژانویه ۲۰۲۶ بانک جهانی برای ایران در سال مالی ۲۷-۲۰۲۶، رشد منفی ۱.۵ درصد و رشد ۰.۶ درصد برای سال مالی ۲۸-۲۰۲۷ پیش‌بینی کرده بود. این پیش‌بینی عمده‌تأثیر کاهش تولید نفت در اثر تشدید تحریم‌ها و محدودیت‌های تجاری استوار بود. چشم‌انداز تیره اقتصادی ایران تنها به یک عامل محدود نمی‌شود؛ بلکه مجموعه‌ای از بحران‌های ساختاری، یک شبکه پیچیده از چالش‌ها را شکل داده‌اند که در گزارش بانک جهانی به آن‌ها اشاره شده است:

- تنش‌های ژئوپلیتیکی و تشدید تحریم‌ها: که مستقیماً صادرات نفت و دسترسی به منابع مالی را هدف قرار داده است.
 - اختلال در زنجیره تجارت: که منجر به کاهش واردات کالاهای سرمایه‌ای و تضعیف بخش تولید شده است.
 - بحران‌های داخلی: افت سرمایه‌گذاری، کسری بودجه‌های سنگین، کمبود مکرر انرژی و فشار بی‌امان تورمی.
- ورود به سال ۱۴۰۵ با نشانه‌هایی از ادامه روند نزولی، خبر از آینده‌ای مبهم می‌دهد. اگر سیاست‌های اقتصادی نتوانند از «کوچک‌تر شدن سید تولیدی» جلوگیری کنند، اقتصاد ایران نه تنها به مسیر رشد باز نخواهد گشت، بلکه به سمت یک اقتصاد تک‌بعدی و آسیب‌پذیر حرکت خواهد کرد که در آن، ظرفیت‌های تولیدی کشور هر روز بیشتر از قبل از بین می‌روند.

پیشروی تورم در تابستان ۱۴۰۵:

داده‌های آماری دو ماه نخست تابستان ۱۴۰۵ نشان می‌دهد که موتور تورم در اقتصاد ایران نه تنها متوقف نشده، بلکه در حال شتاب‌گیری بیشتر است. براساس گزارش مرکز آمار ایران، تورم ماهانه کل کشور که در تیرماه ۳۰.۱ درصد ثبت شده بود، در مردادماه به ۳۰.۴ درصد رسید. عدم امتداد روند کاهش تورم در تیرماه نشان می‌دهد که تورم‌های شدید بالای ۸۰ درصد برای ماه‌های آتی نیز به احتمال زیاد استمرار خواهد یافت. تورم نقطه‌به‌نقطه که در خردادماه ۸۵ درصد بود، در مردادماه به ۸۵.۶ درصد رسید و تورم سالانه نیز از سطح ۶۰ درصد به حدود ۶۸ درصد صعود کرد. شکاف چشمگیر میان تورم نقطه‌به‌نقطه و تورم سالانه، به‌روشنی نشان‌دهنده شتاب جاری تورم است و روند صعودی تورم ماهانه نیز همین واقعیت را تأیید می‌کند. در چنین فضایی، اقتصاد کشور در آستانه ورود به دالان‌های تورمی بحرانی‌تر قرار دارد. نکته نگران‌کننده در ترکیب تورم نهفته است؛ بخش عمده این تورم به گروه خوراک و آشامیدنی اختصاص دارد که خود به معنای انتقال فشار رفاهی سنگین‌تر بر دوش اقشار کم‌درآمد است. وقتی رشد قیمت‌ها بر کالاهای ضروری و کم‌جانشین متمرکز می‌شود، فشار تقاضا برای همین کالاهای افزایش می‌یابد و بروز پدیده «کالای گیفن» برای بسیاری از خانوارهای دهک‌های پایین اجتناب‌ناپذیر می‌شود؛ بدین معنا که با کاهش درآمد واقعی، سهم کالاهای ضروری در سبد مصرفی این خانوارها افزایش می‌یابد و در مقابل، مصرف کالاهای خدماتی و کم‌تر ضروری به‌اجبار کنار گذاشته می‌شود. به‌این‌ترتیب، تورم تابستان ۱۴۰۵ دیگر صرفاً یک عدد

اقتصاد ایران در شروع سال ۱۴۰۵ در یکی از پیچیده‌ترین و شکننده‌ترین فصول خود ایستاده است؛ وضعیتی نگران‌کننده که از تلاقی و هم‌زمانی دو بحران عمده حکایت دارد: تشدید بی‌ثباتی متغیرهای اسمی و فرسایش عمیق بخش حقیقی تولید. حرکت پرشتاب نرخ ارز، جهش آمارهای تورمی و سردی کم‌سابقه تولید، تصویر اقتصادی را پیش چشم تحلیل‌گران قرار داده که عملاً در کمند رکود تورمی گرفتار شده است.

ثبت رکوردهای هشداردهنده تورم: روند شتابان تورم ماهانه و تکانه‌های پی‌درپی ارزی، نماگرهای قیمتی را به سطوحی کم‌نظیر رسانده است. قرارگیری تورم نقطه‌به‌نقطه در قله ۸۰ درصدی و صعود تورم سالانه تا محدوده ۶۸ درصد، نشان می‌دهد که موتور محرک گرانی نه تنها از کار نیفتاده، بلکه در صورت غفلت از سرعت‌گیرهای ارزی، ریسک جدی ورود به دالان‌های تورمی بحرانی‌تر را پدید آورده است. در این فضا، رفتار مصرف‌کنندگان و بنگاه‌ها بیش از هر چیز تحت‌تأثیر انتظارات تورمی ملتهب قرار دارد.

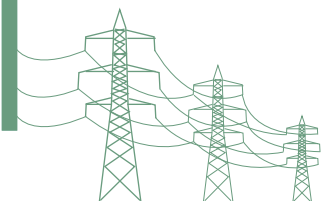
انجماد رشد: برخلاف روندهای تثبیت‌شده پس از شوک‌های دوره‌ای، این بار بخش حقیقی اقتصاد نتوانسته تکیه‌گاهی برای تاب‌آوری ایجاد کند. آمارها نشان می‌دهد رشد اقتصادی بدون نفت در سال ۱۴۰۴ وارد محدوده منفی شده و رشد فراگیر کل اقتصاد نیز بر لبه پرتگاه صفر درصد قرار دارد. تضعیف سرمایه‌گذاری، فرسودگی ماشین‌آلات و تنگناهای نقدینگی بخش تولید موجب شده تا اقتصاد از خلق ارزش افزوده بازمانده و رکودی تمام‌عیار را در بستر تورم سنگین تجربه کند.

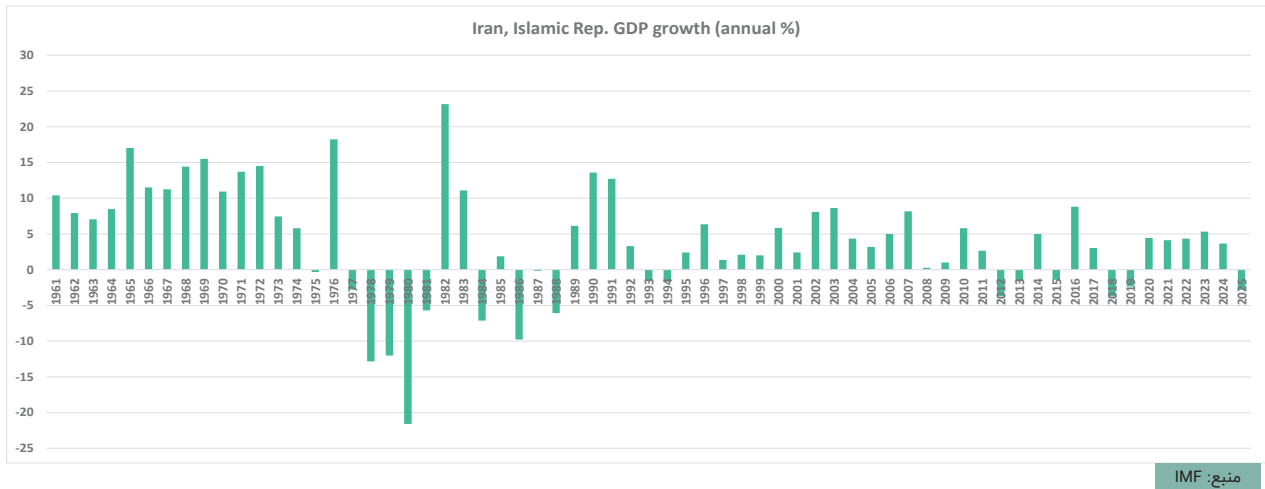
آمارهای پولی: آمارهای پولی، منشأ اصلی این التهاب پایدار را روشن می‌سازد. در طول سال ۱۴۰۴:

- پایه پولی با رشدی خیره‌کننده از مرز ۶۱ درصد گذشت؛
 - نقدینگی کل با نرخ حدود ۵۳ درصد متورم شد؛
 - حجم پول (بخش سیال و داغ نقدینگی) نیز جهشی ۵۲ درصدی را ثبت کرد.
- این هجوم بی‌محای نقدینگی و افزایش سهم پول داغ، سوخت اصلی حرکت جهشی دلار و صعود شتابان سطح عمومی قیمت‌ها را فراهم آورده است. چشم‌انداز سیاست‌گذاری: ترکیب «جهش ارزی»، «تورم رکوردشکن»، «توقف رشد حقیقی» و «انفجار متغیرهای پولی»، اثربخشی سیاست‌گذار پولی و مالی را با چالشی بی‌سابقه روبه‌رو کرده است. در شرایطی که ظرفیت سیاست‌گذاران برای حل فوری ریشه‌های ناترازی محدود به نظر می‌رسد، اولویت حیاتی کشور اجتناب‌ناپذیر است: تغییر جهت فوری منابع و تمرکز سیاست‌های عمومی بر تضمین و تأمین زنجیره کالاهای اساسی و سبد معیشت جامعه، پیش از آنکه امواج رکود تورمی بیش از این سفره و امنیت غذایی خانوارها را تهدید کند.

چشم‌انداز تولید:

پس از دوره‌ای از تلاش برای بازگشت به مسیر رشد، اقتصاد ایران در پایان سال ۱۴۰۴ بار دیگر به نقطه صفر و حتی زیر آن سقوط کرد. درحالی‌که بخش غیرنفتی با رشد منفی روبه‌رو بود و بانک جهانی از عدم قطعیت شدید در چشم‌انداز ایران خبر می‌دهد. بر طبق آمار، روند رشد اقتصادی ایران که از سال ۱۴۰۰ با عبور از بحران‌های اولیه، سعی در تثبیت خود در محدوده مثبت ۳ درصد داشت، در پایان سال ۱۴۰۴ با سقوطی ناگهانی مواجه شد. براساس داده‌های مرکز آمار ایران، رشد اقتصادی «بدون نفت» به رقم منفی ۰.۳ درصد رسید که نشان‌دهنده زمین‌گیر شدن موتورهای تولید داخلی است. هرچند رشد کل اقتصاد با احتساب بخش نفت، در محدوده مثبت ۰.۲ درصد ثبت شده، اما این عدد عملاً تفاوتی با «رشد صفر» ندارد. این وضعیت، یادآور دهه ۹۰ است که اقتصاد ایران در آن نیز در دام رکود و رشد نزدیک به صفر گرفتار بود. اگرچه در سال‌های ۱۳۹۵ و ۱۳۹۶ شاهد رشد بودیم، اما تحلیل‌ها نشان می‌دهد این رشد نه از دل شکوفایی صنعتی،

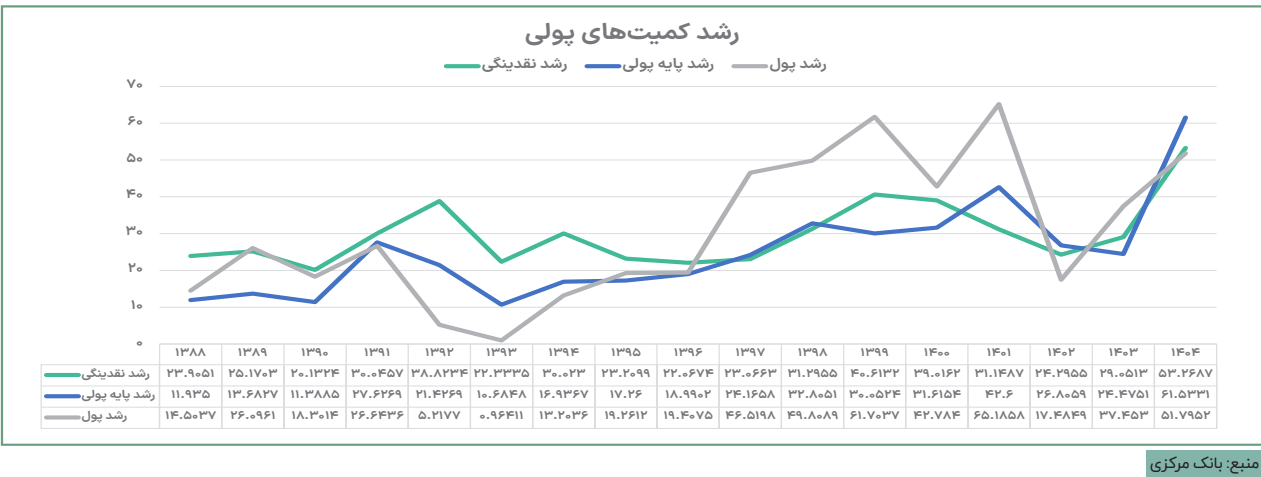
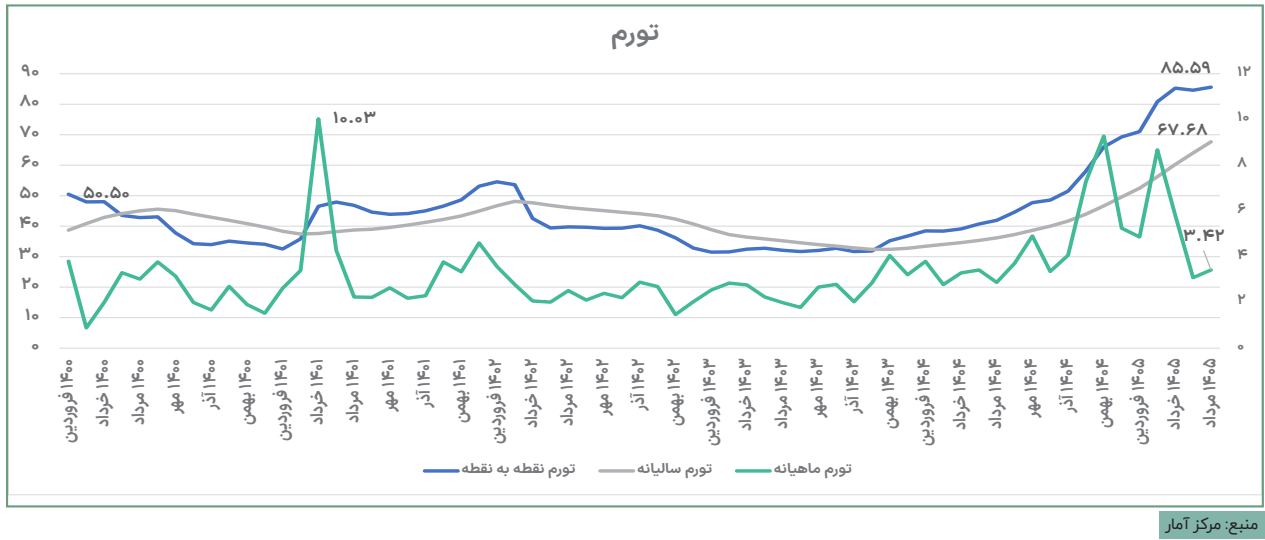




در نمودارهای اقتصادی نیست، بلکه هزینه‌ای است که مستقیماً از کیفیت زندگی، سلامت و آینده تحصیلی نسل‌های آسیب‌پذیر جامعه کسر می‌شود. این واقعیت، مدیریت زنجیره تأمین کالاهای اساسی و مهار انتظارات تورمی را به اولویت فوری سیاست‌گذار پولی و مالی کشور بدل می‌کند؛ چرا که در صورت غفلت، دایره فقر گسترده‌تر شده و رکود تورمی عمق بیشتری خواهد یافت.

انفجار پولی در پایان ۱۴۰۴

آمارهای پولی سال ۱۴۰۴ تصویری از یک جهش نگران‌کننده را ترسیم می‌کنند؛ روندی که عملاً از کنترل ابزارهای مرسوم سیاست‌گذار پولی خارج شده است. بر اساس آخرین داده‌های رسمی، حجم نقدینگی کل کشور که در بهمن‌ماه ۱۴۰۴ حدود ۱۴.۶ میلیون میلیارد تومان اعلام شده بود، تنها با گذشت یک ماه در اسفند همان سال به رقم ۱۵.۶ میلیون میلیارد تومان رسید؛ جهشی که نشان‌دهنده رشد بیش از ۵۰ درصدی نقدینگی نسبت به سال ۱۴۰۳ است. این شتاب انفجاری تنها به نقدینگی محدود نمی‌ماند. رشد پایه پولی در سال ۱۴۰۴ از مرز ۶۰ درصد گذشت؛ متغیری که به مثابه سوخت اصلی خلق پول شناخته می‌شود و عبور آن از چنین سطوحی، زنگ خطری جدی برای تشدید فشارهای تورمی در ماه‌های پیش‌روست. حجم پول نیز که حساس‌ترین و سیال‌ترین بخش نقدینگی به شمار می‌رود، با رشدی حدود ۵۲ درصدی، از ۱.۴ میلیون میلیارد تومان به ۲.۲ میلیون میلیارد تومان رسیده است. آنچه ابعاد این بحران را روشن‌تر می‌سازد، مقایسه واقعیت‌های آماری با هدف‌گذاری‌های بانک مرکزی است. درحالی‌که هدف‌گذاری رشد نقدینگی حدود ۲۵ درصد تعیین شده بود و روند تاریخی این متغیر نیز عمدتاً در همسایگی ۲۰ درصد قرار داشته

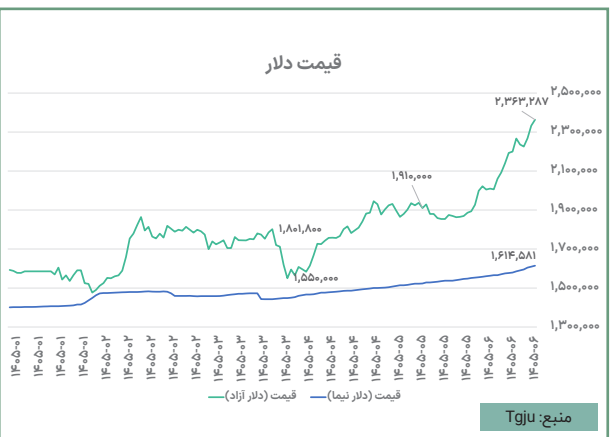


سقوط انتظارات و جهش ارزی

بازار ارز در سال ۱۴۰۴ روزگار پراشتباهی را پشت سر گذاشت؛ سالی که با تغییر سیاست‌های ارزی دولت و حذف ارزهای ترجیحی آغاز شد، اما به‌سرعت تحت‌الشعاع تحولات ژئوپلیتیک قرار گرفت. نرخ ارز در بازار آزاد که تحت‌تأثیر درگیری‌های نظامی تا کانال ۱۸۰ هزار تومان اوج گرفته بود، در مقطعی با فروکش کردن تنش‌ها و امید برای دستیابی به توافق، تا زیر ۱۴۰ هزار تومان عقب‌نشینی کرد. با این حال، با کم‌رنگ‌شدن انتظارات برای حصول توافق و تشدید فشارهای اقتصادی و تجاری علیه ایران، دلار حرکتی انفجاری و بی‌توقف را آغاز کرد و اکنون به سطحی فراتر از ۲۳۰ هزار تومان رسیده است.

در همین حال، نرخ ارز در سامانه نیما نیز با شیبی ملایم‌تر، مسیر صعودی را طی کرد و به بیش از ۱۶۰ هزار تومان رسید. اکنون شکافی عمیق، بالغ بر ۷۰ هزار تومان (معادل نزدیک به ۵۰ درصد)، میان نرخ ارز بازار آزاد و ارز نیما ایجاد شده است. این تفاوت قیمتی فاحش، خود به عاملی برای تشدید فشارهای تقاضا و کاهش عرضه دلار بدل شده است؛ پدیده‌ای که چرخه معیوب افزایش قیمت‌ها را تقویت می‌کند و انگیزه برای احتکار ارزی را بالا می‌برد.

در مجموع، با تداوم وضعیت موجود و گسترش شکاف ارزی، نه تنها فشار بیشتری بر بازار وارد می‌شود، بلکه دورنمای روشنی نیز از بازگشت ثبات به این بازار به چشم نمی‌خورد. تا زمانی که این دوگانگی نرخ‌ها و انتظارات تورمی بر فضای اقتصاد ایران سایه افکنده باشد، تداوم روند پرشتاب صعودی در بازار ارز، محتمل‌ترین سناریوی پیش‌رو خواهد بود.

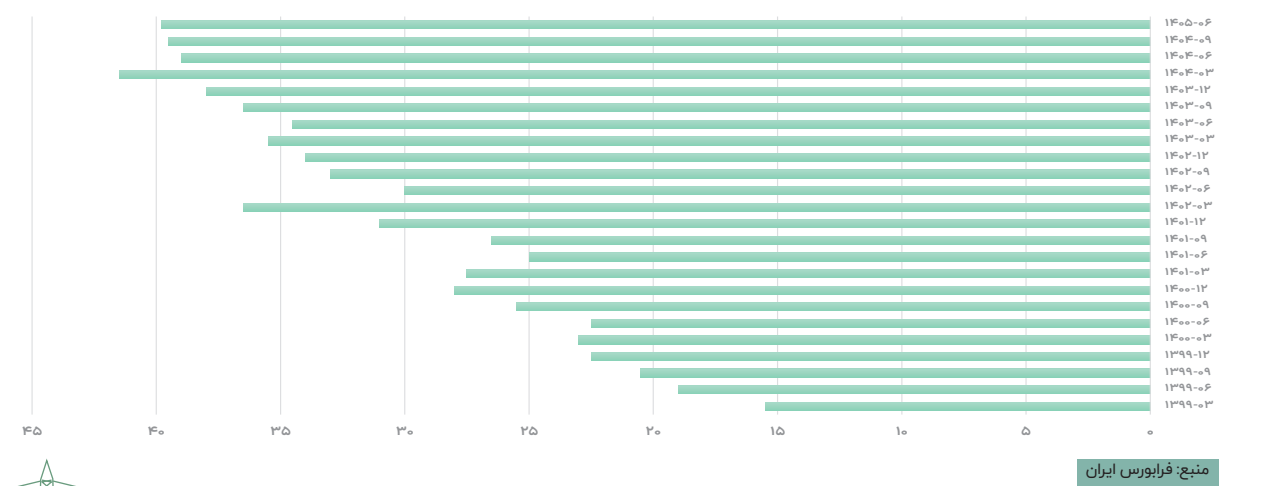


نرخ بهره

واکاوی ساختاری و نظری روند نرخ بازده تا سررسید (YTM) اسناد خزانه اسلامی (۱۴۰۵-۱۳۹۹)

بررسی سری زمانی میانگین وزنی نرخ بازده تا سررسید اسناد خزانه اسلامی (اخزا) در دوره سه‌ماهه خرداد ۱۳۹۹ تا شهریور ۱۴۰۵، تبیین‌کننده دگرگونی‌های بنیادین در ساختار نرخ بهره بدون ریسک و تشدید نااطمینانی‌ها در بازار بدهی ایران است. داده‌های نمودار نشان می‌دهد که این نرخ از سطح حدود ۱۵.۵ درصد در خرداد

نرخ بازده تا سررسید (درصد)





۱۳۹۹ وارد یک روند صعودی پیوسته شد و در پایان سال ۱۴۰۰ به محدوده ۲۸ درصد رسید. اگرچه در طول سال ۱۴۰۱ این متغیر با یک اصلاح مقطعی در کانال ۲۵ تا ۲۶.۵ درصد نوسان کرد، اما از ابتدای سال ۱۴۰۲ با شتابگیری مجدد، ابتدا در خرداد ۱۴۰۲ قله موقت ۳۶.۵ درصد را به ثبت رساند و پس از تعدیلی کوتاه‌مدت، از زمستان ۱۴۰۲ وارد کانال صعودی پرشتایی شد که در نهایت در خرداد ۱۴۰۴ به سقف تاریخی ۴۱.۸ درصد دست یافت و تا پایان شهریور ۱۴۰۵ نیز در محدوده بحرانی نزدیک به ۴۰ درصد تثبیت گردید.

بر پایه اصول اقتصاد کلان و تئوری‌های مالی، این جهش ساختاری بازدهی در بازار اوراق بدهی برآیند تعامل هم‌زمان چند متغیر بنیادین است. نخست، مطابق با اثر فیشر، نرخ‌های بهره اسمی به جهش تورم انتظاری و تحقق تورم‌های سنگین واکنش نشان داده و سرمایه‌گذاران برای پوشش بازدهی واقعی منفی، خواهان نرخ‌های تنزیل بالاتری شده‌اند. دوم، اعمال سیاست‌های انقباضی و کنترل مقداری ترازنامه بانک‌ها هم‌زمان با رشد فزاینده تقاضای نقدینگی بنگاه‌ها ناشی از شوک‌های ارزی، پدیده تنگنای اعتباری را تشدید کرده و به افزایش شدید هزینه پول در بازار بین‌بانکی و بازار سرمایه انجامیده است. سوم، تداوم ناترازی بودجه و اتکای گسترده دولت به تأمین مالی از محل انتشار اوراق بدهی به تشدید اثر ازدحام منجر گردیده و مازاد عرضه اوراق بدون کشش تقاضای کافی، افت قیمت بازاری و در نتیجه رشد نرخ بازدهی را به همراه داشته است. افزون بر این، ریسک‌های ژئوپلیتیک و نااطمینانی‌های ساختاری با بالا بردن صرف ریسک نقدشوندگی، افق سرمایه‌گذاری را به شدت منقبض ساخته است.

تثبیت پایدار نرخ بازده تا سررسید در کانال ۴۰ درصدی طی سال‌های ۱۴۰۴ و ۱۴۰۵ پیامدهای منفی عمیقی بر تعادل اقتصاد کلان تحمیل می‌کند. از یک‌سو، جهش نرخ بهره بدون ریسک موجب افزایش چشمگیر نرخ مانع برای طرح‌های سرمایه‌گذاری شده و با متوقف ساختن تشکیل سرمایه ثابت در بخش حقیقی، به بازتولید و تعمیق رکود اقتصادی دامن می‌زند. از سوی دیگر، این وضعیت بار مالی ناشی از بازپرداخت اصل و فرع بدهی‌های دولت را به صورت تصاعدی بالا برده و ریسک بازتأمین مالی بخش عمومی را به اوج می‌رساند؛ روندی که حاکی از پایداری انتظارات تورمی و نهادینه‌شدن ریسک‌های ساختاری در افق میان‌مدت اقتصاد ایران است.

اقتصاد جهانی

اقتصاد جهانی با پشت سر گذاشتن نیمه نخست سال ۲۰۲۶، دوره‌ای از رشد باثبات را تجربه کرده است که باوجود تداوم تنش‌های ژئوپلیتیک، پتانسیل بالای خود را برای تداوم شتاب در ماه‌های آتی حفظ کرده است. محرک‌های اصلی این روند، شامل تقاضای داخلی مقاوم در اقتصادهای بزرگ، جریان روان تجارت و سرمایه‌گذاری‌های گسترده در حوزه‌های فناوری‌های دیجیتال

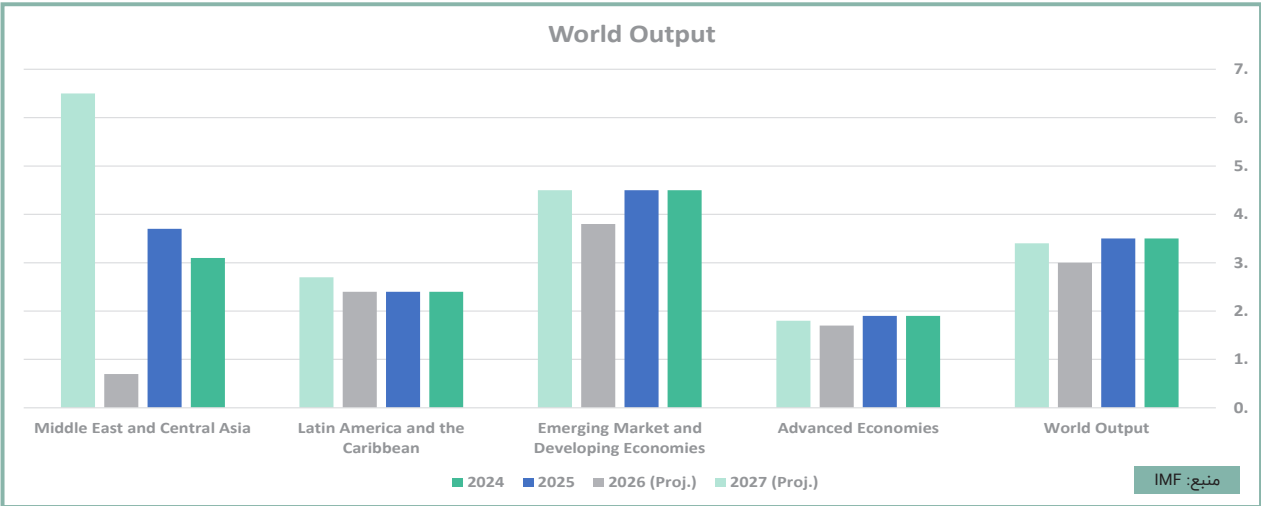
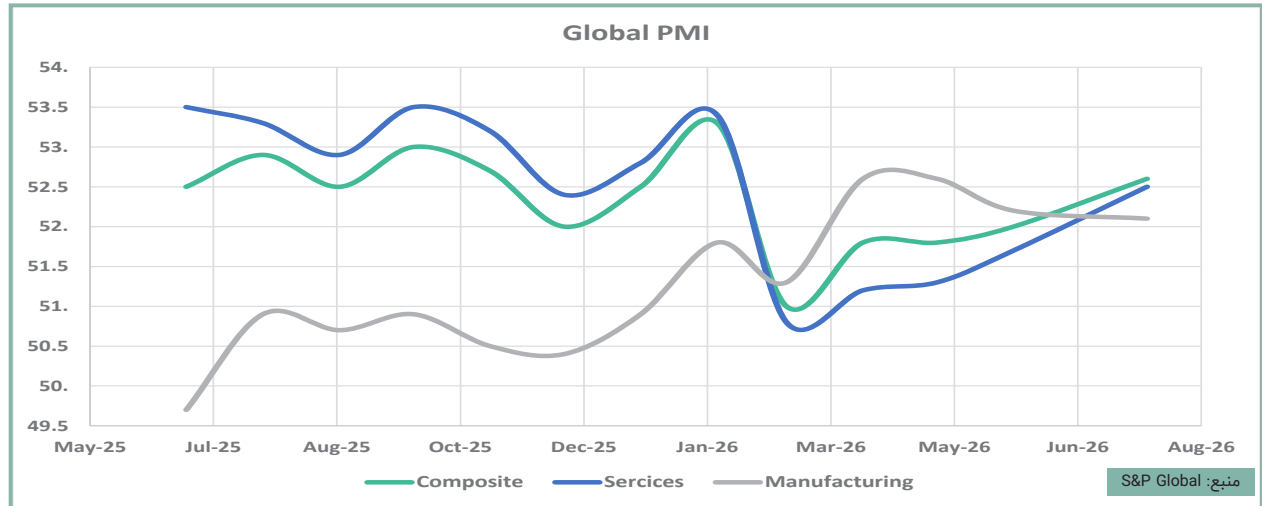
و هوش مصنوعی است؛ روندی که بیشترین سود را نصیب اقتصادهای نوظهور آسیا کرده و تولیدات با ارزش افزوده بالا را تقویت کرده است. در حوزه تجارت جهانی، اگرچه تغییرات در ساختار تعرفه‌های آمریکا و بازنگری در موافقت‌نامه‌های تجاری، شکاف رقابتی میان صادرکنندگان را افزایش داده است، اما توانایی بالای بنگاه‌ها در سازگار کردن زنجیره‌های تأمین و مدیریت شوک‌ها، مانع از بروز اختلالات جدی در جریان کالاها شده است. این انعطاف‌پذیری نشان می‌دهد که ساختار تجارت بین‌الملل اکنون ظرفیت بیشتری برای جذب شوک‌های ناگهانی دارد. از منظر سیاست‌های پولی، جهان با یک واگرایی آشکار در رویکرد بانک‌های مرکزی روبروست. درحالی‌که فدرال‌رزرو با رویکردی محتاطانه نرخ بهره را در بازه ۳.۵ تا ۳.۷۵ درصد تثبیت کرده، بانک مرکزی اروپا نیز در انتظار پایش اثرات تورم انرژی در فصل‌های آتی است. این تفاوت در مسیرهای پولی، کانال نرخ ارز را به یکی از اصلی‌ترین ابزارهای انتقال فشار تبدیل کرده است؛ به‌طوری‌که اقتصادهای نوظهور واردکننده انرژی، به‌ویژه در مواجهه با تضعیف پول ملی، میان حمایت از ارزش ارزی یا تقویت رشد اقتصادی با چالشی دشوار روبرو هستند.

در سطح منطقه‌ای نیز تفاوت‌های ساختاری مشهود است؛ چین با اجرای بسته‌های حمایتی هدفمند در پی تقویت مصرف خانوار است، هند از اصلاحات ساختاری و زیرساختی بهره می‌برد، درحالی‌که روسیه با محدودیت‌های ظرفیت و تورم بالا، با چشم‌اندازی محتاطانه‌تر مواجه است.

در مجموع، باتوجه‌به وضعیت مطلوب شاخص‌های مدیران خرید در بخش‌های تولید و خدمات، چشم‌انداز جهانی همچنان تاب‌آور ارزیابی می‌شود. اگرچه پیش‌بینی رشد جهانی برای سال ۲۰۲۶ با کمی تعدیل به ۳ درصد رسیده است، اما انتظار می‌رود در سال ۲۰۲۷، با تداوم سیاست‌های پولی انبساطی‌تر و کاهش تورم، این نرخ به ۳.۴ درصد بازگردد؛ مشروط بر آنکه نااطمینانی‌های تعرفه‌ای و ریسک‌های ژئوپلیتیک کنترل شوند.

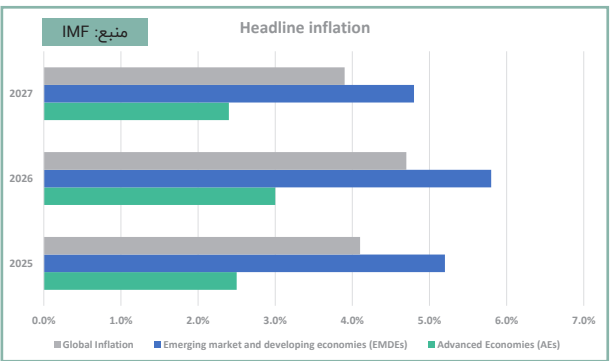
رشد اقتصادی

اقتصاد جهانی در سال‌های ۲۰۲۶ و ۲۰۲۷ به ترتیب رشد ۳.۰ و ۳.۴ درصدی را تجربه خواهد کرد که علی‌رغم کاهش نسبت به میانگین دوره ۲۰۲۵-۲۰۲۴، نشان‌دهنده ثباتی درخور توجه نسبت به پیش‌بینی‌های پیشین است. این پایداری، نتیجه تقابل دو نیروی متضاد است؛ از یک‌سو، اثرات بازدارنده تنش‌های خاورمیانه بر فعالیت‌های اقتصادی سایه افکنده و از سوی دیگر، شتاب گرفتن تقاضا در زنجیره ارزش هوش مصنوعی و فناوری، موتور رشد جهانی را گرم نگه داشته است. میزان تأثیرپذیری کشورها از این وضعیت، مستقیماً به جایگاه آن‌ها در نقشه تجارت فناوری و وضعیتشان در بازار انرژی بستگی دارد.



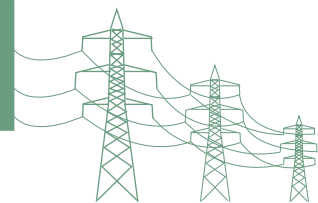
ماندگاری تورم در بخش خدمات و وضعیت بازارهای کار، باعث شده تا هر اقتصاد با سناریویی متفاوت دست‌به‌گریبان باشد. درحالی‌که اقتصادهای دارای یارانه‌های گسترده سوخت، اثرات تورمی کمتری را تجربه کرده‌اند، کشورهایی با ظرفیت‌های مازاد، شکاف عمیق‌تری را میان تورم کل و تورم هسته نشان می‌دهند. این تحولات باعث شده تا انتظارات تورمی برای سال ۲۰۲۶ در سطح جهانی تعدیل شود، هرچند نگاه بازار به سال ۲۰۲۷ همچنان با ثبات نسبی همراه است.

در خصوص بازگشت تورم هسته به سطوح هدف بانک‌های مرکزی، برآوردها حاکی از روندی تدریجی و زمان‌بر است. بر اساس پیش‌بینی‌ها، این بازگشت در بریتانیا تا نیمه سال ۲۰۲۷، در آمریکا و ژاپن تا پایان سال ۲۰۲۷ و در منطقه یورو تا سال ۲۰۲۸ محقق خواهد شد. در این میان، انتظار می‌رود نرخ تورم در چین که در سطوح پایینی قرار دارد، در ماه‌های آتی مسیر صعودی ملایمی را در پیش بگیرد تا به تعادل نزدیک‌تر شود.



رئزجیره تأمین، انرژی و سناریوی پایه اقتصاد جهانی

بر اساس ارزیابی‌های صندوق بین‌المللی پول، جریان تردد تجاری در تنگه هرمز تا مارس ۲۰۲۷ به‌طور کامل به وضعیت پیش از بحران باز خواهد گشت. در سطح کلان، اتکا به ذخایر انبارش‌شده مانع از بروز کسری حاد در مقیاس جهانی می‌شود، اما اقتصادهای نوظهور و در حال توسعه‌ای که از پشتوانه ذخایر استراتژیک محروم‌اند، در رقابت با بازارهای توسعه‌یافته برای جذب محموله‌های انرژی با خطر کمبود مقطعی مواجه خواهند بود. بر مبنای فروضات ژوئن ۲۰۲۶، قیمت حامل‌های انرژی در سطوحی فراتر از الگوهای تاریخی تثبیت می‌شود؛ به‌طوری‌که میانگین نفت خام در سال ۲۰۲۶ با جهش سالانه ۳۲ درصدی به حدود ۸۹ دلار در هر بشکه و قیمت گاز طبیعی (شاخص TTF هلند) با رشد ۲۲ درصدی به ۱۵ دلار

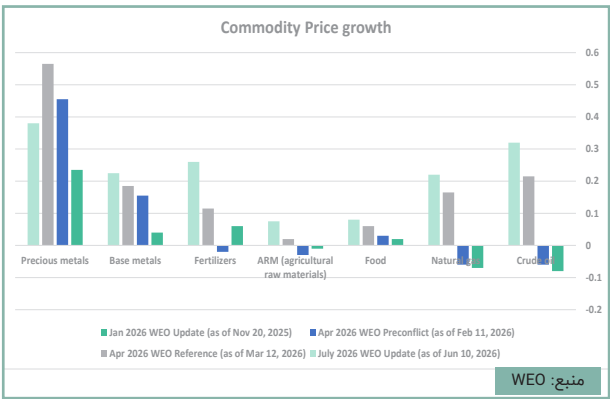




می‌رسد. سرایت مستقیم این هزینه‌ها، رشد ۲۶ درصدی قیمت کودهای شیمیایی و افزایش ۸ درصدی شاخص جهانی بهای مواد غذایی را به همراه دارد.

در حوزه سیاست‌گذاری کلان، تلفیق فشارهای تورمی و افت ملایم شتاب رشد موجب شده است بانک‌های مرکزی سیاست‌های انقباضی‌تری را در پیش بگیرند؛ به‌گونه‌ای که نرخ‌های بهره واقعی در منطقه یورو و ایالات متحده در سطوح کنونی تثبیت شده و بانک مرکزی ژاپن نیز گام‌های تدریجی را به سمت نرخ بهره خنثی برمی‌دارد. هم‌زمان، سیاست مالی در اقتصادهای پیشرفته پس از گذر از سال جاری، وارد فاز انقباضی خواهد شد و بازارهای نوظهور نیز کاهش هزینه‌کردهای عمومی را در دستور کار قرار می‌دهند.

در بعد ساختاری، فرض محوری چشم‌انداز کنونی بر تداوم سطح بالای عدم‌قطعیت‌های ژئوپلیتیک تا پایان سال ۲۰۲۷، پایداری سیاست‌های تعرفه‌ای مؤثر میان آمریکا و شرکای تجاری، و تعدیل تدریجی تب‌وتاب سرمایه‌گذاری در چرخه هوش مصنوعی استوار است؛ متغیرهایی که بدون محرک‌های برون‌زا برای رشد بهره‌وری، مسیر سیاست‌گذاری جهانی را در مدار انضباطی نگه می‌دارند.



موازنه شکننده ریسک‌های اقتصاد جهانی

چشم‌انداز اقتصاد جهانی اگرچه در مقایسه با ارزیابی‌های پیشین به سمت تعادل نسبی حرکت کرده است، اما کفه ترازو همچنان به سمت سناریوهای کاهنده رشد سنگینی می‌کند. کانون این مخاطرات بر تلاقی شوک‌های ژئوپلیتیک، تنگنای ابزارهای سیاست‌گذاری و نوسانات بخش فناوری متمرکز است؛

بحران ژئوپلیتیک و انرژی؛ تشدید درگیری‌ها در خاورمیانه و اختلال در مسیرهای کلیدی انتقال سوخت، خطر جهش غیرخطی قیمت نفت و گاز، تشدید تورم جهانی و تحمیل شوک‌های زنجیره تأمین را افزایش می‌دهد. ناامنی غذایی و فشار بر بازارهای نوظهور؛ سرایت گرانی حامل‌های انرژی به بهای کودهای شیمیایی، دسترسی به مواد غذایی در اقتصادهای کم‌درآمد را محدود کرده و کمبود ذخایر ارزی در این کشورها را به بحران تراز پرداخت‌ها و ریسک ناآرامی‌های اجتماعی پیوند می‌زند.

تنگنای سیاست‌گذاری و بازگشت تورم؛ انباشت تاریخی بدهی‌های حاکمیتی در اقتصادهای بزرگ، توان مقابله مالی با شوک‌های جدید را سلب کرده و تضعیف اعتبار بانک‌های مرکزی می‌تواند انتظارات تورمی را فراتر از کنترل تثبیت کند.

گسستگی تجاری؛ گسترش تعرفه‌ها و دیوارهای غیرتعرفه‌ای با کاهش جریان سرمایه‌گذاری و تجارت فرامرزی، رشد میان‌مدت اقتصاد بین‌الملل را تضعیف می‌کند.

دوگانگی در بازدهی فناوری؛ عدم تحقق انتظارات پیرامون سودآوری هوش مصنوعی پتانسیل اصلاح سنگین ارزش‌گذاری بازارهای سهام را دارد، درحالی‌که جذب سریع‌تر دستاوردهای بهره‌وری این فناوری تنها عامل

جبران‌کننده ریسک‌های نزولی و محرک رشد فراتر از سناریوی پایه به شمار می‌رود.

چالش‌های سیاست‌گذاری در شرایط عدم قطعیت

سیاست‌گذاری در محیط کنونی مستلزم چابکی و اعتباربخشی هم‌زمان به ابزارهای کلان است. تلاقی بحران‌های ژئوپلیتیک بارونق تقاضای ناشی از فناوری، بانک‌های مرکزی و دولت‌ها را در موقعیت انتخاب‌های دشوار میان مهار تورم، حفظ تاب‌آوری مالی و حمایت از افشار آسیب‌پذیر قرار داده است؛ چارچوبی که مدیریت موفق آن نیازمند راهبردهای ترکیبی متناسب با ساختار هر اقتصاد است؛

سیاست پولی و تثبیت لنگر انتظارات؛ تمرکز بنیادین بانک‌های مرکزی باید بر حفظ ثبات قیمت‌ها باقی بماند. در اقتصادهایی که با داغ‌شدن تقاضای ناشی از رونق فناوری یا آثار دور دوم شوک‌های ارزی و کالایی روبه‌رو هستند، تداوم نرخ‌های بهره انقباضی برای جلوگیری از تضعیف لنگر انتظارات تورمی اجتناب‌ناپذیر است. در این مسیر، حفظ استقلال عملیاتی نهاد ناظر پولی در برابر فشارهای «سلطه مالی» و تقویت ارتباطات شفاف با بازار، نقشی حیاتی در بازسازی اعتبار سیاست‌گذاری ایفا می‌کند.

ثبات مالی و مدیریت انعطاف‌پذیر ارزی؛ نرخ ارز همچنان سازوکار ترجیحی برای جذب تکانه‌های خارجی است، اما در شرایط نوسانات شدید بازار و افزایش ریسک‌های ترازنامه‌ای، مداخلات ارزی موقت و اعمال کنترل‌های هدفمند بر جریان سرمایه (منطبق با چارچوب یکپارچه IMF) ابزار تکمیلی مناسبی به شمار می‌رود. هم‌زمان، نهادهای نظارتی باید سنجش تاب‌آوری نقدینگی و کفایت سرمایه در نهادهای بانکی و غیربانکی را تشدید نمایند.

اصلاح و انضباط سیاست‌های مالی؛ با فروکش کردن شوک‌های اولیه، یارانه‌های عمومی انرژی و تدابیر تحریف‌کننده قیمت‌ها باید حذف شوند و جای خود را به حمایت‌های کاملاً هدفمند و موقت از خانوارهای آسیب‌پذیر بدهند. دولت‌های برخوردار از درآمدهای بادآورده کالایی یا رونق فناوری، به‌جای مخارج هم‌جهت با دوره رونق، ملزم به انباشت ذخایر و تعریف چارچوب‌های میان‌مدت پایدارسازی بدهی هستند.

بازسازی حاشیه امن مالی و اصلاحات ساختاری؛ بازگرداندن پایداری مالی از مسیر تقویت پایه‌های مالیاتی، ارتقای کارایی هزینه‌کرد و هدایت منابع به سرمایه‌گذاری‌های مولد و توسعه مهارت‌ها محقق می‌شود. در سطح ساختاری، تسریع در گذار به انرژی‌های تجدیدپذیر، حکمرانی داده‌ها و رفع عدم‌توازن‌های درونی در اقتصادهای بزرگ، پیش‌شرط ارتقای ظرفیت جذب فناوری و کاهش آسیب‌پذیری اقتصاد جهانی است.

تقویت همکاری‌های بین‌المللی و مهار تنش‌های تجاری؛ پایداری زنجیره‌های ارزش در گرو شفافیت قواعد تجارت فرامرزی و پرهیز از ممنوعیت‌های صادراتی در بازارهای استراتژیک است. هم‌زمان، تسهیل چارچوب‌های حل‌وفصل منظم بدهی‌های حاکمیتی در کنار بسته‌های تأمین مالی نقدینگی نهادهای بین‌المللی، تنها مسیر جلوگیری از سرایت بحران بدهی در بازارهای نوظهور خواهد بود.

بازار انرژی و کالاها

نوسانات بازار نفت

بازار جهانی نفت خام در ماه ژوئیه تحت‌تأثیر سیگنال‌های متناقض ژئوپلیتیک و تشدید فعالیت‌های سفته‌بازانه، دوره‌ای از نوسانات شدید قیمتی و کاهش شاخص‌های کلیدی را پشت سر گذاشت. میانگین بهای سبد مرجع اوپک (ORB) با افتی ۶.۷۶ دلاری در هر بشکه نسبت به ماه پیشین به سطح ۸۲.۹۹ دلار تنزل یافت؛ افتی که عمدتاً ناشی از کاهش ۸.۶۸ دلاری گریدهای اصلی حوزه خلیج فارس شامل نفت سنگین ایران، عرب لایت، بصره مدیوم و کویت اکسپورت و تثبیت آنها در سطح ۸۲.۵۹ دلار بود، درحالی‌که گریدهای غرب و شمال آفریقا با افتی ملایم‌تر به میانگین

۵۱ | فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری

Crude oil futures	Jun 26 (US\$/b)	Jul 26 (US\$/b)	Change Jul 26/ Jun 26 (US\$/b)	Year-to-date 2025 (US\$/b)	Year-to-date 2026 (US\$/b)
NYMEX WTI	81.79	79.22	-2.57	67.48	82.43
ICE Brent	84.43	83.97	-0.46	70.62	87.04
GME Oman	79.25	77.52	-1.73	71.7	88.9
ICEBrent-NYMEX WTI	2.64	4.75	2.11	3.14	4.61

منبع: گزارش ماهانه بازار نفت اپک

۸۲.۵۰ دلار و شاخص‌های موربان و مری ونزوئلا نیز به ترتیب به سطوح ۷۹.۱۵ و ۶۷.۳۶ دلار رسیدند.

رفتار قیمت‌های آتی در این بازه، تابعی از نوسانات مداوم در برآورد «صرف ریسک ژئوپلیتیک» بود؛ به‌طوری‌که در نیمه نخست ماه، چشم‌انداز کاهش اصطکاک‌های سیاسی و انتظارات مربوط به‌وفور عرضه، فشار کاهنده‌ای بر بهای معاملات وارد ساخت. این روند در نیمه دوم ژوئیه با اوج‌گیری مجدد تنش‌های منطقه‌ای و بروز اختلالات در مسیرهای کشتیرانی خاورمیانه جای خود را به جهشی مقطعی داد و در هفته پایانی ماه نیز با فروکش کردن نسبی نگرانی‌ها مجدداً وارد فاز اصلاح شد. در این میان، انقباض بازار فرآورده‌های میان‌تقطیری(ناشی از محدودیت صادرات گازوئیل روسیه و توقف فعالیت پالایشگاه‌ها در اروپای شرقی) با جهش حاشیه سود پالایشی همراه گردید و از طریق تقویت نرخ بهره‌برداری پالایشگاه‌ها و تقاضای فیزیکی نفت خام، مانع از افت عمیق‌تر قیمت‌ها در پایان ماه شد.

تقاضای جهانی نفت در افاق ۲۰۲۶ و ۲۰۲۷

برآوردهای جدید حاکی از تجربه دو رفتار کاملاً متفاوت در بازار جهانی نفت طی دو سال پیش‌رو است. براساس تازه‌ترین بازبینی‌ها، تقاضای جهانی نفت در سال ۲۰۲۶ با رشدی محدود به حدود ۰.۶ میلیون بشکه در روز نسبت به سال قبل خواهد رسید؛ رقمی که در مقایسه با ارزیابی‌های پیشین اندکی به سمت پایین تعدیل شده است. این روند ناشی از تداوم انقباض تقاضا در اقتصادهای عضو سازمان همکاری و توسعه اقتصادی (OECD) به میزان ۴۰ هزار بشکه در روز است که البته با رشد ۶۰۰ هزار بشکه‌ای مصرف در کشورهای غیرعضو جبران می‌شود. در نقطه مقابل، چشم‌انداز سال ۲۰۲۷ نمایانگر بازگشتی شتابان در مصرف جهانی طلای سیاه است. پیش‌بینی‌ها که نسبت به گزارش‌های پیشین با بازبینی صعودی همراه بوده‌اند، از جهش ۲.۲ میلیون بشکه‌ای تقاضا در روز نسبت به سال ۲۰۲۶ حکایت دارند. کانون اصلی این شتاب مصرفی، اقتصادهای نوظهور و خارج از OECD با سهم ۱.۸ میلیون بشکه‌ای خواهند بود، درحالی‌که کشورهای توسعه‌یافته عضو OECD نیز با رشد پیش‌بینی‌شده ۳۰۰ هزار بشکه در روز، پس از یک دوره رکود به مدار افزایش تقاضا باز خواهند گشت.

عرضه مایعات نفتی و روندهای تولیدی در سال‌های ۲۰۲۶ و ۲۰۲۷

چشم‌انداز عرضه مایعات نفتی از سوی کشورهای خارج از «اعلامیه همکاری» (DoC) حاکی از تداوم روندی پایدار در سال‌های ۲۰۲۶ و ۲۰۲۷ است. طبق برآوردهای فعلی، این گروه از تولیدکنندگان در هر دو سال پیش‌رو، شاهد گسترشی معادل ۰.۶ میلیون بشکه در روز در مجموع تولیدات خود خواهند بود؛ روندی که در آن ترکیب بازیگران اصلی به‌طور جزئی تغییر می‌کند. اگرچه برزیل، ایالات متحده، کانادا و آرژانتین به عنوان ستون‌های اصلی رشد در سال ۲۰۲۶ معرفی شده‌اند، اما در سال ۲۰۲۷، تغییر در وزن تولیدی کشورهایی نظیر قطر در کنار تداوم نقش آفرینی کانادا، برزیل و آرژانتین، محرک‌های اصلی این افزایش عرضه خواهند بود.

در حوزه میعانات گازی و مایعات غیرمتعارف، داده‌های مقدماتی مربوط به سه‌ماهه دوم سال ۲۰۲۶، تولید مجموع این محصولات را در سطح میانگین ۸.۸ میلیون بشکه در روز تثبیت کرده است که از این میزان، سهم

کشورهای عضو اوپک ۶ میلیون و سهم کشورهای غیرعضو اوپک حاضر در اعلامیه همکاری معادل ۲.۷ میلیون بشکه در روز برآورد می‌شود. نگاهی به دورنمای میان‌مدت نشان می‌دهد که رشد کلی تولید این محصولات در سال‌های ۲۰۲۶ و ۲۰۲۷، افزایشی ملایم در حدود ۰.۱ میلیون بشکه در روز را تجربه خواهد کرد؛ به‌گونه‌ای که میانگین تولید سالانه از ۸.۸ میلیون بشکه در سال ۲۰۲۶ به ۸.۹ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۷ خواهد رسید. در این بازه زمانی، عمده بار این افزایش تولید بر دوش کشورهای عضو اوپک خواهد بود که مسیر صعودی تولید میعانات آن‌ها در هر دو سال حفظ می‌شود، درحالی‌که کشورهای غیرعضو اوپک عضو اعلامیه همکاری با رشدی بسیار محدود مواجه خواهند بود.

در سطح کلان تولیدات کشورهای عضو «اعلامیه همکاری» نیز داده‌های ثبت‌شده در ماه جولای ۲۰۲۶ از شتاب‌گیری تولید نفت خام حکایت دارد؛ به‌طوری‌که این کشورها با رشدی معادل ۱.۴۲ میلیون بشکه در روز نسبت به ماه پیشین، میانگین تولید ۳۷.۶۶ میلیون بشکه در روز را به ثبت رساندند. گزارش‌های رسمی کشورهای عضو اوپک نیز جزئیات دقیق‌تری از این عملکرد تولیدی را در جداول تحلیلی زیر ارائه داده است.

موازنه عرضه و تقاضا؛

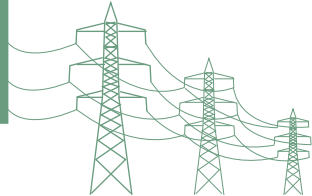
تحلیل موازنه بازار جهانی نفت نشان‌دهنده تغییر جهت معنادار در تقاضا برای نفت خام کشورهای عضو «اعلامیه همکاری» (DoC) طی دو سال متوالی است. بر پایه آخرین ارزیابی‌ها، تقاضا برای نفت خام این ائتلاف در سال ۲۰۲۶ با بازبینی نزولی نسبت به برآوردهای پیشین به سطح ۴۲.۱ میلیون بشکه در روز تنزل یافته است؛ رقمی که حکایت از افت سالانه ۲۰۰ هزار بشکه در روز نسبت به سال ۲۰۲۵ دارد و بازتابی از کندی موقت شتاب تقاضای جهانی در کوتاه‌مدت است.

در مقابل، چشم‌انداز سال ۲۰۲۷ حاکی از تغییر ملموس در موازنه بنیادین بازار و جهش نیاز به نفت خام اعضای اعلامیه همکاری است. برآوردها برای این سال بدون تغییر نسبت به ارزیابی ماه گذشته، بر رقم ۴۳.۶ میلیون بشکه در روز تثبیت شده که نشان‌دهنده افزایش چشمگیر ۱.۴ میلیون بشکه‌ای در روز نسبت به افق ۲۰۲۶ است؛ جهشی ساختاری که بار اصلی تأمین تقاضای رو به رشد بازار بین‌المللی انرژی را مجدداً به‌سوی تولیدکنندگان این ائتلاف هدایت خواهد کرد.

بازارهای جهانی کالا

بازارهای جهانی کالا در ماه جولای عملکردی کاملاً ناهمگون را به ثبت رساندند؛ به‌طوری‌که هم‌زمان با عقب‌نشینی شاخص‌های انرژی، فلزات پایه، فلزات گران‌بها و مواد معدنی، گروه‌های غیرانرژی و کشاورزی در مسیر رشد قرار گرفتند. در بازار معاملات آتی، حاکمیت رویکرد محتاطانه و کاهش هم‌زمان موقعیت‌های باز و خالص قراردادهای خرید مدیران سرمایه، نشانه‌ای آشکار از بازتنظیم استراتژی‌های معاملاتی بازیگران بزرگ به شمار می‌رفت.

در بخش انرژی، شاخص کل با افتی ۱.۱ درصدی در مقیاس ماهانه روبه‌رو شد، هرچند همچنان ۱۸.۵ درصد فراتر از سطح سال گذشته قرار دارد. این





Direct communi- cation (Country)	Monthly average				% Change		Year-to-date	
	Unit	May-26	Jun-26	Jul-26	Jul 26/ Jun 26	Jul 26/ Jul25	2025	2026
Algeria		907					115.4	124.1
Congo		260						
Equatorial Guinea		57						
Gabon								
IRIran								
Iraq		3862						
Kuwait		2411						
Libya		1136						
Nigeria		1345						
Saudi Arabia		8955						
UAE		2916						
Venezuela		921						
Total OPEC								

منبع: OPEC

افت عمدتاً ناشی از کاهش قیمت نفت خام برای دومین ماه متوالی (با افت ماهانه ۲.۳ درصدی و رشد سالانه ۱۵.۳ درصدی) و همچنین عقب‌نشینی شاخص‌های زغال‌سنگ بود؛ جایی که زغال‌سنگ استرالیا تحت‌تأثیر ذخایر مطلوب خریداران آسیایی ۴.۸ درصد و زغال‌سنگ آمریکا در پی تنگنای لجستیکی و محدودیت‌های صادراتی ۱.۵ درصد کاهش قیمت ماهانه را تجربه کردند.

در بازار گاز طبیعی، واگرایی عمیقی میان دو سوی اقیانوس اطلس شکل گرفت. گاز طبیعی آمریکا (شاخص هنری‌هاب) به دلیل تداوم تولید بالا و افزایش ۸.۴ درصدی ذخیره‌سازی‌های زیرزمینی، با افت ماهانه ۸.۳ درصدی و کاهش سالانه ۹.۴ درصدی همراه شد. در نقطه مقابل، بهای گاز طبیعی اروپا (شاخص TTF) با جهش ماهانه ۱۹.۱ درصدی و رشد سالانه چشمگیر ۵۵.۴ درصدی روبه‌رو گردید؛ رالی صعودی قدرتمندی که بر اثر تشدید رقابت با خریداران آسیایی برای جذب محموله‌های LNG، موج گرمای شدید در شرق آسیا و احیای «صرف ریسک ژئوپلیتیک» ناشی از نااطمینانی‌های عرضه در خاورمیانه رقم خورد و حتی افزایش سطح پرشدگی مخازن اروپا تا مرز ۵۶.۷ درصد نیز توانست مانع از این جهش قیمتی شود.

شاخص قیمت کالاهای غیرانرژی در ماه ژوئیه با رشد ماهانه ۰.۳ درصدی همراه شد؛ افزایشی که عمدتاً از عملکرد مثبت بخش کشاورزی و رشد ۲.۵

درصدی شاخص این گروه ناشی شد، هرچند کاهش قیمت فلزات پایه بخشی از این اثر را خنثی کرد. در مقیاس سالانه، شاخص کالاهای غیرانرژی و شاخص کشاورزی به‌ترتیب ۱۰.۸ و ۳.۹ درصد افزایش یافته‌اند؛ موضوعی که از تداوم روند صعودی این بازارها، باوجود نوسانات ماهانه، حکایت دارد. در بخش فلزات پایه، شاخص قیمت در ژوئیه ۲.۹ درصد کاهش یافت. افت قیمت آلومینیوم، نیکل و سرب مهم‌ترین عامل این عملکرد منفی بود، درحالی‌که افزایش بهای روی مانع از کاهش بیشتر شاخص شد. کاهش تقاضای نقدی در چین، در کنار افزایش نااطمینانی‌ها درباره محدودیت‌های تجاری و سیاست‌های کنترل صادرات این کشور، فشار مضاعفی بر بازار فلزات پایه وارد کرد. باوجود افت ماهانه، این شاخص همچنان نسبت به سال گذشته ۳۰.۸ درصد بالاتر قرار دارد. همچنین، مجموع ذخایر فلزات پایه در انبارهای بورس فلزات لندن (LME) طی این ماه ۲.۴ درصد کاهش یافت، اما در مقایسه با سال گذشته همچنان ۲۰.۸ درصد بیشتر بود.

در میان فلزات اصلی، قیمت مس در ژوئیه تقریباً باثبات باقی ماند و تنها ۰.۱ درصد کاهش یافت؛ بااین‌حال، رشد سالانه آن به ۳۸.۶ درصد رسید. ذخایر مس در انبارهای LME نیز در این ماه ۱۸.۳ درصد کاهش پیدا کرد، اما نسبت به سال گذشته ۱۵۶.۴ درصد افزایش نشان داد. آلومینیوم با افت ماهانه ۸.۲ درصدی بیشترین کاهش را در میان فلزات مورد بررسی ثبت کرد و ذخایر آن نیز ۱۱.۹ درصد پایین آمد. قیمت نیکل ۵.۲ درصد کاهش یافت، درحالی‌که

Commodity	Monthly average				% Change		Year-to-date	
	Unit	May-26	Jun-26	Jul-26	Jul 26/ Jun 26	Jul 26/ Jun 25	2025	2026
Energy*	Index	133.7	109.9	108.7	-1.1%	18.5%	93.4	116.4
Coal, Australia	US\$/boe	13.1	13.2	12.6	-4.3%	16.8%	10.3	12.3
Coal, US	US\$/boe	7.6	7.3	7.2	-1.5%	3.8%	6.8	7.4
Crude oil, average	US\$/b	100.4	81.7	79.8	-2.3%	19.3%	69.9	84.7
Natural gas, US	US\$/boe	15.9	17.	15.6	-8.3%	-9.4%	19.5	20.1
Natural gas, Europe	US\$/boe	87.5	82.1	97.7	19.1%	55.4%	69.9	81.7

منبع: World Bank & OPEC

Commodity	Monthly average				% Change		Year-to-date	
	Unit	May-26	Jun-26	Jul-26	Jul 26/ Jun 26	Jul 26/ Jul25	2025	2026
Non-energy*	Index	129.4	125	125.4	0	0.11	115.4	124.1
Agriculture*	Index	116	113.8	116.7	0.03	0.04	117.9	113.3
Base metal*	Index	166.1	162.2	157.5	-0.03	0.31	117.6	157.6
Copper	US\$/mt	13,567	13,574	13,559	0	0	9,488	13,173
Aluminium	US\$/mt	3,655	3,436	3,155	0	0	2,551	3,348
Nickel	US\$/mt	18,841	17,618	16,698	0	0	15,357	17,613
Lead	US\$/mt	1,991	1,945	1,853	0	0	1,970	1,934
Zinc	US\$/mt	3,490	3,540	3,599	0	0	2,749	3,393
Iron Ore	US\$/mt	109	100	98	0	0	101	104

Note: * World Bank commodity price index (2010 = 100)

منبع: World Bank & OPEC

بهای طلا نیز در ماه ژوئیه کاهش یافت. تمرکز سرمایه‌گذاران بر مسیر نرخ بهره حقیقی و احتمال تداوم نرخ‌های بهره بالا در اقتصاد آمریکا، فضای صعودی بازار طلا را تضعیف کرد؛ زیرا انتظارات مربوط به مسیر سیاست پولی فدرال رزرو همچنان مهم‌ترین عامل اثرگذار بر تصمیم‌های معاملاتی بود. بااین‌حال، بازتنظیم موقعیت‌های مالی در بازار معاملات آتی و تداوم جریان خالص مثبت ورود سرمایه، از افت بیشتر قیمت طلا جلوگیری کرد. باوجود کاهش ماهانه، بهای طلا در مقیاس سالانه همچنان ۲۱.۹ درصد افزایش یافته است.

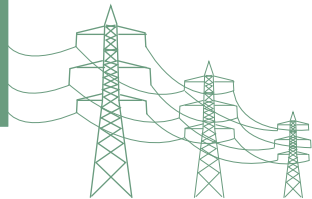
در بازار نقره و پلاتین نیز روندی مشابه مشاهده شد. قیمت نقره در ماه ژوئیه ۱۱.۸ درصد و بهای پلاتین ۶.۰ درصد کاهش یافت؛ افتی که عمدتاً از ضعف عمومی حاکم بر بازار فلزات گران‌بها ناشی شد. کندشدن فعالیت‌های تولیدی در اقتصاد جهانی نیز با کاهش تقاضای صنعتی، فشار مضاعفی بر این دو فلز وارد کرد. بااین‌حال، عملکرد سالانه آن‌ها همچنان مثبت باقی‌مانده است؛ به‌گونه‌ای که قیمت نقره و پلاتین به‌ترتیب ۵۶.۰ و ۱۶.۶ درصد نسبت به سال گذشته رشد داشته‌اند.

در مجموع، بازار فلزات گران‌بها در ژوئیه تحت‌تأثیر بازنگری سرمایه‌گذاران در چشم‌انداز نرخ‌های بهره آمریکا و تضعیف تقاضای صنعتی قرار گرفت. بااین‌حال، رشد قابل‌توجه قیمت‌ها در مقیاس سالانه نشان می‌دهد که جذابیت این فلزات، به‌ویژه در نقش دارایی‌های پوشش‌دهنده ریسک و ابزارهای تنوع‌بخشی سبد سرمایه‌گذاری، همچنان حفظ شده است و ابزارهای تنوع‌بخشی سبد سرمایه‌گذاری، همچنان حفظ شده است بود؛ بنابراین در بازنویسی از تکرار آن خودداری شد.

Commodity	Monthly average				% Change		Year-to-date	
	Unit	May-26	Jun-26	Jul-26	Jul 26/ Jun 26	Jul 26/ Jul25	2025	2026
Precious metals	Index	368.7	334.7	317.2	-5.2%	26.7%	231.5	367.9
Gold	US\$/Oz	4,587	4,228	4,073	-3.7%	21.9%	3,115	4,605
Silver	US\$/Oz	78	66.7	58.8	-11.8%	56.0%	33.5	75.9
Platinum	US\$/Oz	1,998	1,726	1,622	-6.0%	16.6%	1,070	1,999

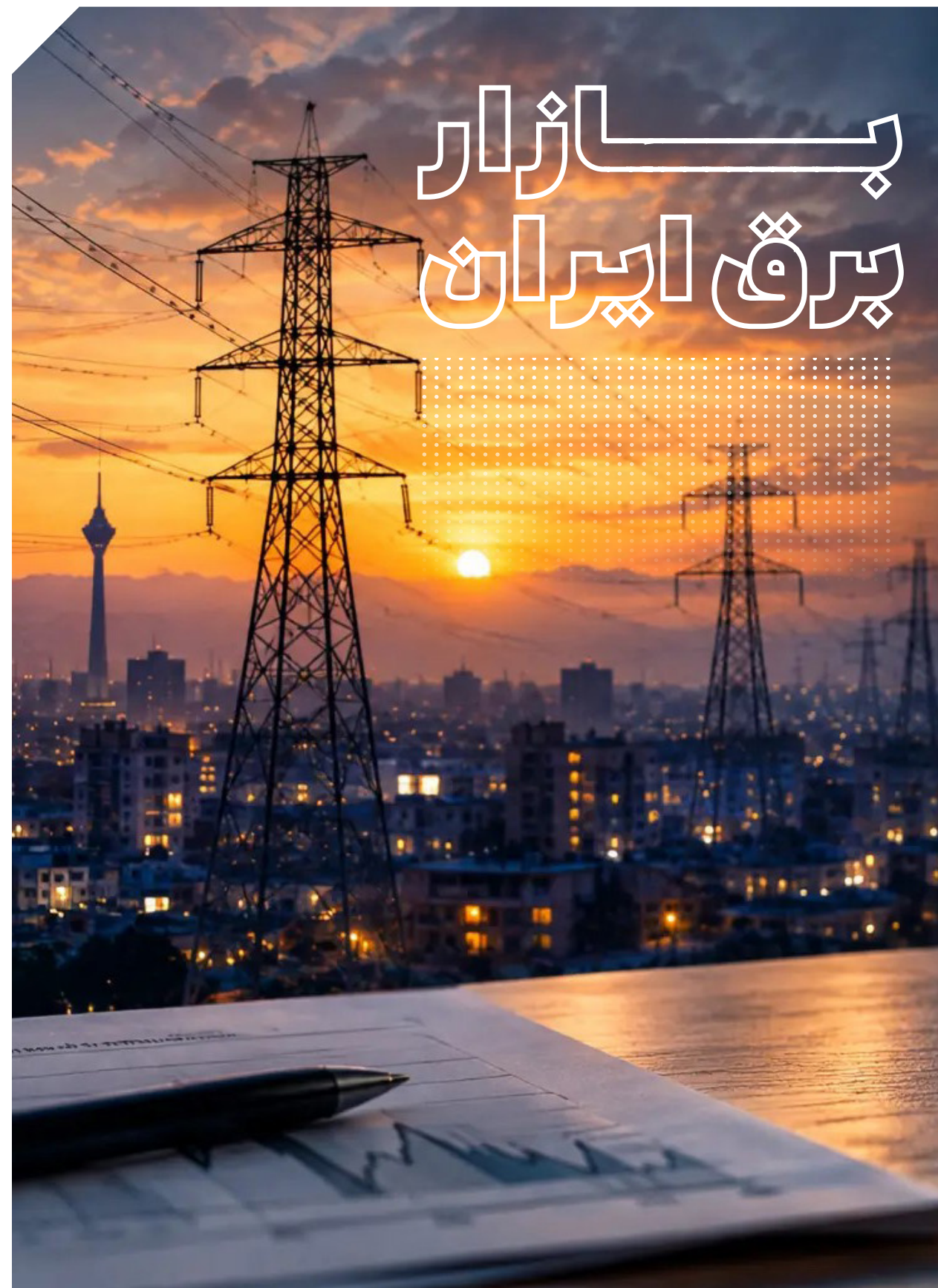
Note: * World Bank commodity price index (2010 = 100)

منبع: World Bank & OPEC





بازار برق ایران



واکاوی روند ۱۲ ساله تقاضای برق در ایران

ناترازی و تحمیل هزینه‌های ناشی از قطعی برق به اقتصاد ملی پیشگیری شود.

⚡ جغرافیای تقاضای برق در ایران؛ تمرکز نیمه از بار شبکه در استان

بررسی داده‌های مصرف برق در سطح استانی طی سال‌های ۱۴۰۱ تا ۱۴۰۳ نشان‌دهنده تداوم تقاضای فزاینده انرژی الکتریکی در سراسر کشور است. بر اساس آمارهای رسمی، مجموع مصرف نهایی برق از ۳۱۶,۵۸۵ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۱ به ۳۳۹,۶۸۰ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۳ رسیده که از رشد ۷,۳ درصدی طی این بازه دوساله حکایت دارد؛ روندی که هرچند آمارهای تفکیکی استانی برای سال ۱۴۰۴ هنوز منتشر نشده، اما شواهد از استمرار فشار تقاضای بخش‌های مولد، خدماتی و خانگی بر زیرساخت‌های تولید، انتقال و توزیع حکایت می‌کند. در تابلوی مصرف استانی، تهران با ثبت مصرف ۴۳,۶۶۱ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۳ و در اختیار داشتن سهمی نزدیک به ۱۲,۹ درصد، همچنان در صدر پرمصرف‌ترین مناطق کشور قرار دارد. پس از پایتخت، استان‌های خوزستان، اصفهان، فارس، خراسان رضوی و هرمزگان رتبه‌های بعدی مصرف را تشکیل می‌دهند. هم‌افزایی عواملی همچون تمرکز صنایع انرژی‌بر، تراکم بالای جمعیت، گستردگی بخش خدمات و شرایط اقلیمی ویژه (به‌ویژه بارسنگین سرمایشی در جنوب کشور)، این استان‌ها را به کانون‌های اصلی مصرف تبدیل کرده است. در نقطه مقابل، استان‌هایی نظیر خراسان جنوبی، ایلام، کهگیلویه و بویراحمد، اردبیل و خراسان شمالی به دلیل جمعیت کمتر، محدودیت صنایع سنگین و ساختار متفاوت اقتصادی، کمترین سهم از بار مصرف شبکه را به خود اختصاص داده‌اند.

با این‌حال، بررسی نرخ رشد مصرف در این دوره بیانگر جابه‌جایی الگوهای مصرف در برخی مناطق کمتر توسعه‌یافته است. استان کهگیلویه و بویراحمد با جهش ۲۲,۱ درصدی، بالاترین شتاب رشد مصرف برق را ثبت کرده و پس از آن استان‌های سیستان و بلوچستان با ۱۷,۶ درصد، چهارمحال و بختیاری با ۱۳,۱ درصد و اردبیل با ۱۲,۹ درصد رشد قرار گرفته‌اند؛ تحولی که حاکی از توسعه دسترسی به شبکه، ارتقای زیرساخت‌ها و رونق نسبی فعالیت‌های محلی در این نواحی است. در سوی دیگر، استان‌های صنعتی پرجمعیتی مانند اصفهان، فارس، مرکزی، همدان و قزوین در سال ۱۴۰۳ رشد بسیار محدودی را تجربه کرده یا با افت مصرف روبه‌رو شده‌اند که بازتابی از مدیریت سخت‌گیرانه بار، اعمال محدودیت برای صنایع در فصول اوج، ارتقای راندمان یا نوسان در فعالیت‌های اقتصادی است.

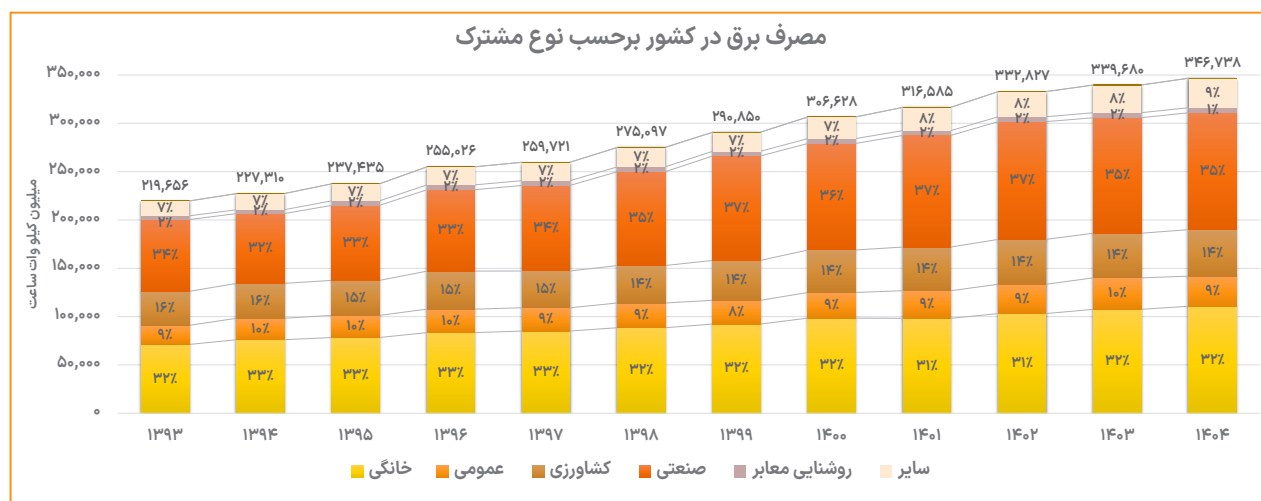
بررسی پویایی‌های بخش انرژی طی سال‌های ۱۳۹۳ تا ۱۴۰۴ از روندی صعودی، پرشتاب و ساختاری در تقاضای برق کشور حکایت دارد. بر پایه آمارهای وزارت نیرو، کل مصرف نهایی برق در کشور از ۲۱۹,۶۵۶ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۳۴۶,۷۳۸ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ افزایش یافته است؛ جهشی ۵۸ درصدی طی یک دوره ۱۲ ساله که نمایانگر تعمیق وابستگی اقتصاد، بخش مولد و جامعه به این حامل کلیدی انرژی است.

در این میان، تحلیل ترکیب مصرف به تفکیک بخش‌ها نشان می‌دهد که صنعت همچنان جایگاه خود را به عنوان بزرگ‌ترین مصرف‌کننده برق حفظ کرده است. مصرف این بخش از ۷۴,۲۹۵ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۱۲۰,۹۵۶ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ رسیده و رشدی ۶۳ درصدی را به ثبت رسانده است. این تحول افزون بر بازتاب توسعه خطوط تولید و ارتقای ظرفیت بهره‌برداری صنایع، نقش حیاتی تأمین برق پایدار را در صیانت از رشد تولید ملی و پایداری زنجیره‌های ارزش برجسته می‌سازد.

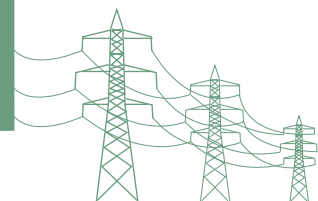
بخش خانگی نیز هم‌پای صنعت شاهد رشد چشمگیری بوده است؛ به گونه‌ای که تقاضای برق در این بخش از ۷۱,۱۶۴ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۱۱۰,۷۴۴ میلیون کیلووات‌ساعت در پایان دوره مورد بررسی رسیده است. عواملی چون گسترش شهرنشینی، افزایش تعداد مشترکان، نفوذ گسترده لوازم سرمایشی و گرمایشی برقی و تغییر در الگوی زندگی خانوارها از محرک‌های اصلی این افزایش به شمار می‌روند؛ موضوعی که مدیریت تقاضا در ایام اوج بار تابستانه را در کانون سیاست‌گذاری‌های وزارت نیرو قرار داده است.

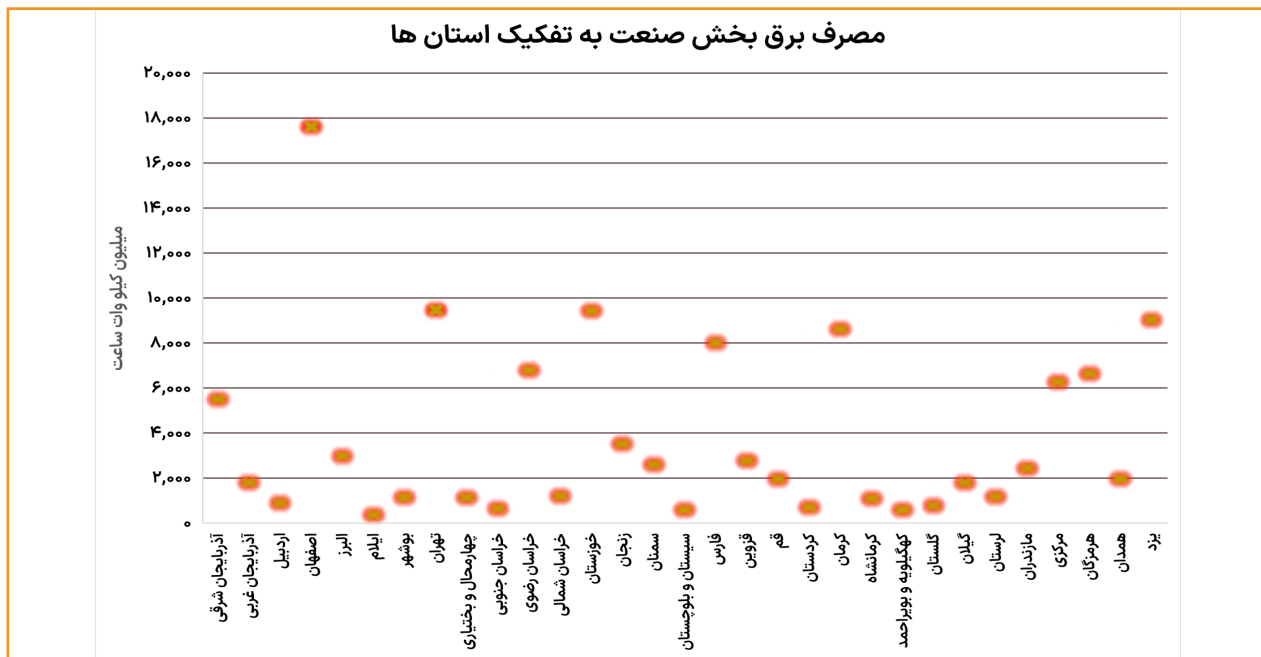
در حوزه کشاورزی نیز مصرف برق هم‌جهت با سایر بخش‌ها روندی افزایشی پیموده و از ۳۵,۱۸۵ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۳ به ۴۸,۱۳۶ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ افزایش یافته است؛ روندی که بیش از هر چیز متأثر از برقی‌سازی چاه‌های آب، مکانیزاسیون و توسعه سیستم‌های نوین آبیاری است. در کنار آن، بخش‌های عمومی و خدمات نیز به موازات رشد فعالیت‌های اقتصادی، حجم بیشتری از انرژی الکتریکی را به خود اختصاص داده‌اند.

فراگیر بودن این رشد در تمامی گروه‌ها نشان می‌دهد که افزایش مصرف برق ناشی از نوسانات مقطعی نبوده، بلکه ریشه در عوامل ساختاری و توسعه‌ای کشور دارد. اختصاص نزدیک به ۶۷ درصد از کل تقاضای برق در سال ۱۴۰۴ به دو بخش صنعت و خانگی، لزوم شتاب‌بخشی به سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های حرارتی و تجدیدپذیر، بازسازی و توسعه شبکه انتقال و توزیع، و اجرای برنامه‌های هوشمند بهینه‌سازی مصرف را اجتناب‌ناپذیر می‌کند تا از بروز



منبع: وزارت نیرو





خودتأمین و اختصاصی توسط صنایع بزرگ، گسترش نیروگاه‌های تجدیدپذیر در جوار شهرک‌های صنعتی، ارتقای فناوری و راندمان مصرف انرژی و بهسازی خطوط انتقال، حیاتی‌ترین گام‌ها برای رفع ناترازی و تضمین تاب‌آوری بخش تولید در سال‌های پیش‌رو به شمار می‌روند.

⚡ نبض انرژی در بخش عمومی

الگوی مصرف برق در بخش عمومی کشور بیش از آنکه تابع فرایندهای صنعتی و خطوط تولید باشد، آیینهای از تمرکز ساختارهای حاکمیتی، سامانه‌های اداری، مراکز درمانی، دانشگاهی و خدمات دولتی در سطح استان‌ها است. همین ویژگی سبب شده تا جغرافیای تقاضا در این بخش همبستگی مستقیمی با وزن دیوان‌سالاری و تراکم جمعیتی مناطق پیدا کند.

در این میان، استان تهران با ثبت مصرف ۷,۶۷۹ میلیون کیلووات ساعت در سال ۱۴۰۳ با فاصله‌ای معنادار در صدر ایستاده است؛ رقمی که حدود ۱,۸ برابر استان خوزستان و بیش از دو برابر استان هرمزگان است. این شکاف عمیق، پیامد مستقیم تمرکز وزارتخانه‌ها، سازمان‌های ملی، ستادهای اداری و مراکز بزرگ آموزشی و بیمارستانی در پایتخت است و نشان می‌دهد سهم مسلط تهران در مصرف برق بخش عمومی، ریشه در جایگاه سیاسی و اداری آن در ساختار متمرکزی کشور دارد. در رتبه‌های بعدی، استان‌های خوزستان، هرمزگان، سیستان و بلوچستان و فارس قرار گرفته‌اند. در این مناطق، هم‌افزایی گسترده‌ی خدمات عمومی با شرایط آب‌وهوایی حاد و استفاده بی‌وقفه از سامانه‌های سرمایشی سنگین در ساختمان‌های دولتی و عمومی، مصرف انرژی را به شدت افزایش داده است. در سوی دیگر، استان‌هایی نظیر چهارمحال و بختیاری، خراسان شمالی، ایلام و خراسان جنوبی به سبب مقیاس کوچک‌تر بدنه اداری و جمعیت کمتر، پایین‌ترین ارقام مصرف را ثبت کرده‌اند.

نکته استراتژیک در تحلیل این آمار آن است که تقاضای برق در بخش عمومی، بر خلاف بخش‌های صنعت یا کشاورزی، پیوند مستقیمی با خلق ارزش افزوده ملموس اقتصادی ندارد. از این رو، ارتقای راندمان مصرف در این بخش بدون آنکه ریسکی متوجه تولید یا اشتغال سازد، ظرفیتی ممتاز برای کاهش بار پایه شبکه و مهار ناترازی فصلی فراهم می‌آورد.

براین اساس، مدیریت هوشمند انرژی در نهادهای دولتی، تجهیز ادارات و

⚡ تمرکز ۵۲ درصدی برق صنعتی ایران در ۶ قطب تولیدی

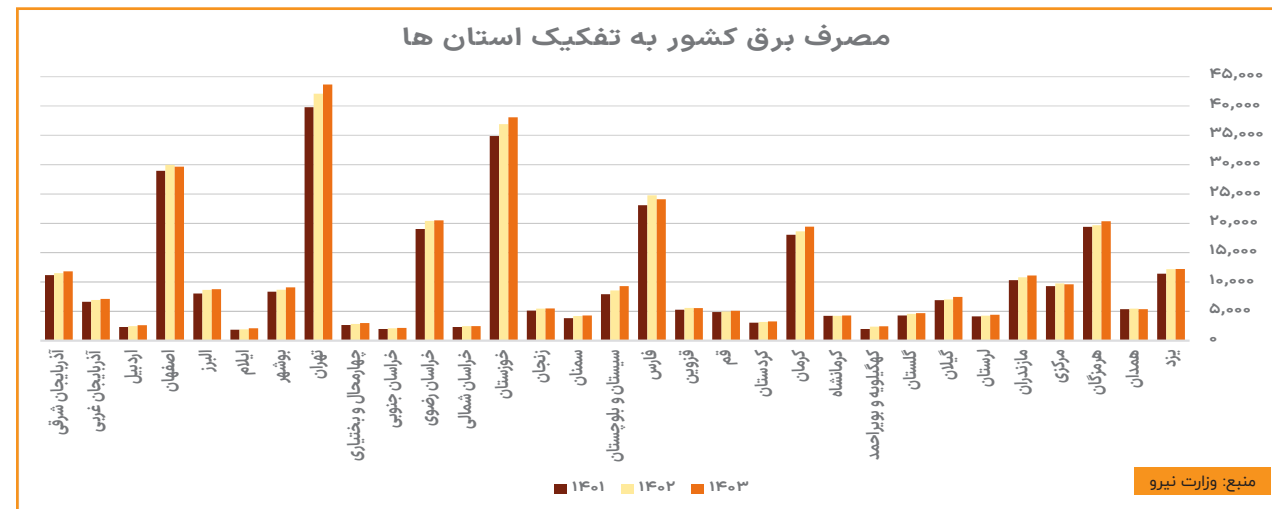
آمارو ارقام مصرف برق در بخش صنعت طی سال ۱۴۰۳ از نقش تعیین کننده این بخش مولد با ثبت مصرف کل ۱۱۹,۴۹۳ میلیون کیلووات ساعت حکایت دارد؛ رقمی که افزون بر جایگاه محوری صنایع در شکل دهی به بار پایه شبکه سراسری، مرکز قضایا و ساختاری تولید صنعتی در جغرافیای ایران را به تصویر می کشد.

در صدر این جدول، استان اصفهان با مصرف ۱۷,۶۱۲ میلیون کیلووات ساعت و در اختیار داشتن سهمی نزدیک به ۱۴,۷ درصد، بزرگ‌ترین مصرف‌کننده برق صنعتی کشور است. استقرار زنجیره‌های بزرگ فولادسازی، صنایع فلزات پایه، مجتمع‌های پتروشیمی و سایر واحدهای انرژی‌بر، اصفهان را به کانون بلامنابع مصرف صنعتی بدل کرده است.

پس از آن، استان‌های تهران با ۹,۴۶۶ میلیون کیلووات‌ساعت، خوزستان، یزد، کرمان و فارس در رتبه‌های بعدی تقاضای صنعتی قرار گرفته‌اند؛ مناطقی که تجمیع واحدهای معدنی، ذوب و نورد، سیمان و صنایع نفت و گاز، سهم عمده‌ای از بار شبکه صنعتی را به آنها اختصاص داده است. در نقطه مقابل، استان‌هایی نظیر ایلام، سیستان و بلوچستان، کهگیلویه و بویراحمد، خراسان جنوبی و کردستان به دلیل محدودیت صنایع سنگین، ساختار خدماتی - کشاورزی و عدم توسعه واحدهای بزرگ صنعتی، پایین‌ترین سطوح مصرف برق در این حوزه را ثبت کرده‌اند.

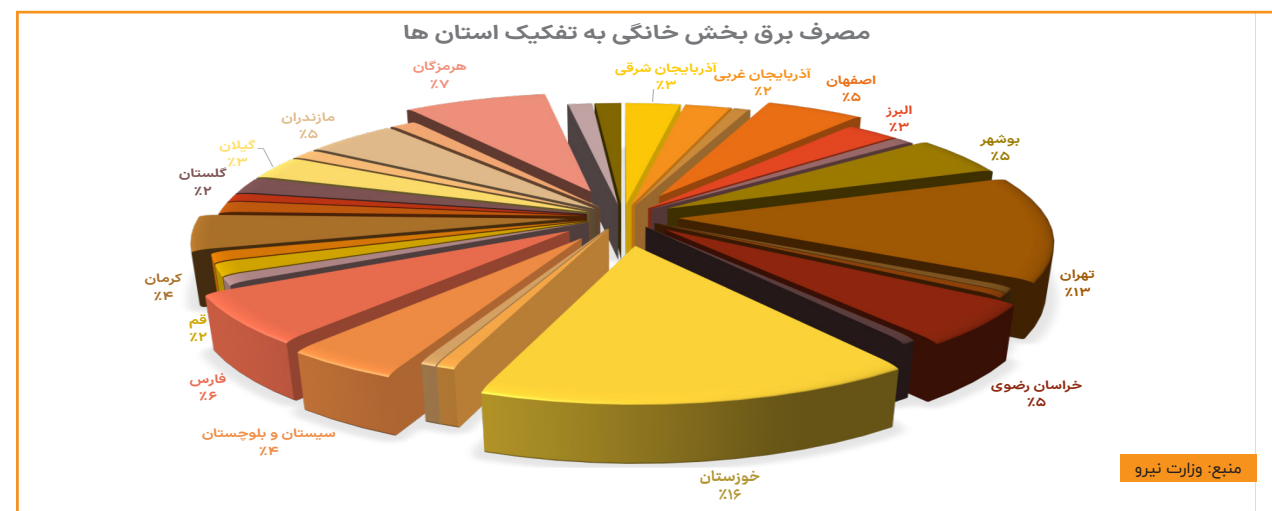
نکته استراتژیک در تحلیل تابلوی مصرف، تمرکز ۵۲ درصدی تقاضای برق صنعتی کشور در همین شش استان پیشواز (اصفهان، تهران، خوزستان، یزد، کرمان و فارس) است. این تمرکز بالا بازتاب‌دهنده تراکم دارایی‌های فیزیکی، سرمایه‌گذاری‌های سنگین و بخش اعظم ارزش افزوده صنعتی کشور در چند قطب اصلی است؛ مزیتی اقتصادی که درعین حال به منشأ آسیب‌پذیری زیرساختی تبدیل شده است. ازاین‌رو، اعمال برنامه‌های مدیریت بار یا قطعی‌های فصلی در این مناطق نه تنها مصرف برق را محدود می‌کند، بلکه مستقیماً به افت شاخص تولید صنعتی، کاهش حاشیه سود شرکت‌ها و اختلال در اشتغال و زنجیره صادراتی کشور منجر می‌شود.

در نهایت، الگوی جغرافیایی مصرف برق صنعتی نشان می‌دهد که تداوم رشد اقتصادی کشور در گرو پایداری تأمین انرژی این کانون‌های استراتژیک است. همگرایی سیاست‌ها به‌سوی احداث نیروگاه‌های



نشان می‌دهد که شرایط جوی و ضرورت استفاده مستمر از سامانه‌های سرمایشی نقشی تعیین‌کننده‌تر از صرفاً تراکم جمعیتی در شکل‌دهی به اوج تقاضا ایفا می‌کند. در سوی دیگر، استان‌هایی نظیر خراسان شمالی، خراسان جنوبی، چهارمحال و بختیاری، سمنان و زنجان به سبب جمعیت کمتر، شرایط اقلیمی معتدل‌تر و بافت سکونت متراکم‌تر، کمترین سهم از مصرف برق خانگی را به ثبت رسانده‌اند. نکته کلیدی در تحلیل این داده‌ها، مصرف سگین تقاضای خانگی در کانون‌های خاص است؛ به طوری که پنج استان خوزستان، تهران، هرمزگان، فارس و خراسان رضوی در مجموع بیش از ۵۲ میلیون کیلووات‌ساعت از انرژی بخش خانگی را به خود اختصاص داده‌اند. این تمرکز معنادار نشان می‌دهد اعمال سیاست‌های هدفمند و متمرکز مدیریت مصرف در همین چند استان می‌تواند بخش عمده‌ای از تنش‌های ناشی از اوج بار شبکه در ماه‌های گرم سال را مهار کند.

از منظر سیاست‌گذاری، این تنوع ساختاری بر ناکارآمدی رویکردهای تک‌بعدی و یکسان در مدیریت تقاضا مهر تأیید می‌زند. کنترل مؤثر مصرف‌نیامند سیاست‌گذاری منطقه‌محور است؛ به‌گونه‌ای که در مناطق گرمسیری و پرتقاضا، اقداماتی چون استانداردسازی و تعویض کولرهای گازی فرسوده با تجهیزات پربازده، اصلاح پلکانی تعرفه‌ها، توسعه ریزشکبه‌ها و سامانه‌های خورشیدی پشت‌بامی اولویت یابد. هم‌زمان، در استان‌های با مصرف پایین‌تر، محور برنامه‌ها می‌تواند بر بهینه‌سازی عایق‌بندی ساختمان‌ها، اصلاح الگوهای رفتاری و فراگیری لوازم برقی کم‌مصرف متمرکز شود تا پایداری شبکه در مقیاس ملی تضمین گردد.

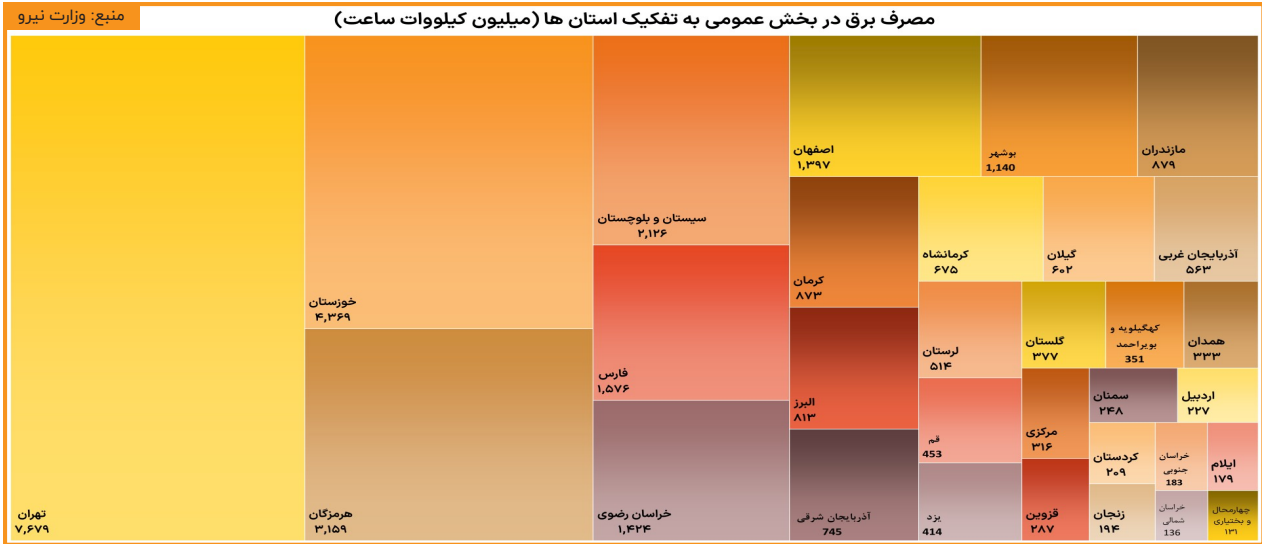


نکته بنیادین در تحلیل مصرف برق کشور، تمرکز شدید جغرافیایی آن است؛ جایی که حدود ۵۲ درصد از کل انرژی مصرفی کشور تنها در شش استان پیشستاز متمرکز شده است. این عدم تقارن منطقه‌ای نشان می‌دهد هرگونه اختلال یا ناپایداری در شبکه این قطب‌های جمعیتی و صنعتی، تبعات مستقیمی بر تولید ناخالص داخلی، اشتغال و ثبات اقتصادی بر جای می‌گذارد. از این رو، سیاست‌گذاری در توسعه نیروگاهی، اصلاح و تقویت خطوط انتقال، و اجرای طرح‌های بهره‌وری انرژی نیازمند رویکردی منطقه‌ای و هدفمند است تا میان مدیریت تقاضا در کلان مصرف‌کنندگان و پاسخ‌گویی به شتاب مصرف در استان‌های در حال توسعه توازن ایجاد شود.

⚡ نقشه مصرف برق خانگی در سال ۱۴۰۳؛

تحلیل داده‌های مصرف برق بخش خانگی در سال ۱۴۰۳ از ناهمگونی چشمگیر در توزیع تقاضای انرژی در پهنه جغرافیایی کشور پرده برمی‌دارد. این واگرایی فراتر از متغیرهای جمعیتی و تعداد مشترکان، بازتابی روشن از گوناگونی اقلیمی، درجه شهرنشینی، سطح درآمد خانوار و شدت استفاده از تجهیزات سرمایشی و برودتی در مناطق مختلف است.

در صدر جدول تقاضای خانگی، استان خوزستان با ثبت مصرف ۱۷,۰۰۴ میلیون کیلووات‌ساعت، جایگاهی بالاتر از پایتخت پرجمعیت را به خود اختصاص داده و پس از آن تهران با ۱۴,۴۳۴ میلیون کیلووات‌ساعت، همرنگان، فارس و خراسان رضوی رتبه‌های بعدی را به دست آورده‌اند. پیشتر از استان‌های گرمسیر و جنوبی در کنار کلان‌شهرهای پرجمعیت،



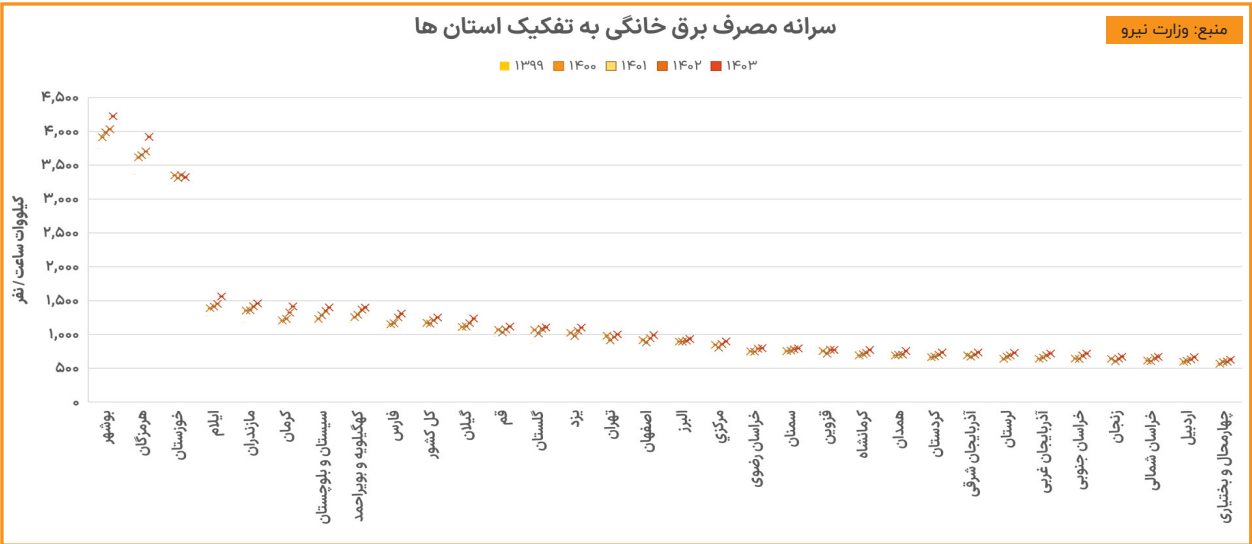
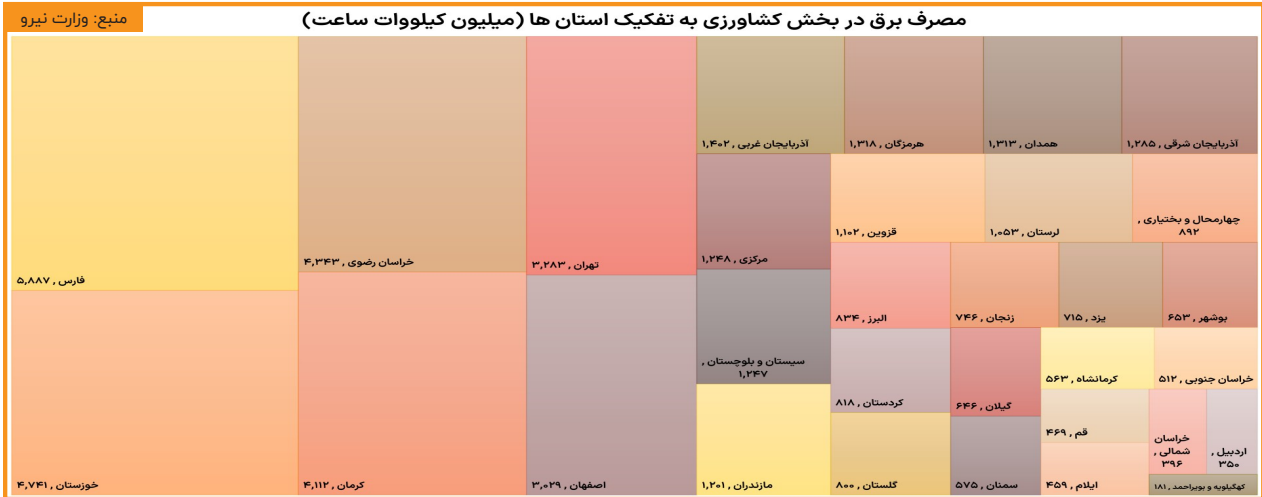
مجموع‌های عمومی به سامانه‌های نوین سرمایشی، اجرای استانداردهای برجسب انرژی در ساختمان‌های دولتی و بهره‌گیری از پنل‌های خورشیدی بر فراز سقف سازمان‌ها و دانشگاه‌ها، مؤثرترین راهبردها برای مهار رشد تقاضا در این بخش به شمار می‌روند؛ اقداماتی که می‌تواند بدون افت کیفیت خدمات عمومی، بار مالی و فنی تحمیل‌شده بر شبکه برق کشور را به میزان چشمگیری کاهش دهد.

ردپای بحران آب در شبکه برق؛ فارس و خوزستان در صدر مصرف کشاورزی کشور

برخلاف بخش‌های خانگی، عمومی و صنعتی که تقاضای انرژی در آن‌ها تابعی از تراکم جمعیت، سطح شهرنشینی یا تمرکز صنایع بزرگ است، مصرف برق در بخش کشاورزی بازتابی عمیق از الگوهای کشت، وضعیت سفره‌های آب زیرزمینی و شیوه استحصال آب به شمار می‌رود. از این منظر، نقشه مصرف برق کشاورزی عملاً تصویرگر میزان وابستگی مزارع و باغات هر استان به چاه‌های عمیق و سامانه‌های پمپاژ برقی است. براساس کارنامه آماری سال ۱۴۰۳، استان فارس با ثبت مصرف ۵,۸۸۷ میلیون کیلووات‌ساعت، جایگاه نخست مصرف برق کشاورزی کشور را به خود اختصاص داده است. پس از آن، استان‌های خوزستان، خراسان رضوی، کرمان و تهران در رتبه‌های بعدی قرار دارند. وجه مشترک این کانون‌ها، گستردگی اراضی زراعی و باغی همراه با افت شدید تراز آب‌های سطحی است که نیاز مبرم به پمپاژ مداوم از چاه‌های عمیق را به شبکه برق تحمیل می‌کند. این آرایش

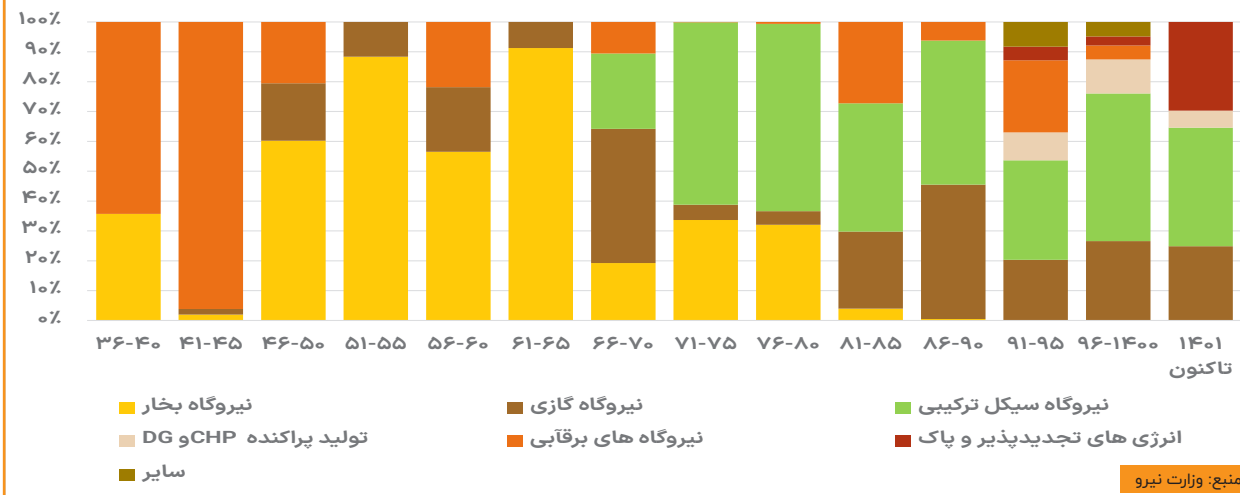
نشان می‌دهد که در بخش کشاورزی، معیارهای صنعتی یا جمعیتی تعیین‌کننده نیستند؛ به طوری که استان‌هایی مانند فارس و کرمان به سبب بافت زراعی - باغی، بار مصرفی بسیار سنگین‌تری نسبت به استان‌های پرجمعیت و صنعتی کشور بر دوش شبکه می‌گذارند. حضور پررنگ استان‌های واقع در اقلیم‌های خشک و نیمه‌خشک نظیر خراسان رضوی، کرمان، سیستان و بلوچستان و هرمزگان در میان مصرف‌کنندگان کلیدی، پیوند ناگسستنی «امنیت آب» و «امنیت انرژی» را برجسته می‌سازد. در این مناطق، بخش عمده جریان برق برای مکش آب از اعماق زمین مصرف می‌شود؛ معادله‌ای پیچیده که نشان می‌دهد تعمیق افت منابع آب زیرزمینی مستقیماً به تشدید مصرف برق می‌انجامد. در نقطه مقابل، استان‌هایی همچون کهگیلویه و بویراحمد، چهارمحال و بختیاری، خراسان شمالی، ایلام و قم در انتهای جدول قرار دارند؛ وضعیتی که لزوماً به معنای محدودیت کشاورزی نیست، بلکه ناشی از بهره‌گیری از روان‌آب‌ها و منابع آب سطحی، وسعت کمتر کشت آبی یا محدودیت استفاده از پمپ‌های برقی است.

از منظر حکمرانی، داده‌های مصرف برق کشاورزی حامل پیامی صریح است؛ چالش این حوزه دیگر صرفاً کمبود برق نیست، بلکه گره‌خوردگی بحران مدیریت آب با ناترازی انرژی است. تداوم این روند ضرورت اقداماتی هم‌افزا همچون برقی‌سازی چاه‌ها با پنل‌های خورشیدی اختصاصی (آف‌گرید)، ارتقای بهره‌وری پمپ‌های آب کشاورزی، اصلاح بنیادی الگوی کشت متناسب با اقلیم و گسترش فناوری‌های نوین آبیاری را اجتناب‌ناپذیر می‌سازد؛ راهبردهایی که می‌توانند هم‌زمان از ذخایر تجدیدناپذیر آب زیرزمینی و ظرفیت شبکه سراسری برق صیانت کنند.





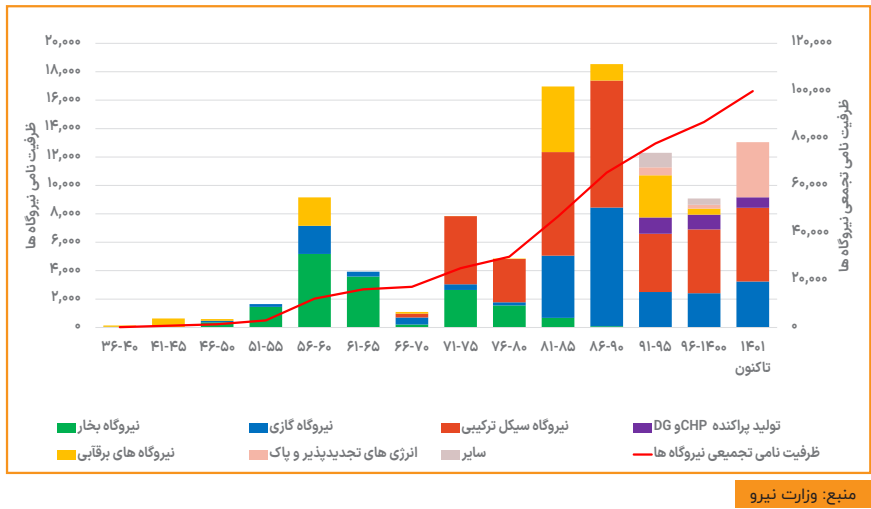
سیر تحول ترکیب ظرفیت نامی نیروگاه های کشور



آرایش موجود گویای آن است که اگرچه پایه تولید برق کشور همچنان بردوش نیروگاه های حرارتی متمرکز است، اما جریان سرمایه گذاری ها به تدریج از الگوی صرفاً متمرکز فاصله می گیرد. هم افزایی نیروگاه های خورشیدی و واحدهای تولید پراکنده، نویدبخش ایجاد ساختاری چابک تر است که می تواند در شرایط اوج مصرف و محدودیت های شبکه، نقشی کلیدی و مکمل ایفا کند.

تحول فناوری در صنعت برق؛

ترکیب فعلی ظرفیت نیروگاهی کشور، نه حاصل یک تصمیم واحد در مقطعی خاص که برآیند سیر تکاملی معیارها و اولویت های صنعت برق در طول دهه های گذشته است. در سال های آغازین توسعه، اولویت اصلی ایجاد زیرساخت های پایه بود؛ از همین رو نیروگاه های بخار و برق آبی سهم عمده ای از ظرفیت های نصب شده را به خود اختصاص دادند. با گسترش شبکه و شتاب گیری فزاینده تقاضا، پارامتر «سرعت احداث» به اولویت نخست بدل شد که نتیجه مستقیم آن، سهم گیری حداکثری نیروگاه های گازی در سبد تولید بود. در ادامه مسیر، با افزایش حجم مصرف سوخت و ضرورت صیانت از منابع انرژی، کانون توجه صنعت از «توسعه صرف» به سمت «بهره وری تولید» تغییر جهت داد. این تغییر نگاه، نیروگاه های سیکل ترکیبی را به گزینه ای راهبردی و اقتصادی تر تبدیل کرد؛ چرا که این فناوری اجازه می داد بدون مصرف سوخت مضاعف، خروجی انرژی افزایش یابد. در واقع، تغییر سهم فناوری ها بیش از آنکه متأثر از معرفی تکنولوژی های جدید باشد، نتیجه بازتعریف معیارهای اقتصادی و فنی در توسعه نیروگاهی بود. همگام با



بزرگ تر شدن شبکه سراسری، الگوی تقاضا نیز دستخوش تغییر شد. صنایع و مصرف کنندگان بزرگ، «پایداری تأمین» را بر اتصال صرف به شبکه ترجیح دادند و این نیاز، محرک ظهور نیروگاه های تولید پراکنده (DG) و واحدهای CHP شد تا تولید برق به کانون مصرف نزدیک تر شود. در سال های اخیر نیز، تجدیدپذیرها به عنوان گزینه ای برای تنوع بخشی به منابع و پاسخگویی سریع به نیازهای جدید، به سبد تولید اضافه شدند. نیروگاه های خورشیدی با مزیت هایی نظیر زمان اجرای کوتاه و مقیاس پذیری، توانستند جایگاه خود را به عنوان مکمل های چابک در کنار منابع بزرگ مستقر کنند؛ درحالی که ظرفیت های برق آبی به دلیل محدودیت های جغرافیایی و منابع آب، مسیر توسعه متفاوتی را طی کردند. در یک جمع بندی کلی، می توان منطق حاکم بر این تحولات را در چهار مرحله کلیدی خلاصه کرد: «توسعه زیرساخت، سرعت احداث، بهینه سازی مصرف سوخت و در نهایت تنوع بخشی و انعطاف پذیری». این سیر تاریخی به خوبی نشان می دهد که فناوری غالب در هر دوره، بیش از آنکه تابعی از پیشرفت تکنولوژیک صرف باشد، پاسخی هوشمندانه به چالش های بنیادین صنعت برق در همان بازه زمانی بوده است.

تکامل ظرفیت نیروگاهی ایران؛

تاریخ صنعت برق ایران در هفت دهه گذشته، روایتی از تغییر اولویت های راهبردی است؛ گذاری میان دورانی که تنها «ایجاد ظرفیت» هدف بود تا امروز که «مدیریت ناترازی» به چالش اصلی بدل شده است. ظرفیت نیروگاهی کشور که در پایان دهه ۳۰ تنها حدود ۱۴۰ مگاوات بود، در روندی پرشتاب به ۱۷ هزار مگاوات در پایان دهه ۴۰، ۴۷ هزار مگاوات در میانه دهه ۱۳۸۰ و سرانجام به نزدیکی مرز ۱۰۰ هزار مگاوات در سال های اخیر رسیده است. با این حال، آنچه تحلیل این روند را اهمیت می بخشد، نه صرف اعداد و ارقام، بلکه تغییر ماهوی در شتاب و مقیاس سرمایه گذاری هاست.

تحلیل ظرفیت تجمعی پنج ساله، چهار مرحله اصلی از تحول صنعت برق را ترسیم می کند: در مرحله نخست، شکل گیری زیرساخت و جهش های اولیه، سنگ بنای تولید برق کشور را گذاشت. پس از آن، دوران وقفه و بازسازی پس از جنگ، فصل احیای توان تولید بود. در مرحله سوم، کشور شاهد توسعه گسترده و صنعتی بود که

شبکه را به مقیاس های امروزی رساند. سرانجام در دوره کنونی، با تغییر پارادایم صنعت، سرعت توسعه ظرفیت تحت تأثیر محدودیت ها کاهش یافته و اولویت اصلی از «توسعه صرف» به «مدیریت ناترازی و پایداری شبکه» تغییر ماهیت داده است. این سیر تاریخی نشان می دهد که توسعه نیروگاهی در هر مقطع، بیش از آنکه صرفاً بازتابی از رشد تقاضا باشد، پاسخی به ضرورت های فنی و محدودیت های اقتصادی همان دوره بوده است.

مرحله نخست؛ شکل گیری زیرساخت و جهش سرمایه گذاری، از دهه ۳۰ تا پایان دهه ۵۰

در دهه های ۳۰ و ۴۰، صنعت برق هنوز در مرحله شکل گیری شبکه سراسری قرار داشت. با شتاب گرفتن شهرنشینی، توسعه صنایع و گسترش خدمات عمومی، برق از یک خدمت محدود شهری به یکی از پیش نیازهای توسعه اقتصادی تبدیل شد. ظرفیت بخش عمومی برق از حدود ۴۴۰ مگاوات در سال ۱۳۴۲ به حدود ۲۲۰۰ مگاوات در سال ۱۳۵۱ رسید و نیاز به پروژه های بزرگ تر به تدریج افزایش یافت. در دهه ۵۰ این روند شتاب گرفت و ظرفیت جدید در دوره ۱۳۵۱ تا ۱۳۵۵ به حدود ۲ هزار مگاوات و در دوره ۱۳۵۶ تا ۱۳۶۰ به بیش از ۹ هزار مگاوات رسید. بخشی از جهش ثبت شده در سال های پایانی این دهه، حاصل پروژه هایی بود که تصمیم گیری و اجرای آنها از سال های قبل آغاز شده بود. افزایش شدید درآمدهای نفتی، توان مالی دولت برای اجرای پروژه های بزرگ را افزایش داده بود و هم زمان سیاست صنعتی شدن سریع، توسعه شهرها و افزایش فعالیت های اقتصادی، تقاضای بیشتری برای برق ایجاد می کرد؛ بنابراین، منطق غالب این دوره، ایجاد سریع زیرساخت متناسب با توسعه اقتصادی کشور بود.

مرحله دوم؛ جنگ، افت سرمایه گذاری و بازسازی، از دهه ۶۰ تا نیمه نخست دهه ۷۰

پس از جهش سرمایه گذاری، انقلاب اسلامی و سپس جنگ ایران و عراق شرایط توسعه زیرساختی را تغییر داد. اجرای پروژه های جدید با محدودیت منابع مالی و اجرایی مواجه شد و ظرفیت افزوده شده در دهه ۶۰ به شکل محسوسی کاهش یافت. در این دوره، مسئله صنعت برق صرفاً ایجاد ظرفیت جدید نبود. آسیب به بخشی از زیرساخت های تولید و انتقال، منابع محدود کشور را به سمت حفظ شبکه موجود و تأمین نیازهای فوری سوق داد. در نتیجه، کاهش سرعت توسعه ظرفیت را نه کاهش نیاز به برق، بلکه باید در چارچوب شرایط اقتصادی و جنگی آن دوره تفسیر کرد. با پایان جنگ، انباشت تقاضا و ضرورت بازسازی زیرساخت ها، سرمایه گذاری مجدد را در اولویت قرار داد. ظرفیت جدید در دوره ۱۳۷۱ تا ۱۳۷۵ به حدود ۸ هزار مگاوات رسید؛ بنابراین، نیمه نخست دهه ۷۰ نقطه انتقال از دوره رکود سرمایه گذاری به دوره توسعه مجدد بود؛ توسعه ای که ابتدا باهدف جبران عقب ماندگی سال های قبل شتاب گرفت.

مرحله سوم؛ جهش بزرگ ظرفیت و توسعه در مقیاس صنعتی، از نیمه دوم دهه ۷۰ تا پایان دهه ۸۰

از نیمه دوم دهه ۷۰، مقیاس توسعه نیروگاهی به طور محسوسی افزایش یافت. ظرفیت جدید از حدود ۵ هزار مگاوات در دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۰ به حدود ۱۷ هزار مگاوات در دوره ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۵ و حدود ۱۹ هزار مگاوات در دوره ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۰ رسید. در مجموع، طی این دو دوره پنج ساله ظرفیت های جدید ایجاد شد، این جهش در شرایطی اتفاق افتاد که اقتصاد، جمعیت، شهرنشینی و صنایع در حال گسترش بودند و مصرف برق، به خصوص در دوره های اوج بار، رشد قابل توجهی داشت. در نتیجه، صنعت برق از رویکرد جبران کمبودهای گذشته فاصله گرفت و به سمت ایجاد ظرفیت پیش نگرانه برای پاسخ به نیاز سال های آینده حرکت کرد. یکی از تفاوت های مهم این دوره، تغییر مدل تأمین مالی بود. افزایش

مشارکت بخش خصوصی و توسعه مدل هایی مانند تولیدکنندگان مستقل برق و قراردادهای خرید برق، امکان تأمین بخشی از سرمایه مورد نیاز پروژه ها را خارج از منابع مستقیم دولت فراهم کرد. این تغییر بانوجه به مقیاس سرمایه گذاری مورد نیاز، ظرفیت اجرای پروژه های جدید را افزایش داد. در کنار تولید، شبکه انتقال و توزیع نیز توسعه یافت تا افزایش ظرفیت نصب شده بتواند به افزایش عرضه در نقاط مختلف کشور منجر شود؛ بنابراین، جهش دهه ۱۳۸۰ نتیجه هم زمان رشد تقاضا، افزایش سرمایه گذاری، مشارکت بخش خصوصی و توسعه زیرساخت شبکه بود و بزرگ ترین موج افزایش ظرفیت در تاریخ صنعت برق ایران را شکل داد.

مرحله چهارم؛ کاهش سرعت توسعه و ورود به دوره محدودیت، ناترازی و تغییر اولویت ها، از دهه ۹۰ تا کنون

از ابتدای دهه ۹۰، سرعت افزایش ظرفیت نسبت به دهه قبل کاهش یافت. ظرفیت جدید در دوره ۱۳۹۱ تا ۱۳۹۵ به حدود ۱۲ هزار مگاوات و در دوره ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۰ به حدود ۹ هزار مگاوات رسید؛ بنابراین، صنعتی که در دهه قبل در هر دوره پنج ساله بیش از ۱۷ هزار مگاوات ظرفیت جدید ایجاد کرده بود، وارد دوره ای با آهنگ پایین تر توسعه شد. در این مقطع، شرایط تأمین مالی به مهم ترین محدودکننده تبدیل شد. تشدید تحریم ها، محدودیت دسترسی به منابع ارزی و خارجی، افزایش هزینه تجهیزات و مشکلات اقتصادی صنعت برق، اجرای پروژه های بزرگ را دشوارتر کرد. هم زمان، انباشت بدهی ها و مشکلات اقتصادی صنعت، منابع در دسترس برای سرمایه گذاری را محدودتر ساخت. در مقابل، رشد تقاضا متوقف نشد. افزایش مصرف بخش های مختلف و رشد بار اوج باعث شد فاصله میان رشد مصرف و افزایش ظرفیت بیشتر شود.

افزایش عمر بخشی از نیروگاه ها، نیاز به تعمیرات اساسی و بازتوانی را بیشتر کرد و منابع صنعت برق را میان احداث واحدهای جدید و حفظ توان تولید واحدهای موجود تقسیم کرد. در نتیجه، افزایش ظرفیت نامی به تنهایی نمی توانست معیار کافی برای سنجش وضعیت عرضه باشد. از سال ۱۴۰۱ تا اردیبهشت ۱۴۰۵، حدود ۱۳ هزار مگاوات دیگر به ظرفیت کشور افزوده شده و ظرفیت تجمعی به نزدیکی ۱۰۰ هزار مگاوات رسیده است. با این حال، در این مرحله، رشد ظرفیت در شرایطی متفاوت از دهه ۸۰ اتفاق می افتد. مسئله اصلی دیگر صرفاً توسعه فیزیکی ناوگان نیست، بلکه ایجاد ظرفیت قابل اتکا، حفظ توان تولید موجود و هماهنگ کردن توسعه تولید با شرایط تقاضا و زیرساخت شبکه است.

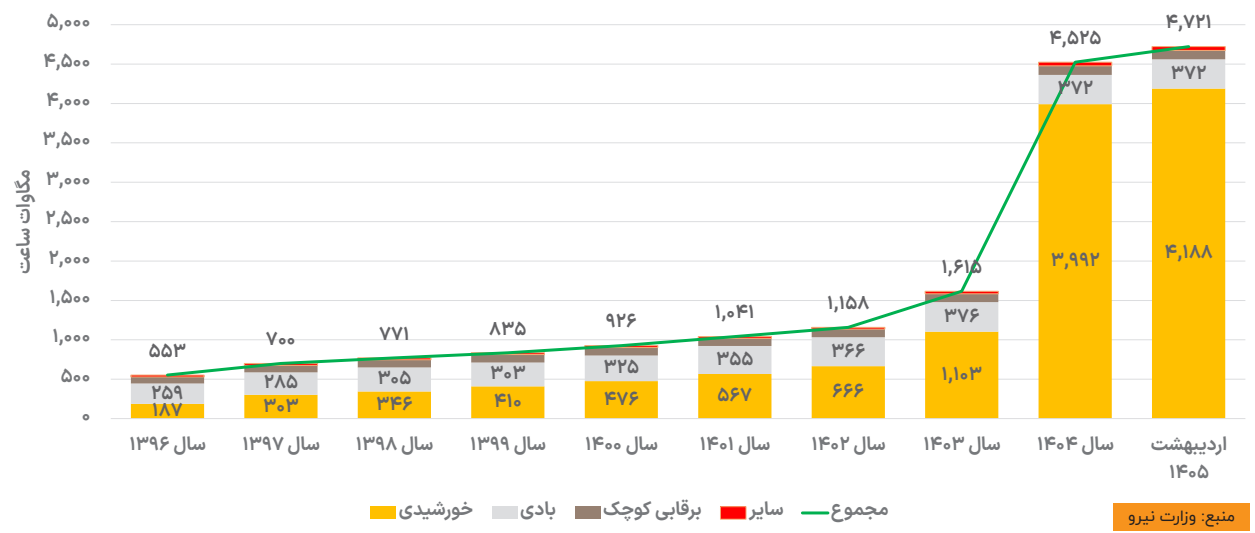
از این منظر، نزدیک شدن ظرفیت نامی کشور به ۱۰۰ هزار مگاوات تا اردیبهشت ۱۴۰۵ را نمی توان به تنهایی نشانه کفایت عرضه دانست. تحول صنعت برق وارد مرحله ای شده است که در آن حجم ظرفیت، کیفیت و قابلیت اتکای آن و نحوه استفاده از زیرساخت موجود هم زمان اهمیت دارند؛ تغییری که مسیر توسعه نیروگاهی کشور را نسبت به دوره های پیشین متفاوت کرده است.

گذار تجدیدپذیرها از رکود تدریجی به جهش اضطراری

توسعه انرژی های تجدیدپذیر در ایران طی سال های ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۲، مسیری آرام، محتاطانه و کم رفق را طی کرد؛ دوره ای که در آن مجموع ظرفیت نصب شده تنها از ۵۵۳ مگاوات به ۱،۱۵۸ مگاوات رسید. در این بازه زمانی، بیشترین سهم رشد به نیروگاه های خورشیدی اختصاص داشت که توانستند ظرفیت خود را از ۱۸۷ به ۶۶۶ مگاوات برسانند. در همین مدت، توان بادی کشور رشدی محدود را از ۲۵۹ تا ۳۶۶ مگاوات تجربه کرد و برق آبی های کوچک نیز در بازه باریک ۸۲ تا ۱۰۴ مگاوات در نوسان ماندند. محدودیت شدید سرمایه گذاری، چالش های تأمین مالی، سایه سنگین تحریم ها، دشواری دسترسی به فناوری های روز و در کنار همه این ها، سیاست گذاری های ناپایدار و غیراقتصادی بودن برق پاک در قیاس با نیروگاه های حرارتی یارانه ای، ترمز توسعه این بخش را برای سال ها



ظرفیت نامی نیروگاه ها ی تجدید پذیر



۱۱۴ مگاوات تجربه کردند.

ازاین رو، جوهره تحول اخیر تجدیدپذیرها در ایران، «رشد متوازن سبد فناوری‌ها» نبوده، بلکه «تمرکز حداکثری و چرخش تمام عیار به سمت انرژی خورشیدی» است؛ گزینه‌ای که به لطف سرعت راه اندازی بالا و قابلیت نصب پراکنده در سراسر شبکه، سریع‌ترین و در دسترس‌ترین راه‌حل برای مهار بحران کسری برق در مقطع کنونی به شمار می‌رود.

تولید هشت‌ساله برق تجدیدپذیر در ایران (۱۳۹۷ تا ۱۴۰۴)، هرچند با افت‌وخیزهایی مقطعی روبه‌رو بوده، اما در برآیند نهایی تصویری کاملاً صعودی را به نمایش می‌گذارد؛ مسیری که طی آن حجم تولید برق پاک از حدود ۹۹۷ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۹۷ به بیش از ۴,۱۵۵ میلیون کیلووات‌ساعت در سال ۱۴۰۴ رسیده و رشدی بیش از چهار برابری را رقم زده است.

در سال‌های نخست این دوره، نبض تولید کم‌رقم و ناپایدار بود؛ تا جایی که در سال ۱۳۹۹ تحت‌تأثیر تعویق در بهره‌برداری از طرح‌ها، وقفه در جریان سرمایه‌گذاری و محدودیت‌های توسعه ظرفیت، آمار تولید حتی نسبت به سال پیش از آن با کاهش مواجه شد. باین حال، از سال ۱۴۰۱ ورق برگشت و موتور تولید برق سبز شتاب گرفت؛ روندی که سرانجام در سال ۱۴۰۴ به یک جهش کم‌سابقه تبدیل شد و بازتاب مستقیمی از ورود پرچم ظرفیت‌های جدید نصب‌شده، به‌ویژه در بخش نیروگاه‌های خورشیدی بود.

در بطن این دگرگونی، یک واقعیت راهبردی نهفته است: صعود چشمگیر تولید برق تجدیدپذیر در سال‌های اخیر، بیش از آنکه حاصل بهبود تدریجی بهره‌وری در واحدهای قدیمی باشد، نتیجه تغییر مقیاس توسعه و ورود ناوگان جدید به مدار تولید است. این چرخش عملیاتی در حقیقت پاسخی فوری به تعمیق بحران ناترازی برق و نیاز مبرم به تأمین ظرفیت‌های مطمئن بود؛ رویکردی که با تمرکز ویژه بر پتانسیل خورشیدی شکل گرفته و انتظار می‌رود با تداوم احداث این نیروگاه‌ها، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد برقی کشور با شتابی دوچندان افزایش یابد.

کشیده بود. از سال ۱۴۰۳، نقشه بازی در صنعت تجدیدپذیر ایران دگرگون شد. ظرفیت خورشیدی کشور ابتدا در سال ۱۴۰۳ به ۱,۱۰۳ مگاوات و سپس در جهشی کم‌سابقه در سال ۱۴۰۴ به حدود ۳,۹۹۲ مگاوات رسید و تا اردیبهشت ۱۴۰۵ نیز مرز ۴,۱۸۸ مگاوات را پشت سر گذاشت. همگام با این تحول، کل ظرفیت تجدیدپذیرهای کشور از ۱,۶۱۵ مگاوات در سال ۱۴۰۳ به ۴,۵۲۵ مگاوات در سال ۱۴۰۴ و نهایتاً به ۴,۷۲۱ مگاوات در اردیبهشت ۱۴۰۵ افزایش یافت.

این جهش ناگهانی را می‌توان محصول چند عامل هم‌زمان دانست:

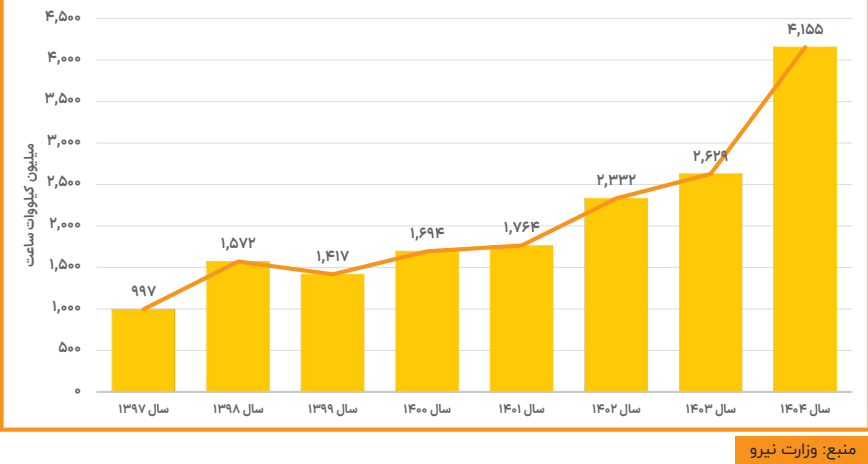
فشار سنگین ناترازی برق و نیاز مبرم به ورود فوری ظرفیت‌های جدید به مدار.

مزیت سرعت در احداث و دوره ساخت کوتاه‌تر نیروگاه‌های خورشیدی در قیاس با پروژه‌های حرارتی و برق‌آبی.

بهبود صرفه اقتصادی فناوری فتوولتائیک در کنار بازنگری در سیاست‌گذاری‌ها و اسناد بالادستی، به‌ویژه هدف‌گذاری برنامه هفتم توسعه برای دستیابی به حدود ۷ هزار مگاوات ظرفیت تا سال ۱۴۰۶.

در سوی دیگر این تصویر، سایر فناوری‌های پاک سرنوشتی متفاوت داشتند؛ ظرفیت بادی پس از ثبت رقم ۳۷۶ مگاوات در سال ۱۴۰۳ عملاً وارد فاز توقف شد و نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک نیز رشدی قطره‌چکانی را تا سطح

برق تولیدی از نیروگاه های تجدید پذیر



مزایای زیست‌محیطی برق پاک

رشد تولید برق از منابع تجدیدپذیر، فراتر از جبران کسری شبکه، اثرات ملموس و نجات‌بخشی در حفاظت از منابع حیاتی کشور به همراه داشته است. جانشینی برق پاک به‌جای ناوگان حرارتی، در وهله نخست ترمز انتشار آلاینده‌ها را می‌کشد؛ چرا که نیروگاه‌های خورشیدی و بادی در چرخه بهره‌برداری خود برخلاف نیروگاه‌های حرارتی، فرایند احتراق سوخت را کاملاً حذف می‌کنند.

اثر راهبردی دیگر این جایگزینی، کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی است؛ مزیتی که در اوج بحران ناترازی گاز و تنگنای سوخت‌رسانی به نیروگاه‌ها، نقشی کلیدی در حفظ امنیت انرژی ایفا می‌کند. از سوی

دیگر، در شرایطی که بخش عمده نیروگاه‌های حرارتی کشور برای خنک‌سازی برج‌های خود نیازمند حجم عظیمی از آب هستند، توسعه فناوری‌های خورشیدی و بادی می‌تواند فشار سنگین تولید برق بر ذخایر آبی آسیب‌پذیر کشور را به حداقل برساند.

کارنامه سال ۱۴۰۴ به‌روشنی ابعاد این سود سهام زیست‌محیطی را به تصویر می‌کشد؛ تولید برق از تجدیدپذیرها در این سال توانسته است به سه دستاورد کلیدی دست یابد:

- اجتناب از انتشار حدود ۲,۲۹۱ هزار تن گازهای گلخانه‌ای
- صرفه‌جویی نزدیک به ۱,۰۹۸ میلیون مترمکعب معادل گاز طبیعی
- جلوگیری از هدررفت حدود ۱,۰۸۲ میلیون لیتر آب

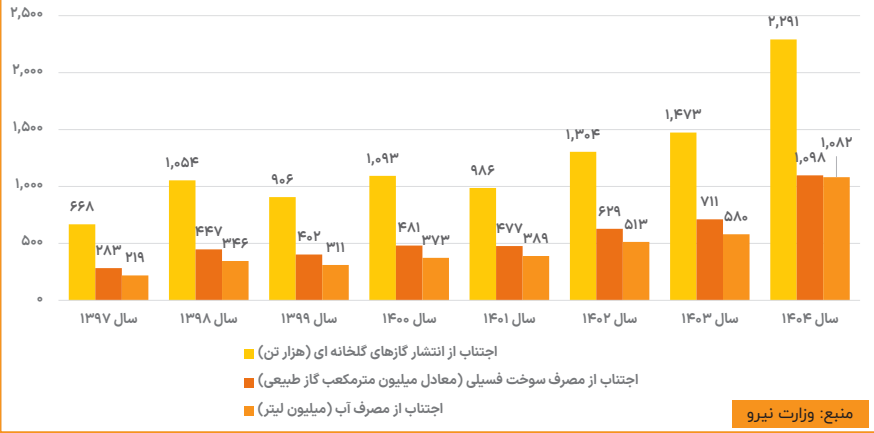
این ارقام اثبات می‌کنند که گسترش ظرفیت تجدیدپذیرها، صرفاً یک راهکار برای تأمین مگاوات‌های الکتریکی نیست؛ بلکه یک سیاست چندبعدی برای کاستن از شدت مصرف سوخت‌های فسیلی، مهار تنش‌های آبی و صیانت پایدار از محیط‌زیست به شمار می‌رود.

وضعیت سوخت مصرفی نیروگاه‌های حرارتی کشور

بررسی آمارهای مصرف انرژی در فاصله سال‌های ۱۳۹۵ تا ۱۴۰۳ نشان می‌دهد گاز طبیعی کماکان سوخت غالب نیروگاه‌های حرارتی کشور بوده و حجم مصرف آن از حدود ۶۲ میلیارد مترمکعب به ۷۴ میلیارد مترمکعب افزایش یافته است.

در همین بازه زمانی، مصرف نفت‌کوره با رشدی دوبرابری از حدود ۴.۵

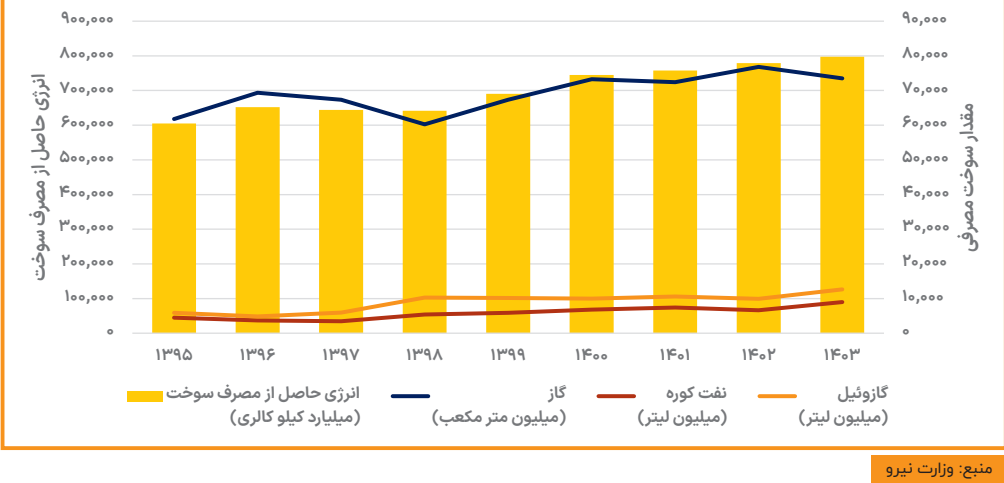
اثرات محیط زیستی نیروگاه های تجدید پذیر



میلیارد لیتر به ۹ میلیارد لیتر رسیده و مصرف گازوئیل نیز روندی صعودی را تجربه کرده و از حدود ۶ میلیارد لیتر به ۱۳ میلیارد لیتر جهش یافته است. شدت بیشتر رشد مصرف سوخت‌های مایع (به‌ویژه طی سال‌های اخیر) به‌روشنی بیانگر افزایش اتکا به سوخت‌های جایگزین در مقاطع محدودیت تأمین گاز است؛ رویکردی که در ساختار تأمین انرژی نیروگاه‌های ایران مسبوق به سابقه بوده و همواره در دوره‌های کسری و افت فشار گاز، سبد سوخت نیروگاهی را به سمت مصرف بیشتر نفت‌کوره و گازوئیل سوق داده است.

هم‌راستا با این تغییرات مقداری، انرژی حاصل از احتراق سوخت در نیروگاه‌های حرارتی نیز از حدود ۶۰۵ هزار میلیارد کیلوکالری در سال ۱۳۹۵ به نزدیک ۷۹۷ هزار میلیارد کیلوکالری در سال ۱۴۰۳ افزایش یافته که نشان‌دهنده رشدی در حدود ۳۳ درصد (یک‌سوم) است. این روند صعودی، در وهله نخست، بازتاب افزایش ضریب بهره‌برداری از نیروگاه‌های حرارتی و الزام به تولید برق بیشتر برای پاسخ‌گویی به تقاضای فزاینده کشور به شمار می‌رود. با این وجود، رشد انرژی حرارتی حاصل از سوخت لزوماً به مفهوم رشد هم‌اندازه و متناظر در تولید برق تحویلی نیست؛ چراکه بازده نهایی و برق تولیدی افزون بر حجم سوخت ورودی، به عواملی چون راندمان حرارتی نیروگاه‌ها، کیفیت و نوع سوخت مصرفی و ترکیب فناوری‌های تولید وابسته است. از این منظر، جهش مصرف سوخت در سال‌های اخیر نمادی آشکار از تحمیل بار و فشار مضاعف بر ناوگان حرارتی کشور جهت حفظ پایداری شبکه برق، به‌ویژه در برزخ‌های اوج بار و تشدید ناترازی انرژی است.

ترکیب سوخت مصرفی نیروگاه های حرارتی





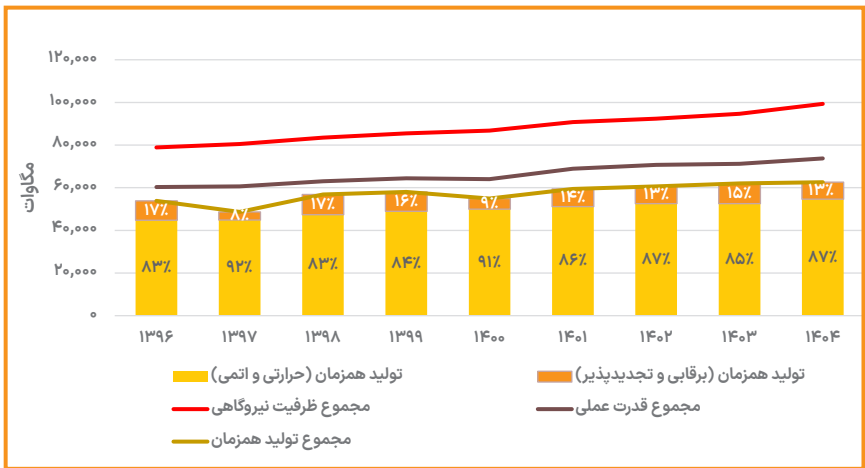
معمای ناترازی برق در ایران

برق، شریان حیاتی اقتصاد مدرن و پیش‌نیاز پیوستگی در زنجیره تولید، تجارت و خدمات است. باتوجه‌به ناممکن بودن ذخیره‌سازی اقتصادی الکتریسیته در مقیاس کلان شبکه، موازنه تولید و مصرف باید به‌صورت لحظه‌ای برقرار باشد. ازاین‌رو، ارزیابی پایداری شبکه با تکیه بر ظرفیت اسمی یا مجموع تولید سالانه تصویری گمراه‌کننده به دست می‌دهد؛ شاخص تعیین‌کننده و آزمون واقعی شبکه، توان پاسخ‌گویی به تقاضا در ساعات اوج بار است.

بررسی روند توسعه ظرفیت نیروگاهی نشان می‌دهد که مجموع توان نامی کشور (شامل واحدهای حرارتی، اتمی، برق‌آبی و تجدیدپذیر) از مرز ۷۹ هزار مگاوات در سال ۱۳۹۶ به رقمی نزدیک به ۹۹ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۴ رسیده و رشدی حدود ۲۵ درصدی را ثبت کرده است. ستون فقرات این افزایش ظرفیت، نیروگاه‌های حرارتی بوده‌اند که توان آنها از حدود ۶۶ هزار به بیش از ۸۲ هزار مگاوات افزایش یافته است. در همین مدت، ظرفیت مجموع نیروگاه‌های برق‌آبی و تجدیدپذیر نیز از ۱۳ هزار مگاوات به حدود ۱۷ هزار مگاوات ارتقا یافته است. باوجود این افزایش عددی، ساختار تولید برق کشور همچنان بیش از ۸۰ درصد به سوخت‌های فسیلی و حرارتی وابسته مانده و بخش مهمی از توان نیروگاه‌های برق‌آبی نیز به سبب افت تراز سدها و چالش‌های هیدرولوژیکی، از مدار اطمینان خارج شده است. هرچند شتاب‌گیری توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر به‌ویژه مزارع خورشیدی در سال‌های اخیر به تنوع‌بخشی سبد انرژی کشور کمک کرده، اما ماهیت نوسانی و عدم پیوستگی این منابع موجب می‌شود که توان نامی آنها در ساعات پیک شبانه در دسترس نباشد. در چنین شرایطی، متغیر کلیدی برای غلبه بر ناترازی فزاینده برق، نه صرفاً افزایش ارقام اسمی در پروانه‌های بهره‌برداری نیروگاهی، بلکه ارتقای «ظرفیت عملیاتی قابل اتکا» در ساعات اوج، نوسازی توربین‌های فرسوده حرارتی، توسعه زیرساخت‌های ذخیره‌سازی و رفع تنگناهای انتقال شبکه است.

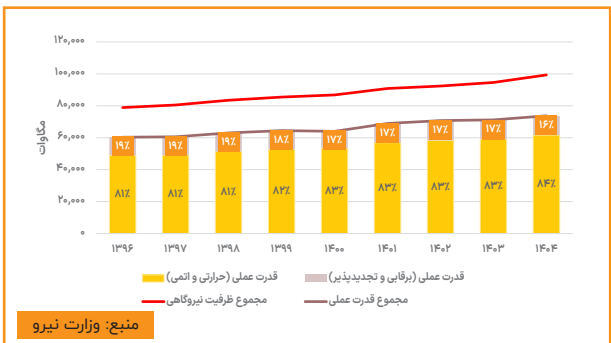
شکاف ظرفیت اسمی و توان واقعی

مقایسه ظرفیت نامی نیروگاه‌ها با توان واقعی تحویل برق در ساعات اوج تقاضا، بیانگر یکی از چالش‌های ساختاری عمیق در صنعت برق کشور است. در سال ۱۳۹۶، از مجموع ۷۹ هزار مگاوات ظرفیت نامی نصب‌شده در شبکه سراسری، تنها نزدیک به ۶۰ هزار مگاوات قدرت عملی قابل بهره‌برداری در زمان پیک بود. تا سال ۱۴۰۴، باوجود ارتقای ظرفیت نامی به مرز ۹۹ هزار مگاوات، قدرت عملی شبکه به حدود ۷۴ هزار مگاوات رسید. بدین ترتیب، درحالی‌که ظرفیت اسمی کشور رشدی بالغ بر ۲۶ درصد را تجربه کرده، توان عملیاتی شبکه رشدی فراتر از ۲۲ درصد نداشته است.



منبع: وزارت نیرو

پیامد مستقیم این عدم انطباق، تعمیق فاصله میان توان اسمی و عملی از ۱۹ هزار مگاوات در سال ۱۳۹۶ به بیش از ۲۶ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۴ بوده است.



منبع: وزارت نیرو

تحلیل دقیق رفتار شبکه سراسری برق در بزنگاه‌های اوج تقاضا حاکی از آن است که قدرت عملی نیروگاه‌ها در لحظه پیک بار به طور کامل به جریان برق تزریقی به شبکه تبدیل نمی‌شود. طی سال‌های ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۴، مجموع قدرت عملیاتی کشور از حدود ۶۰ هزار مگاوات به ۷۴ هزار مگاوات رسید که حاکی از رشدی ۲۲ درصدی است؛ در همین بازه زمانی اما تولید هم‌زمان در ساعات اوج بار با رشدی محدودتر (حدود ۱۶ درصد) از حدود ۵۴ هزار به ۶۳ هزار مگاوات افزایش یافت.

پیامد این عقب‌ماندگی، افت نسبت تولید هم‌زمان به قدرت عملی از حدود ۸۹ درصد در سال ۱۳۹۶ به نزدیک ۸۵ درصد در سال ۱۴۰۴ بوده است؛ افتی که شکاف میان توان عملیاتی و برق واقعاً تولیدشده در لحظه پیک را از ۶ هزار مگاوات به مرز ۱۱ هزار مگاوات کشانده است.

در تفکیک منابع تولید، نوسانات هیدرولوژیکی و محدودیت‌های اقلیمی اثر خود را به وضوح بر ظرفیت‌های برق‌آبی و تجدیدپذیر تحمیل کرده‌اند؛ به طوری که تولید هم‌زمان این بخش با افتی نسبی از حدود ۹ هزار مگاوات در سال ۱۳۹۶ به حدود ۸ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۴ تنزل یافته است. در نقطه مقابل، تولید هم‌زمان واحدهای حرارتی و اتمی از ۴۵ هزار به ۵۵ هزار مگاوات رسیده و همچنان به عنوان ستون فقرات پایداری شبکه در ساعات پیک عمل می‌کند.

توالی افت توان در قدرت عملی و تولید هم‌زمان نشان می‌دهد که بخش معتناهایی از توان بالقوه صنعت برق در لایه‌های مختلف فرایندی تلف می‌شود؛ بنابراین، راهبرد مدیریت ناترازی برق نیازمند بازنگری اساسی است؛ به‌گونه‌ای که تمرکز بر ارتقای آمادگی فنی نیروگاه‌ها، به حداقل رساندن توقف‌های ناشی از تعمیرات یا حوادث، رفع افت بازدهی حرارتی و زدودن گلوگاه‌های تبادل بار در خطوط انتقال، هم‌تراز با توسعه ظرفیت‌های فیزیکی جدید در دستور کار قرار گیرد.

تعمیق ناترازی و ریسک‌های نوظهور در شبکه برق؛

قدرت تأمین‌شده در زمان پیک (حاصل جمع تولید هم‌زمان نیروگاه‌های داخلی و تبادلات برون‌مرزی) سنجه نهایی و ظرفیت واقعی پاسخ‌گویی شبکه سراسری به تقاضای لحظه‌ای است. دریافت برق از کشورهای هم‌جوار اگرچه ابزاری منعطف برای مدیریت مقطعی کمبودها محسوب می‌شود، به سبب وابستگی به ظرفیت خطوط تبادلی و

شرایط داخلی شبکه مبدأ، هرگز جایگزین ظرفیت پایدار درون‌مرزی نبوده است؛ سهمی که با کاهش از حدود ۶۰۰ مگاوات در سال ۱۳۹۶ به ۲۰۰ مگاوات در سال ۱۴۰۴، نقشی حاشیه‌ای در مدیریت پیک ایفا کرده است. در مجموع، قدرت تأمین‌شده در زمان پیک پس از افت محسوس در سال ۱۳۹۷ روندی افزایشی در پیش گرفت و از ۵۴ هزار مگاوات در سال ۱۳۹۶ به حدود ۶۳ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۴ رسید؛ بااین‌حال، این رشد ۸ هزار مگاواتی پاسخگوی جهش تقاضای مصرف نبوده است.

ناترازی طی هشت سال گذشته دستخوش جهشی ساختاری شده و از مرز هزار مگاوات در سال ۱۳۹۶ به حدود ۱۵ هزار مگاوات در سال ۱۴۰۴ بالغ شده است. طی این دوره، در برابر افزایش ۸ هزار مگاواتی توان تأمین، اوج تقاضای شبکه بیش از ۲۲ هزار مگاوات جهش یافته است. این واگرایی که از ابتدای دهه ۱۴۰۰ وارد فاز بحرانی شد، در سال ۱۴۰۳ با ثبت رکورد ناترازی ۱۸ هزار مگاوات به اوج خود رسید و در سال ۱۴۰۴ با اندکی بهبود نسبی به محدوده ۱۵ هزار مگاوات بازگشت.

ریشه‌های این تعمیق ناترازی را باید در هم‌پوشانی فزاینده بار سرمایه‌ی در ماه‌های گرم با محدودیت‌های شدید سمت عرضه جست‌وجو کرد. فرسودگی ناوگان نیروگاه‌های حرارتی، کاهش بازدهی ناشی از افزایش دما، محدودیت دسترسی به سوخت گاز و افت شدید تولید نیروگاه‌های برق‌آبی در دوره‌های خشک‌سالی، موجب شده حتی در صورت کفایت انرژی تراز سالانه، شبکه در ساعات حیاتی پیک تابستان دچار کمبود حاد توان شود. پیامد مستقیم این کسری توان، اعمال محدودیت‌های گسترده بر خطوط تولید صنایع انرژی‌بر، کاهش ساعات کارخانه‌ها و تحمیل عدم‌قطعیت‌های عملیاتی به سایر بخش‌های اقتصادی بوده است.

چشم‌انداز کوتاه‌مدت ناترازی نیز حاکی از تداوم فشارهای ساختاری است. بر اساس ارزیابی‌های مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، در سناریوی محتمل برای تابستان ۱۴۰۵، توان تأمین هم‌زمان شبکه در سطح ۶۸،۰۰۰ مگاوات پیش‌بینی می‌شود؛ درحالی‌که تقاضای پیک از مرز ۸۱،۰۰۰ مگاوات فراتر خواهد رفت که به معنای استمرار ناترازی حدود ۱۴،۰۰۰ مگاوات (در دامنه نوسان ۱۰،۰۰۰ تا ۱۹،۰۰۰ مگاوات بسته به شرایط آب‌وهوایی) خواهد بود.

علاوه بر چالش‌های مزمن ساختاری، بروز شوک‌های برون‌زا و آسیب به زیرساخت‌ها در جریان تحولات و درگیری‌های نظامی اخیر، ریسک‌های نوینی به شبکه تحمیل کرده است. طبق گزارش‌های کارشناسی، آسیب به حدود ۴،۸۰۰ مگاوات از ظرفیت نیروگاه‌های خودتأمین صنایع بزرگ

۶۵ | فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری

موجب افت ۸۰۰ مگاواتی تزریق برق به شبکه و بازگشت بار مصرفی ۱،۰۰۰ مگاواتی این صنایع به مدار عمومی شده که در مجموع فشاری معادل ۱،۸۰۰ مگاوات به شبکه سراسری افزوده است. هم‌زمان، آسیب‌دیدگی زیرساخت‌های بالادستی گاز و افت سقف تحویل روزانه آن به محدوده ۶۰۰ میلیون مترمکعب، چشم‌انداز پایداری سوخت زمستانه نیروگاه‌ها را با مخاطره مواجه ساخته و می‌تواند علاوه بر پیک تابستان، ناترازی شدیدی را در فصول سرد سال به شبکه برق تحمیل کند.

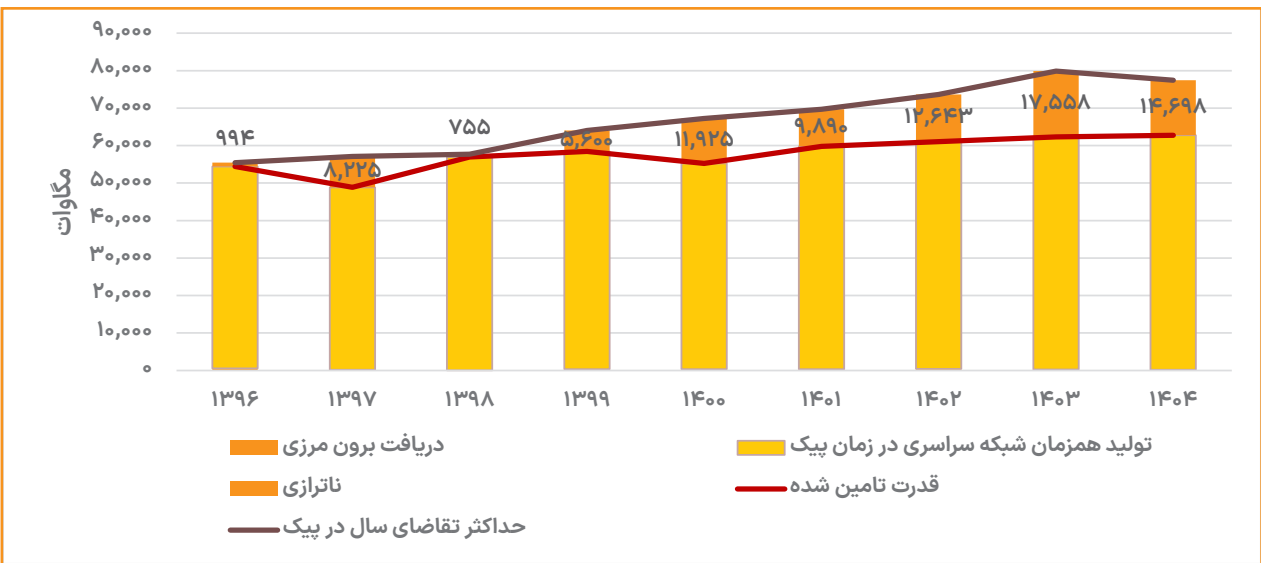
گذار ساختاری در بازار برق

بورس انرژی ایران به عنوان بازار تخصصی و متشکل در ساختار بازار سرمایه کشور، با هدف سامان‌دهی و تسهیل معاملات حامل‌های انرژی و ابزارهای مالی وابسته به آن بنیان نهاده شده است. در این بستر شفاف، دارایی‌های راهبردی نظیر برق، نفت خام، فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی به عنوان کانون مبادلات شناخته می‌شوند. بورس انرژی با برقراری سازوکاری منضبط میان نیروهای عرضه و تقاضا، نقشی کلیدی در کشف منصفانه قیمت‌ها، کاهش اصطکاک مبادلات و استقرار الگوهای رقابتی در اقتصاد انرژی ایفا می‌کند. تمایز بنیادین این بستر با بورس اوراق بهادار، در جنس و ماهیت دارایی‌های مورد مبادله نهفته است؛ چراکه بر خلاف تمرکز غالب بورس اوراق بهادار بر اسناد و دارایی‌های صرفاً اعتباری و مالی، در بورس انرژی خود فیزیکی حامل‌های انرژی مستقیماً موضوع دادوستد قرار می‌گیرند.

ساختار معاملات برق در بورس انرژی بر پایه دو بستر کاملاً متمایز اما هم‌افزا سامان یافته است:

● **بازار فیزیکی برق:** در این بازار، الکتریسیته به عنوان یک کالای عینی معامله می‌شود و تولیدکننده در قالب قراردادهای متنوعی همچون نقدی، تسه و سلف، تعهد قطعی عرضه و تحویل حجم مشخصی از برق را در بازه زمانی و مشخصات فنی معین بر عهده می‌گیرد. کارکرد محوری و هدف بنیادین این بازار، تأمین و فروش واقعی و فیزیکی جریان برق در شبکه است.

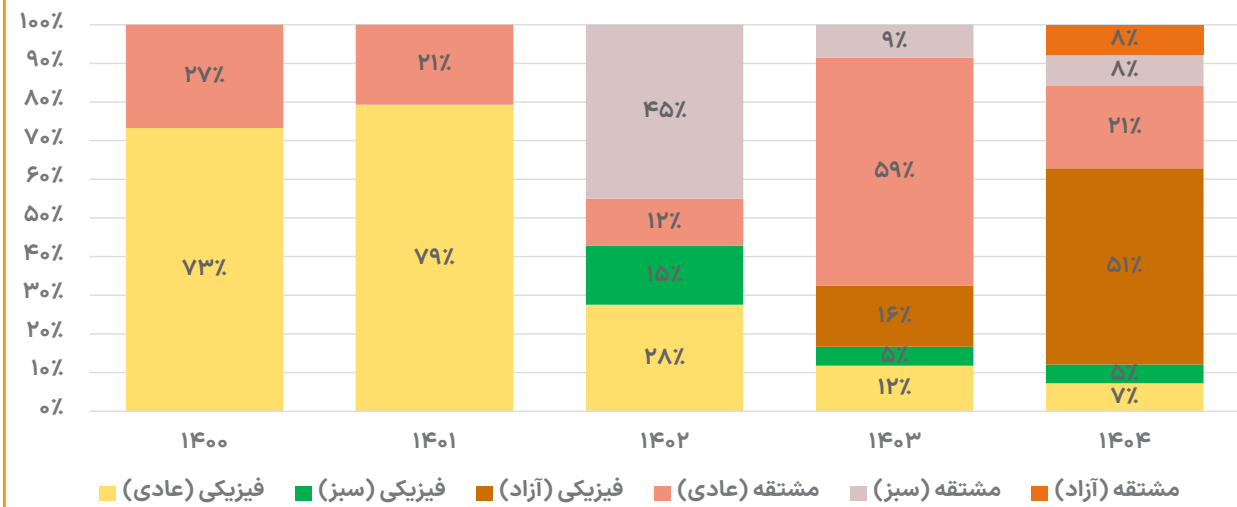
● **بازار مشتقه برق:** در این چارچوب، قراردادهای ابزارهای مالی مبتنی بر برق موضوع مبادله قرار می‌گیرند؛ ابزارهایی که ارزش ذاتی آن‌ها بازتابی از قیمت برق در بازار پایه است. قراردادهای سلف موازی استاندارد، قراردادهای آتی و ابزارهای اختیار معامله از برجسته‌ترین ابزارهای این بازار به شمار می‌روند. کارکرد حیاتی بازار مشتقه، افزون بر تجهیز منابع مالی و تأمین نقدینگی، مصون‌سازی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان بزرگ در برابر ریسک نوسانات شدید قیمت و ایجاد افق برنامه‌ریزی میان‌مدت و بلندمدت است.



منبع: وزارت نیرو



ترکیب معاملات برق در بورس



خیره‌کننده را تجربه کرد؛ هم‌زمان سهم معاملات فیزیکی سبز نیز به سطح ۱۵ درصد رسید که این چرخش، سرآغاز تنوع‌بخشی عمیق به ابزارهای تخصصی بازار برق محسوب می‌شد.

● **شکل‌گیری معاملات آزاد (سال ۱۴۰۳):** در این سال، اگرچه معاملات مشترک عادی با در اختیار داشتن ۵۹ درصد ارزش بازار همچنان سهم غالب را حفظ کرد، اما گشایش معاملات فیزیکی برق آزاد از خردادماه ۱۴۰۳ و ثبت سهم ۱۶ درصدی در همان گام نخست، در کنار تداوم جریان دادوستد برق سبز در بازارهای فیزیکی و مشترک، آرایش نوینی از رقابت را آشکار کرد.

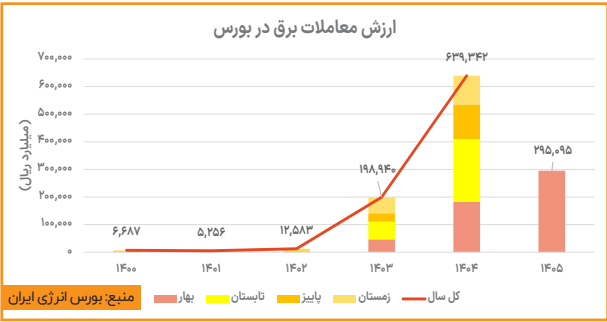
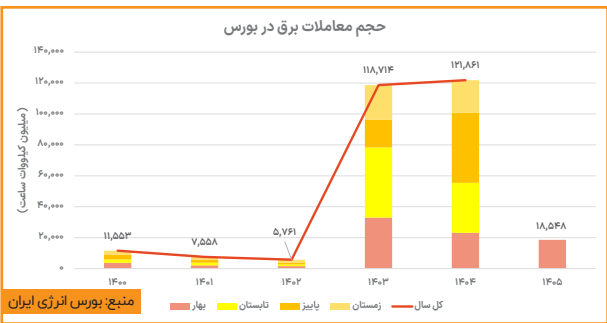
● **تسلط برق آزاد و بلوغ ساختار رقابتی (سال ۱۴۰۴):** سال ۱۴۰۴ را باید نقطه عطف تاریخی در گذار بازار برق تلقی کرد؛ جایی که معاملات فیزیکی برق آزاد با جهشی چشمگیر و تصاحب سهم ۵۱ درصدی، به رکن اصلی ارزش معاملات بورس انرژی تبدیل شد. در مقابل، وزن معاملات مشترک عادی به ۲۱ درصد عقب‌نشینی کرد. افزون بر این، با راه‌اندازی معاملات مشترک آزاد و کسب سهم ۸ درصدی از ارزش کل، جعبه‌ابزار مالی بازار آزاد تکمیل شد.

در مجموع، این تحول پنج‌ساله بازتابی روشن از تکامل ساختاری بازار برق کشور است؛ فرایندی که طی آن، بستری کاملاً متکی بر برق عادی و سازوکارهای سنتی در ابتدای دهه جاری، جای خود را به بازاری چندبعدی، منعطف و رقابت‌پذیر با حضور مسلط برق آزاد و تجدیدپذیر داده است.

ارزش معاملات برق در بورس انرژی؛

روند معاملات الکتریسیته در بورس انرژی طی سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۴، از توسعه چشمگیر مقیاس بازار و انبساط خیره‌کننده ارزش گردش مالی این بخش حکایت دارد. حجم فیزیکی معاملات پس از گذران دوره‌ای کاهشی در فاصله سال‌های ۱۴۰۰ تا ۱۴۰۲، از ابتدای سال ۱۴۰۳ جهشی تاریخی را تجربه کرد و در سطحی بالا طی سال‌های ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ تثبیت شد. در سمت ارزش مبادلات اما رشد بازار بسیار پرشتاب‌تر بود؛ به طوری که ارزش کل معاملات از رقم ۶٫۷ هزار میلیارد ریال در سال ۱۴۰۰ به ۶۳۹ هزار میلیارد ریال در پایان سال ۱۴۰۴ رسید. این واگرایی به‌ویژه در سال ۱۴۰۴ خود را نشان داد؛ مقطعی که باوجود ثبات نسبی حجم فیزیکی برق معامله‌شده نسبت به سال قبل، ارزش دادوستدها بیش از سه برابر جهش یافت. این رویداد گویای رشد محسوس بهای واحد معاملات و چرخش بنیادی سبد مبادلات به‌سوی تابلوهای پرارزش‌تر، به‌ویژه برق آزاد و برق سبز است. بررسی فصلی جریان معاملات نشان می‌دهد که همراه با تعمیق ساختار بازار، الگوی زمانی توزیع دادوستدها در طول سال نیز دستخوش تحول شده است. در سال ۱۴۰۳، هم‌راستا با جهش مصرف در فصول گرم و ضرورت حیاتی مدیریت اوج بار، تابستان بالاترین رکورد را در حجم و ارزش معاملات به

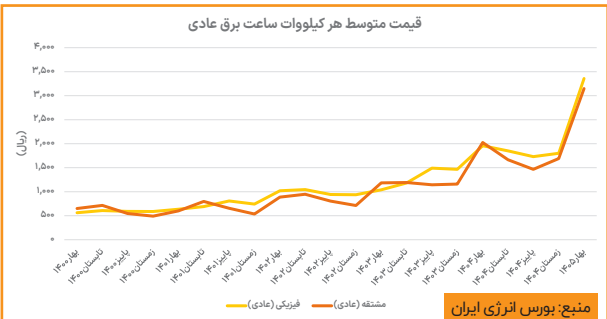
ثبت رساند. بااین حال، در سال ۱۴۰۴ رفتار بازار دگرگون شد؛ درحالی‌که بیشترین حجم فیزیکی مبادلات به فصل پاییز انتقال یافت، تابستان و بهار بالاترین سهم را در ارزش نهایی بازار تصاحب کردند. چنین تفاوتی میان الگوی فیزیکی و ارزش مالی اثبات می‌کند که در ساختار نوین بورس، نوسانات قیمت تعادلی و سهم قراردادهای متنوع آزاد و تجدیدپذیر نقشی تعیین‌کننده‌تر از حجم فیزیکی در رقم زدن تراز مالی بازار ایفا می‌کنند. این روند واگرایی در بهار ۱۴۰۵ به اوج خود رسید و تصویری شفاف‌تر از تحول بازار ارائه داد. در این فصل، حجم معاملات به حدود ۱۸٫۵ میلیارد کیلووات‌ساعت تنزل یافت که حاکی از افتی محسوس نسبت به بهار سال قبل و تمامی فصول سال‌های ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴ بود؛ با این وجود، ارزش معاملات با ثبت رکورد شگفت‌انگیز ۲۹۵ هزار میلیارد ریال، نه‌تنها رشدی خیره‌کننده نسبت به دوره مشابه سال قبل ثبت کرد، بلکه از ارزش کل معاملات در تکتک فصول سال ۱۴۰۴ نیز فراتر رفت. این شکاف عمیق میان افت حجم فیزیکی و اوج‌گیری ارزش اسمی، نشانه‌ای آشکار از تداوم افزایش قیمت واحد انرژی، افزایش سهم بازار برق آزاد و تسلط کامل سازوکارهای رقابتی بر تابلوی بورس انرژی در آغاز سال ۱۴۰۵ به شمار می‌رود.



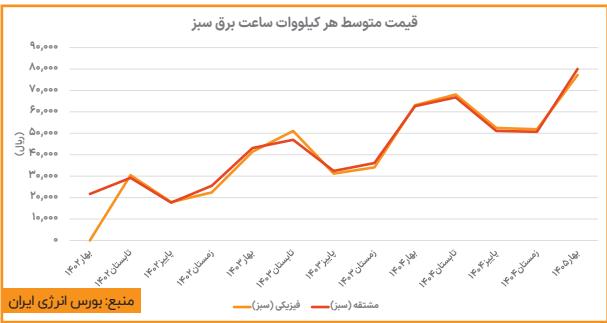
ثبت رکورد تاریخی نرخ برق در بهار ۱۴۰۵

بررسی نوسانات نرخ برق عادی در بستر بازار فیزیکی طی سال‌های اخیر، بیانگر غلبه یک روند صعودی پرشتاب بر جریان قیمت‌گذاری است؛ به‌گونه‌ای که نرخ متوسط دادوستد این حامل انرژی از بازه محدود ۵۶۰ تا ۸۰۰ ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت در سال‌های ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱، با جهشی چشمگیر به تراز ۱٫۷۰۰ تا ۲٫۰۰۰ ریال در سال ۱۴۰۴ رسیده است. در تابلوی مشترک عادی نیز مسیری هم‌راستا اما با دامنه‌ای گسترده‌تر از نوسانات فصلی به ثبت رسیده که حاکی از حساسیت بالای قراردادهای کاغذی به انتظارات آتی فعالان بازار است. در هر دو بستر معاملاتی، بالاترین سطوح قیمتی در اغلب سال‌ها در فصل تابستان کشف شده است؛ پدیده‌ای که به‌روشنی از فشار سنگین تقاضای شبکه در ایام اوج بار و هم‌زمان تشدید محدودیت‌های طرف عرضه ناشی می‌شود. این شتاب صعودی سرانجام در بهار ۱۴۰۵ به اوج تاریخی خود دست یافت و قیمت متوسط هر کیلووات‌ساعت برق عادی با جهشی کم‌سابقه به مرز ۳٫۳۵۰ ریال در بازار فیزیکی و ۳٫۱۵۰ ریال در بازار مشترک صعود کرد؛ رویدادی که قله قیمتی تازه‌ای را در کارنامه بورس انرژی رقم زده و از تداوم نیرومند انتظارات تورمی و افزایش بهای تمام‌شده تأمین برق در مبادلات رسمی حکایت دارد.

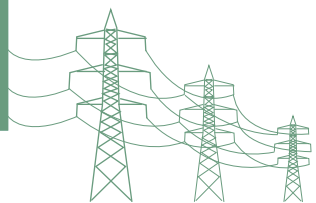
۶۷ | فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری



گشایش تابلوی معاملات برق سبز از خردادماه ۱۴۰۲، سرآغاز دوره‌ای نوین در ارزش‌گذاری اقتصادی انرژی‌های تجدیدپذیر در کشور بود؛ به‌طوری‌که نرخ کشف‌شده برای توان پاک از همان بدو راه‌اندازی، فاصله‌ای معنادار و سطحی به‌مراتب بالاتر از برق نیروگاه‌های متعارف را ثبت کرد. در طول این دوره، بهای برق سبز در بازار فیزیکی درون دالان گسترده ۱۸ تا ۶۸ هزار ریال و در بازار مشترک میان ۱۸ تا ۶۷ هزار ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت در نوسان بوده است. ساختار قیمتی در هر دو بازار از الگوی فصلی مشابهی پیروی کرده و همواره در اوج مصرف تابستانه به قله‌های قیمتی خود دست یافته است؛ امری که نمود بارز آن در تابستان ۱۴۰۴ با جهش نرخ به ارقام تاریخی ۶۸ هزار ریال در بازار فیزیکی و ۶۷ هزار ریال در بازار مشترک تجلی یافت. بااین حال، شتاب تقاضا برای برق پاک در آغاز سال جدید نیز فروکش نکرد و در بهار ۱۴۰۵ بهای هر کیلووات‌ساعت برق سبز به محدوده بی‌سابقه ۷۷ تا ۸۰ هزار ریال صعود کرد؛ جهشی چشمگیر که علاوه بر ثبت بالاترین رکورد تاریخی، بر جذابیت اقتصادی، افزایش عطش صنایع برای تأمین برق پایدار بدون قطعی و ارتقای جایگاه راهبردی تجدیدپذیرها در سبد انرژی کشور صحنه می‌گذارد.

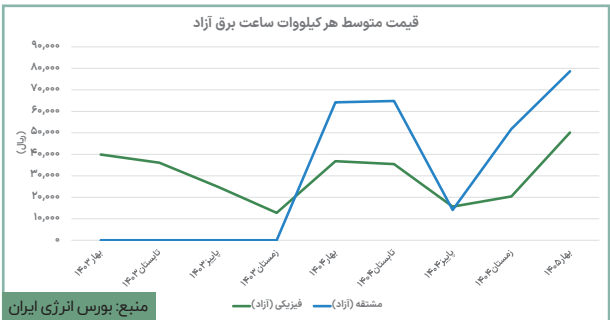


آغاز به کار تابلوی معاملات فیزیکی برق آزاد در خردادماه ۱۴۰۳ و در امتداد آن، راه‌اندازی بازار مشترک آزاد در خردادماه ۱۴۰۴، پویاترین و پرنوسان‌ترین بخش بورس انرژی را پیش روی فعالان صنعت قرار داد. بررسی دامنه تغییرات قیمت نشان می‌دهد که بهای متوسط برق آزاد در بازار فیزیکی پس از نوسان در محدوده ۱۳ تا ۴۰ هزار ریال در سال ۱۴۰۳، در سال ۱۴۰۴ درون بازه ۱۶ تا ۳۷ هزار ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت دادوستد شد؛ این در حالی است که تابلوی مشترک آزاد در همان نخستین سال فعالیت خود طی سال ۱۴۰۴، دالان قیمتی بسیار وسیع‌تری معادل ۱۴ تا ۶۵ هزار ریال را به ثبت رساند. رفتار قیمتی در هر دو بستر معاملاتی به‌شدت تابع چرخه‌های فصلی شبکه بوده است؛ به‌گونه‌ای که نرخ‌ها همواره در فصول گرم بهار و تابستان اوج گرفته و با فرارسیدن پاییز روندی کاهشی در پیش گرفته‌اند. ریزش چشمگیر قیمت‌ها در پاییز ۱۴۰۴ به‌روشنی حساسیت فوق‌العاده و انعطاف‌پذیری بالای بازار برق آزاد در برابر تعدیل فشار مصرف را اثبات می‌کند. در این میان، اوج‌گیری مجدد و کم‌سابقه نرخ‌ها در بهار ۱۴۰۵ و صعود آن به تراز ۵۰ هزار ریال در تابلوی فیزیکی و ۷۹ هزار ریال در بازار مشترک، سیگنالی نیرومند از تشدید عطش متقاضیان و پیش‌درآمدی بر ثبت





قله‌های قیمتی بالاتر در تابستان پیش رو در صورت تداوم کسری شبکه به شمار می‌رود.



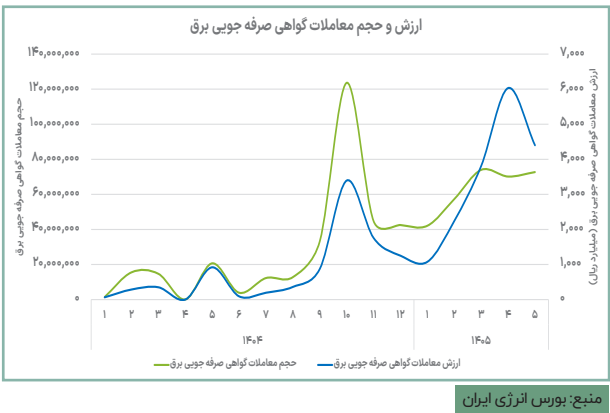
⚡ ظهور ابزار نوین مدیریت تقاضا

گواهی صرفه جویی برق به عنوان یکی از پیشرفته‌ترین ابزارهای مالی – کالایی در اقتصاد انرژی کشور، سازوکاری نوین برای تبدیل ((انرژی مصرف‌نشده)) به یک دارایی مالی معتبر و نقدپذیر فراهم کرده است. در این الگو، به دنبال اجرای پروژه‌های بهینه‌سازی، سنجش دقیق و صحت‌گذاری فنی کاهش مصرف، اوراق بهاداری متناسب با حجم صرفه جویی محقق‌شده صادر و در تابلوی بورس انرژی مبادله می‌شود. این گواهی‌ها که در دو دسته تخصصی ((عادی)) و ((اوج بار)) تعریف شده‌اند، انگیزه اقتصادی نیرومندی برای سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در حوزه بهینه‌سازی مصرف ایجاد کرده و در کنار سرمایه‌گذاری‌های پرهزینه نیروگاهی، اهرمی کارآمد برای مهار ناترازی شبکه و کاهش فشار بر پیک مصرف به شمار می‌روند.

⚡ کارنامه معاملات و جهش تاریخی در سال ۱۴۰۵

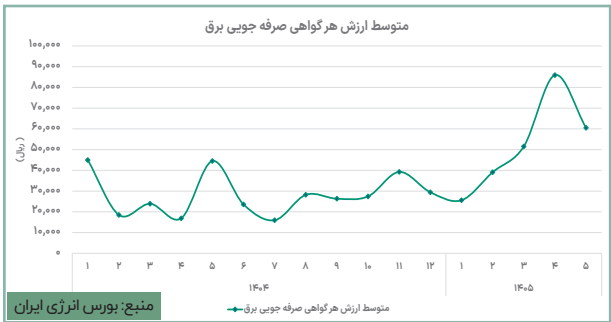
بررسی آمارهای معاملاتی نشان می‌دهد که این بازار پس از یک دوره تثبیت اولیه در سال ۱۴۰۴، وارد مرحله شکوفایی و رشد شتابان در سال ۱۴۰۵ شده است:

- **عملکرد پایه در سال ۱۴۰۴:** مجموع حجم معاملات گواهی صرفه جویی در سال ۱۴۰۴ به حدود ۳۲۵٫۷ میلیون کیلووات‌ساعت و ارزش کل مبادلات به ۹٫۵۵۹ میلیارد ریال رسید؛ سطحی که بازتاب‌دهنده مرحله آزمون و پذیرش اولیه این ابزار در میان صنایع بود.
- **جهش عملکرد در ۵ ماهه نخست ۱۴۰۵:** تنها در ۵ ماه ابتدایی سال ۱۴۰۵، بالغ بر ۳۱۶ میلیون کیلووات‌ساعت گواهی در بورس انرژی دادوستد شد که تقریباً با کل حجم معاملات سال ۱۴۰۴ برابری می‌کند.
- **رشد خیره‌کننده ارزش نقدینگی:** ارزش معاملات ۵ ماهه سال ۱۴۰۵ با ثبت رقم ۱۷٫۵۶۵ میلیارد ریال، رشدی حدود ۸۴ درصدی را نسبت به ((کل عملکرد سال گذشته)) به ثبت رساند که گویای ورود نقدینگی پرقدردن به این بخش است.



شتاب‌گیری گردش مالی گواهی‌های صرفه جویی در سال ۱۴۰۵ حاصل برآیند دو عامل ساختاری در سمت عرضه و تقاضاست:

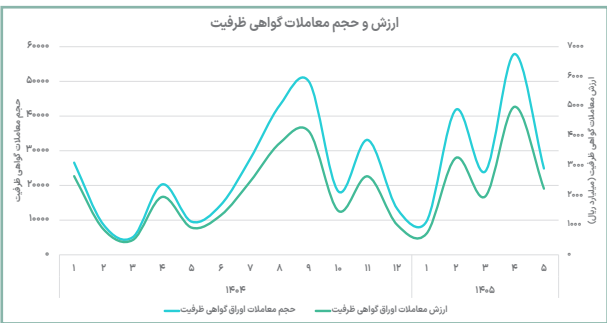
- **توسعه سمت عرضه:** در فازهای نخستین، محدودیت در تعداد پروژه‌های تکمیل‌شده و پیچیدگی فرایند ممیزی، سد راه عرضه گسترده بود؛ اما با به ثمر نشستن طرح‌های بهینه‌سازی متعدد و تسریع فرایند تایید صرفه جویی، جریان عرضه به طور مستمر تقویت شده است.
- **فشار ناترازی و تشدید تقاضا:** کسری فزاینده شبکه و تشدید قطعی‌های برق در دوره‌های اوج مصرف، ارزش اقتصادی و حیاتی صرفه جویی را دوچندان کرده و صنایع متقاضی را برای جبران کمبود انرژی به سمت خرید گواهی‌ها، به‌ویژه در تابلوی اوج مصرف، سوق داده است. درحالی‌که حجم ماهانه معاملات از ۴۲٫۱ میلیون کیلووات‌ساعت در فروردین ۱۴۰۵ به محدوده ۷۰ تا ۷۴ میلیون کیلووات‌ساعت در ماه‌های بعد تثبیت شد، ارزش معاملات روندی کاملاً صعودی طی کرد و از ۱٫۰۷۸ میلیارد ریال در فروردین به قله ۶٫۰۳۱ میلیارد ریال در تیرماه رسید که اثبات‌کننده افزایش ارزش ذاتی و تغییر ترکیب قراردادهاست.



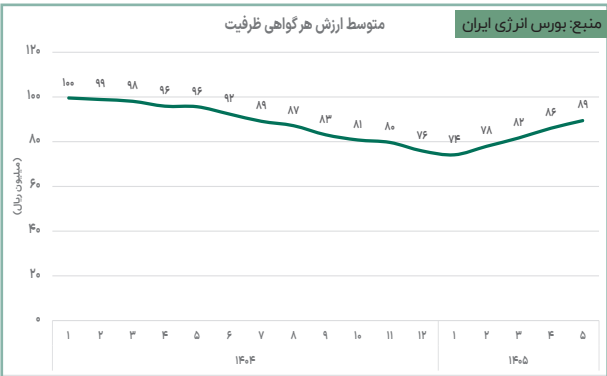
نوسانات نرخ این دارایی نوین در تابلوی بورس انرژی حاکی از حساسیت فوق‌العاده آن به ناترازی‌های فصلی و تغییر در ترکیب نمادهای مورد مبادله است. در سال ۱۴۰۴، میانگین قیمت هر کیلووات‌ساعت گواهی صرفه جویی در محدوده ۱۷ تا ۴۵ هزار ریال در نوسان بود که این دامنه متغیر تا حد زیادی به عمق ناکافی بازار، حجم محدود دادوستدها و سهم غالب گواهی‌های عادی مربوط می‌شد. با ورود به سال ۱۴۰۵، هم‌زمان با نزدیک شدن به ماه‌های گرم و تشدید کسری شبکه، شیب تغییرات قیمت تندتر شد؛ به‌طوری‌که نرخ هر گواهی از ۲۵٫۶ هزار ریال در فروردین به ۵۱٫۵ هزار ریال در خرداد جهش یافت و سرانجام در تیرماه با ثبت رقم تاریخی ۸۵٫۹ هزار ریال به بالاترین رکورد خود دست یافت. این اوج‌گیری قیمتی در میانه تابستان، به‌روشنی از غلبه ارزش گواهی‌های «اوج بار» در ساختار معاملات ناشی می‌شد. در مردادماه اما باوجود حفظ حجم بالای فیزیکی، بهای متوسط به تراز ۶۰٫۵ هزار ریال تعدیل شد که این عقب‌نشینی نشان می‌دهد وزن گواهی‌های عادی در سبد دادوستدها بیشتر شده و نیروهای بنیادین عرضه و تقاضا همچنان نبض نهایی تعیین قیمت تعادلی را در دست دارند.

⚡ بازار اوراق گواهی ظرفیت:

بازار گواهی ظرفیت از زمان راه‌اندازی رسمی در سال ۱۳۹۸، با هدف بنیادین تأمین توان موردنیاز شبکه سراسری و خلق توجیه اقتصادی برای توسعه ناوگان تولید برق پایه‌گذاری شد. در این بستر منسجم، درازای احداث و اتصال ظرفیت‌های نیروگاهی نوین و قابل‌اتکا به شبکه یا کاهش پایدار قدرت قراردادی مشترکان، اوراق بهاداری تحت عنوان گواهی ظرفیت صادر و بر تابلوی بورس انرژی عرضه می‌شود. شکل‌گیری این سازوکار پاسخی راهبردی به رشد شتابان مصرف، تعمیق شکاف میان تقاضای پیک و توان عملیاتی شبکه، تنگنای تشدید منابع مالی در سرمایه‌گذاری‌های زیرساختی و ضرورت تضمین پایداری در ایام اوج بار بوده است؛ رویکردی که با تبدیل توان نامی و قابل‌اتکا به یک دارایی نقدپذیر، مسیر تأمین مالی طرح‌های توسعه نیروگاهی را هموار می‌سازد.



آمار معامله این ابزار در سال ۱۴۰۴ نشان‌دهنده دست‌یابی به حجم کل مبادلاتی معادل ۲۷۰ هزار واحد و ثبت گردش مالی حدود ۲۳۰٫۷ هزار میلیارد ریال است. بااین‌حال، روند ماهانه جریان معاملات دستخوش نوسانات متعددی بوده؛ به‌گونه‌ای که حجم دادوستدها از سطح ۵ هزار واحد در خردادماه، با یک جهش ده‌برابری به مرز ۵۰ هزار واحد در آذرماه رسید و متعاقباً در ماه‌های دی و اسفند رو به کاهش نهاد. تمرکز و اوج‌گیری معاملات در فصل پاییز، عمدتاً متأثر از شتاب متقاضیان صنعتی در خرید ظرفیت، انعقاد قراردادهای تجمیعی بزرگ و ضرورت تثبیت حق انشعاب مصرف‌کنندگان عمده بوده است. در پنج‌ماهه نخست سال ۱۴۰۵ نیز رفتار بازار الگویی پرنوسان را تکرار کرد؛ حجم مبادلات پس از ثبت رکوردهای بالا در اردیبهشت و تیرماه (با دستیابی به قله ۵۸ هزار واحد به ارزش تقریبی ۵ هزار میلیارد ریال در تیر) مجدداً در مردادماه فروکش کرد. این دامنه وسیع نوسانات به‌روشنی بیانگر وابستگی شدید بازار به زمان‌بندی ورود پروژه‌های نیروگاهی جدید، جدول اتصال متقاضیان عمده و وزن سنگین چند معامله بزرگ در تراز نهایی بازار است.



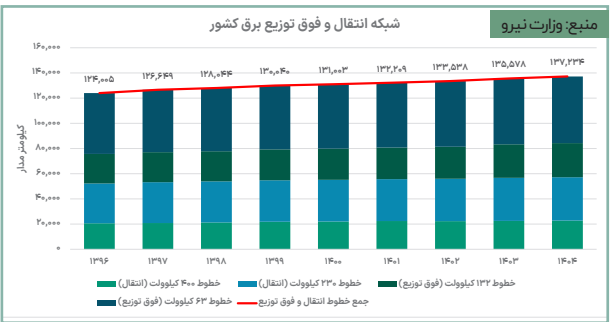
بررسی بهای متوسط اوراق گواهی ظرفیت در سال ۱۴۰۴ از غلبه یک شیب نزولی بر تابلوی معاملات حکایت دارد؛ روندی که در پی تعدیل طبیعی قیمت‌ها پس از رکوردهای ابتدای سال، افزایش جریان عرضه و رخوت مقطعی در سمت تقاضا شکل گرفت و در جریان آن بهای هرواحد از ۱۰۰ میلیون ریال تا کف ۷۶ میلیون ریال در پایان سال و ۷۴ میلیون ریال در فروردین‌ماه ۱۴۰۵ عقب‌نشینی کرد. از اردیبهشت‌ماه ۱۴۰۵ اما ورق بازار برگشت؛ تشدید ناترازی شبکه، الزام قانونی اتصال مشترکان جدید به انتیاع گواهی و افزایش جذابیت توان قابل‌اتکا، تقاضایی پرقدردن را به تابلوی معاملات تزریق کرد و بهای هرواحد را تا مرز ۸۹ میلیون ریال بالا برد. این تغییر جهت پرشتاب اثبات می‌کند که قیمت تعادلی گواهی ظرفیت به شدت تابعی از موازنه عرضه و تقاضای لحظه‌ای و شدت نیاز بازار صنعتی به تضمین پایداری توان مصرفی است.

⚡ توسعه شریان‌های حیاتی برق کشور:

شبکه انتقال برق به عنوان ستون فقرات سامانه انرژی کشور، وظیفه جابه‌جایی جریان پرفشار الکتریسیته در مقیاس‌های کلان از نیروگاه‌ها و پایگاه‌های اصلی

۶۹ | فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری

تولید به مراکز عمده مصرف و پست‌های مادر را بر عهده دارد؛ کارکردی راهبردی که به دلیل لزوم انتقال توان در فواصل طولانی و بهینه‌سازی تلفات، در سطوح ولتاژی فوق‌پایدار ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت طراحی و اجرا می‌شود. در امتداد این مسیر، شبکه فوق‌توزیع نقش حلقه واسط و پیونددهنده خطوط اصلی به شبکه توزیع را ایفا می‌کند و الکتریسیته را از پست‌های انتقال به ایستگاه‌های فوق‌توزیع و نهایتاً گلوگاه‌های مصرف شهری و صنعتی در سطوح ولتاژی ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت هدایت می‌نماید. بررسی تحولات شبکه انتقال طی بازه زمانی ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۴، از افزایش طول کل این خطوط از مرز ۵۲ هزار کیلومترمدار به ۵۷٫۲ هزار کیلومترمدار و ثبت رشد کلی ۱۰ درصدی حکایت دارد. در این دوره، هردو تراز ولتاژی با شتابی هم‌گرا مسیر توسعه را پیموده‌اند؛ خطوط ۲۳۰ کیلوولت از ۳۱٫۶ هزار به ۳۴٫۵ هزار کیلومترمدار و خطوط پرظرفیت ۴۰۰ کیلوولت از ۲۰٫۶ هزار به ۲۲٫۸ هزار کیلومترمدار گسترش یافته‌اند. توسعه پرشتاب شبکه ۴۰۰ کیلوولت به‌ویژه از تغییر رویکرد ساختاری به سمت تقویت شاهراه‌های پرظرفیت انتقال، رفع تنگنای تبادل توان در پهنه‌های دوردست جغرافیایی و هدایت مازاد تولید نیروگاه‌های جدید حرارتی و مزارع تجدیدپذیر به کانون‌های پرمصرف حکایت دارد؛ امری که نقشی تعیین‌کننده در تاب‌آوری شبکه سراسری و رفع گلوگاه‌های بار ایفا می‌کند.

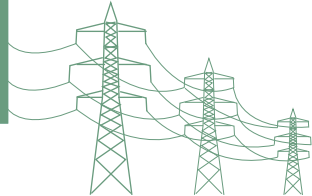


در بخش فوق‌توزیع، طول خطوط سراسری با افزایشی ۱۱ درصدی، از ۷۱٫۸ هزار کیلومترمدار در سال ۱۳۹۶ به تراز ۸۰ هزار کیلومترمدار در سال ۱۴۰۴ رسیده است. در این میان، طول خطوط ۶۳ کیلوولت از ۴۸٫۳ هزار به نزدیکی ۵۳ هزار کیلومترمدار و طول خطوط ۱۳۲ کیلوولت از ۲۳٫۵ هزار به ۲۷ هزار کیلومترمدار ارتقا یافته است. تمرکز ویژه بر انبساط شبکه فوق‌توزیع-به‌ویژه در سال‌های ۱۴۰۳ و ۱۴۰۴-نشان‌دهنده سرمایه‌گذاری سنگین در زیرساخت‌های متصل به کانون‌های جمعیتی و نواحی صنعتی نوظهور است؛ اقدامی که با هدف تحویل توان بدون افت ولتاژ، مهار ریسک اضافه‌بار در ساعات پیک و ارتقای ضریب پایداری در تغذیه شبکه‌های توزیع صورت پذیرفته است.

در مجموع، طول شریان‌های انتقال و فوق‌توزیع کشور طی ۸ سال اخیر با رشدی ۱۱ درصدی از ۱۲۴ هزار به ۱۳۷٫۲ هزار کیلومترمدار رسیده است. پیشی‌گرفتن نسبی نرخ رشد شبکه فوق‌توزیع در قیاس با شبکه انتقال، گواهی روشن بر اولویت‌بخشی به رفع چالش‌های توزیع در نزدیکی مراکز بار است. بااین‌حال، تحلیل جامع پایداری شبکه نیازمند توجه به این واقعیت بنیادین است که صرف افزایش طول فیزیکی خطوط متضمن رفع کامل چالش‌های فنی نخواهد بود؛ بلکه ارزیابی ظرفیت ترانسفورماتورها در پست‌های مادر، نوسازی تجهیزات فرسوده و مدیریت ضریب بارگذاری در ایام اوج تقاضا، ارکان متمم و غیرقابل‌انکاری در تضمین پایداری جریان برق کشور به شمار می‌روند.

⚡ جهش ۳۱ درصدی ظرفیت پست‌های برق کشور

پست‌های برق به عنوان کانون‌های راهبردی تبدیل سطح ولتاژ و مدیریت جریان بار، نقشی حیاتی در پیوند پایدار میان مراکز تولید و پهنه‌های مصرف ایفا می‌کنند. در این ساختار سلسله‌مراتبی، پست‌های بلافصل نیروگاهی در مجاورت مستقیم واحدهای تولیدی مستقر شده‌اند تا با افزایش سطح ولتاژ، شرایط تزریق پرفشار برق به شبکه سراسری را فراهم سازند. متعاقباً، پست‌های





در برآیند کلان، مجموع ظرفیت پست‌های برق کشور اعم از بلافصل، انتقال و فوق‌توزیع از حدود ۳۴۰،۰۰۰ مگاوات‌آمپر در سال ۱۳۹۶ به رقم ۴۴۶،۰۰۰ مگاوات‌آمپر در پایان سال ۱۴۰۴ رسیده که رشدی ۳۱ درصدی را نشان می‌دهد. هم‌افزایی این ظرفیت‌سازی ساختاری با توسعه خطوط انتقال، موجب روان‌سازی جریان بار، رفع گلوگاه‌های بحرانی شبکه در ایام اوج تقاضا و ارتقای چشمگیر تاب‌آوری سامانه برق کشور در برابر نوسانات شده است.

توسعه حلقه پایانی زنجیره تأمین برق

شبکه توزیع برق به عنوان آخرین حلقه از زنجیره پیوسته تأمین الکتریسیته، مأموریت خطیر دریافت توان از پست‌های انتقال و فوق‌توزیع و تحویل ایمن و پایدار آن به مشترکان نهایی را بر عهده دارد. در ساختار فنی این بخش، خطوط فشار متوسط به منزله ستون فقرات شبکه توزیع عمل می‌کنند که جریان برق را در سراسر حوزه‌های شهری و روستایی تا پای ترانسفورماتورها هدایت می‌نمایند؛ درحالی‌که شبکه فشارضعیف در پایین‌دست این ترانسفورماتورها قرار گرفته و نقش لایه دسترسی مستقیم و توزیع ولتاژ مصرفی به درب منازل، کارگاه‌ها و واحدهای تجاری را ایفا می‌کند. از این رو، پایداری و کیفیت توان دریافتی مشترکان به شدت در گرو توازن و کشتش این دو بخش زیرساختی است. بررسی تحولات هشت‌ساله شبکه توزیع طی سال‌های ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۴، از رشد مستمر و پرشتاب خطوط فشار متوسط در قیاس با انبساط ملایم شبکه فشارضعیف حکایت دارد:

● **پیش‌تازی خطوط فشار متوسط:** طول خطوط فشار متوسط با رشدی پیوسته و معادل ۱۲ درصد، از حدود ۴۲۵،۰۰۰ کیلومتر در سال ۱۳۹۶ به تراز ۴۷۶،۰۰۰ کیلومتر در پایان سال ۱۴۰۴ رسیده است.

● **رشد آرام‌تر شبکه فشارضعیف:** در سوی دیگر، طول خطوط فشارضعیف با پیمودن یک شیب رشد ملایم‌تر ۷ درصدی، از حدود ۳۶۲،۰۰۰ کیلومتر به ۳۸۷،۰۰۰ کیلومتر بالغ شده است.

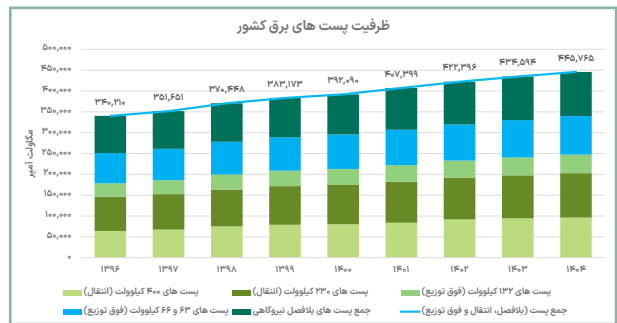
تعمیق فاصله ساختاری: نرخ رشد سریع‌تر خطوط فشار متوسط سبب شده است که فاصله طولی میان این دو لایه از حدود ۶۳،۰۰۰ کیلومتر در سال ۱۳۹۶ به نزدیک ۹۰،۰۰۰ کیلومتر در سال ۱۴۰۴ افزایش یابد.

انتقال در ترازهای ولتاژی ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت، دریافت و تبدیل مجدد توان را برای هدایت در شاهراه‌های سراسری بر عهده دارند؛ درحالی‌که ایستگاه‌های فوق‌توزیع با کاهش ولتاژ به سطوح ۶۶، ۶۳ و ۱۳۲ کیلوولت، برق را جهت تحویل نهایی به شبکه‌های توزیع و کانون‌های جمعیتی و صنعتی آماده‌سازی می‌کنند. بررسی توسعه زیرساخت‌های تبدیل ولتاژ در بازه هشت‌ساله ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۴، از رشد ملموس و پرشتاب توان نامی در تمامی بخش‌ها حکایت دارد:

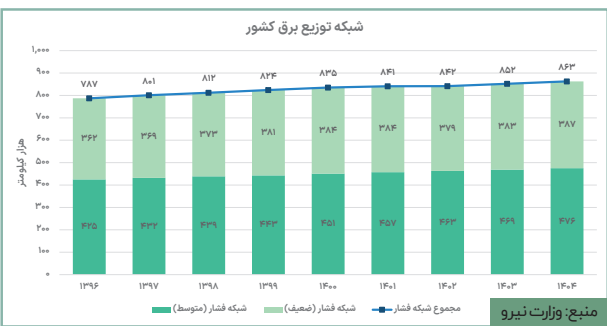
● **پست‌های انتقال؛ کانون تمرکز توسعه:** ظرفیت پست‌های انتقال با ثبت بالاترین نرخ انبساط، از مرز ۱۴۶،۰۰۰ مگاوات‌آمپر در سال ۱۳۹۶ به تراز ۲۰۳،۰۰۰ مگاوات‌آمپر در سال ۱۴۰۴ ارتقا یافته که بیانگر جهش چشمگیر ۳۹ درصدی است. این شتاب بالا بازتاب‌دهنده اولویت‌بخشی به تقویت شاهراه‌های اصلی تبادل توان و رفع تنگناهای ولتاژی در فواصل طولانی است.

● **پست‌های فوق‌توزیع؛ انطباق با رشد تقاضای محلی:** ظرفیت این پست‌ها با رشدی ۳۰ درصدی از سطح ۱۰۵،۰۰۰ مگاوات‌آمپر به ۱۳۷،۰۰۰ مگاوات‌آمپر بالغ شده است؛ روندی که در همگامی کامل با گسترش مناطق شهری و شهرک‌های صنعتی صورت پذیرفته تا ریسک افت ولتاژ در مبادی مصرف به حداقل برسد.

● **پست‌های بلافصل نیروگاهی؛ همگام با ظرفیت‌سازی نوین:** هم‌راستا با اتصال واحدهای حرارتی و تجدیدپذیر جدید به مدار، توان ایستگاه‌های بلافصل نیروگاهی نیز با رشدی ۱۹ درصدی از ۸۹،۰۰۰ به ۱۰۶،۰۰۰ مگاوات‌آمپر افزایش یافته است.



منبع: وزارت نیرو



منبع: وزارت نیرو

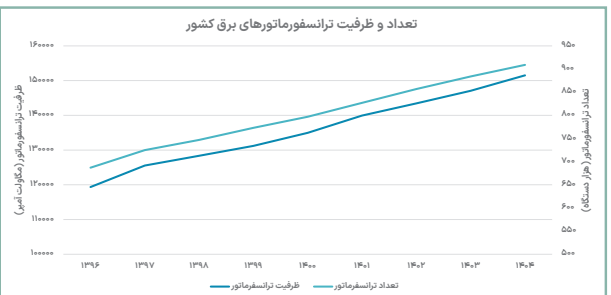
پیش‌گرفتن معنادار نرخ گسترش خطوط فشار متوسط نشان می‌دهد که سیاست‌گذاری توسعه در سال‌های اخیر، تمرکز خود را بر تقویت شریان‌های میانی و بالادستی توزیع قرار داده است. احداث خطوط فشار متوسط بلندتر و اتصال ترانسفورماتورهای توزیع به نقاط نزدیک‌تر به کانون‌های مصرف، نه تنها ظرفیت شبکه را برای پذیرش بارهای سنگین و مشترکان جدید مهیا ساخته، بلکه با کوتاه‌تر کردن طول خطوط فشارضعیف، نقشی محوری در کاهش تلفات فنی، افت ولتاژ در ساعات اوج بار و افزایش تاب‌آوری شبکه ایفا کرده است. در مجموع، کارنامه توسعه شبکه توزیع در این دوره گواه تکیه هدفمند بر گسترش شبکه فشار متوسط به منظور تضمین تحویل پایدار انرژی به کانون‌های نوین جمعیتی و صنعتی کشور است.

پایش روند ۸ ساله رشد ظرفیت ترانسفورماتورها و گسترش برق‌رسانی روستایی

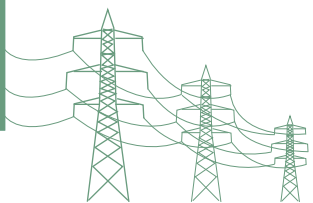
ترانسفورماتورها به عنوان قلب تپنده شبکه توزیع، نقشی محوری در دگرگونی سطوح ولتاژ و تحویل ایمن و پایدار انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان نهایی ایفا می‌کنند. در این ساختار، تعداد ترانسفورماتورها شاخصی روشن از گستردگی جغرافیایی و تعدد نقاط تبدیل ولتاژ به شمار می‌رود، درحالی‌که ظرفیت نامی آن‌ها بیانگر سقف توان قابل پشتیبانی شبکه در برابر تقاضای بار است؛ از این رو، هم‌افزایی و توازن میان افزایش شمار ترانسفورماتورها و ارتقای ظرفیت کل،

سنگ‌بنای اصلی تثبیت تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه توزیع محسوب می‌شود. بررسی آماری عملکرد این بخش طی بازه زمانی ۱۳۹۶ تا ۱۴۰۴، از ثبت روندی کاملاً صعودی و پرشتاب در هر دو بعد کمی و ظرفیتی حکایت دارد. شمار ترانسفورماتورهای فعال در شبکه با رشدی ۳۲ درصدی، از مرز ۶۸۷،۰۰۰ دستگاه در سال ۱۳۹۶ به تراز ۹۰۹،۰۰۰ دستگاه در پایان سال ۱۴۰۴ رسیده است. هم‌زمان، مجموع ظرفیت نصب‌شده این تجهیزات نیز با پیمودن یک سیر افزایشی ۲۷ درصدی، از سطح ۱۱۹،۰۰۰ مگاوات‌آمپر به ۱۵۲،۰۰۰ مگاوات‌آمپر بالغ شده است. پیش‌گرفتن ملایم نرخ رشد تعداد ترانسفورماتورها نسبت به رشد ظرفیت کل نشان می‌دهد که سیاست توسعه شبکه، بر افزایش نقاط تحویل و خردسازی حوزه‌های تحت پوشش متمرکز بوده است؛ رویکردی مهندسی که علاوه بر بهبود پروفیل ولتاژ و کاهش طول خطوط فشارضعیف، افت تلفات فنی را در پی دارد.

تلفیق این ارتقای ظرفیتی با انبساط خطوط فشار متوسط و ضعیف، زیرساختی مستحکم برای پاسخگویی به جهش مصرف در کانون‌های جمعیتی و نواحی صنعتی نوین فراهم آورده است. افزون بر تقویت قابلیت اطمینان در مناطق شهری، این توسعه ساختاری به گسترش چتر دسترسی به انرژی در پهنه‌های پیرامونی و روستایی نیز انجامیده؛ به‌گونه‌ای که شمار روستاهای برق‌دار کشور با روندی پیوسته از حدود ۵۷،۰۰۰ روستا در سال ۱۳۹۶ به مرز ۵۹،۰۰۰ روستا در سال ۱۴۰۴ ارتقا یافته است. این دستاورد، بازتابی از تعهد راهبردی به توزیع متوازن انرژی و تقویت عدالت زیرساختی در سراسر جغرافیای کشور به شمار می‌رود.



منبع: وزارت نیرو



نیروگاه سیکل ترکیبی (Combined cycle power plant)

پوشش‌های سد حرارتی (TBC) و خنک‌کاری پیشرفته پره‌ها.

- **بهینه‌سازی بازیابی حرارت در HRSG:** به‌کارگیری سیستم‌های چندفشاره مجهز به بازگرمایش برای بهینه‌سازی استخراج کاراز گازهای خروجی.
- **ارتقای آیرودینامیکی توربین بخار و کندانسور:** کاهش افت‌های موضعی، بهبود خلأ کندانسور و کنترل فاصله نوک پره‌ها.
- **خنک‌کاری هوای ورودی کمپرسور:** به‌کارگیری سامانه‌های مدیا، چیلر یا تراکم مرطوب جهت خنثی‌سازی افت راندمان ناشی از دمای بالا در تابستان.
- **هوشمندسازی و کنترل دیجیتال:** استقرار ابزارهای پایش برخط و هوش مصنوعی برای مدیریت بهینه احتراق و اجرای تعمیرات پیش‌بینانه.
- **گذار به سوخت‌های کم‌کربن:** انطباق‌پذیری مشعل‌ها جهت هم‌سوزی هیدروژن پاک با گاز طبیعی در افق کربن‌زدایی.

مهم‌ترین چالش‌ها و محدودیت‌ها

- **ریسک پایداری تأمین سوخت:** وابستگی مفرط به شبکه گاز طبیعی و آسیب‌پذیری بالا در برابر افت فشار یا ناترازی گاز در فصول سرد.
- **محدودیت منابع آب در بخش بخار:** چالش تأمین آب پایدار برای سامانه‌های خنک‌کاری و برج‌های تر در مناطق مواجه با تنش آبی کشور.
- **پیچیدگی فرایند و نگهداری:** حساسیت بالای هماهنگی عملیاتی میان بخش‌های گاز، HRSG و بخار، نیازمند کنترل پیشرفته و تخصص فنی بالا.
- **استهلاک ناشی از مانورهای بار:** افزایش تنش‌های ترمومکانیکی و استهلاک تجهیزات در پی راه‌اندازی‌های مکرر برای جبران نوسانات تجدیدپذیرها.
- **حجم سرمایه‌گذاری اولیه:** هزینه‌های بالای احداث بخش بخار و نیاز به توجیه مالی شفاف در نسبت با تعرفه‌های فروش برق و بازگشت سرمایه.

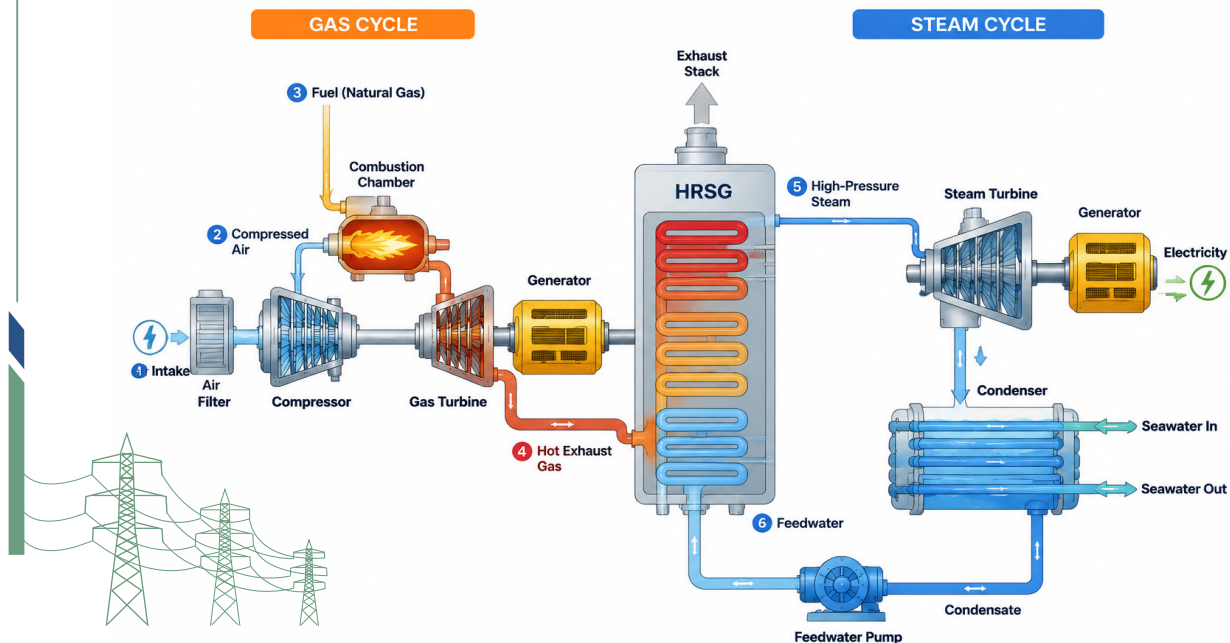
چشم‌انداز و مسیرهای توسعه

- **اولویت تبدیل واحدهای گازی به سیکل ترکیبی:** تکمیل بخش بخار در نیروگاه‌های گازی ساده موجود به‌عنوان اقتصادی‌ترین و سریع‌ترین راهبرد
- **رکن پایداری و تنظیم فرکانس شبکه:** بهره‌برداری به‌عنوان ظرفیت قابل اتکا و انعطاف‌پذیر برای پشتیبانی از توسعه ظرفیت‌های خورشیدی و بادی.
- **بازتوانی و نوسازی دارایی‌های فعال:** مدرن‌سازی بویلرهای بازیاب، ارتقای توربین‌های فرسوده و استفاده از خنک‌کاری‌های کم‌آب‌بر.
- **به‌کارگیری سامانه‌های هوشمند کنترل و پایش:** افزایش راندمان بهره‌برداری و کاهش نرخ خروج اضطراری از طریق هوش مصنوعی
- **آمادگی برای گذار به اقتصاد هیدروژن:** تجهیز ناوگان به سامانه‌های پیشرفته احتراق چندسوخته جهت هم‌سویی با استانداردهای آتی انتشارکربن.

نیروگاه‌های سیکل ترکیبی (CCPP) کارآمدترین فناوری تبدیل انرژی حرارتی به الکتریسیته در مقیاس بزرگ به شمار می‌روند که با پیوند هوشمندانه دو چرخه ترمودینامیکی «برایتون» (بخش گاز) و «رانکین» (بخش بخار)، از اتلاف انرژی جلوگیری می‌کنند. در این ساختار یکپارچه، گازهای داغ خروجی از آگروز توربین گاز به‌جای تخلیه مستقیم به محیط، وارد بویلر بازیاب حرارت (HRSG) شده و با تولید بخار پرفشار، توربین بخار را به گردش درمی‌آورند. بدین ترتیب، بدون مصرف سوخت اضافی در بخش بخار، ظرفیت تولید برق و بهره‌وری کل به شکل چشمگیری افزایش می‌یابد.

زنجیره تولید و اجزای عملکردی

- **توربین گاز:** سوزاندن سوخت فسیلی، تولید مستقیم برق و هدایت گازهای داغ خروجی به سمت بویلر بازیاب.
- **بویلر بازیاب حرارت (HRSG):** جذب انرژی حرارتی آگروز توربین گاز و تبدیل آب تغذیه به بخار سوپرهیت در سطوح مختلف فشاری.
- **توربین بخار:** انبساط بخار پرفشار حاصل از HRSG و تبدیل آن به کار مکانیکی و انرژی الکتریکی مکمل.
- **کندانسور:** چگالش بخار خروجی از توربین بخار، تبدیل آن به فاز مایع و بازگرداندن آب به مدار بویلر بازیاب.
- **سامانه خنک‌کاری:** دفع حرارت نهان چگالش در کندانسور به محیط از طریق سیستم‌های تر، خشک (ACC) یا هیبریدی متناسب با اقلیم منطقه.
- **ترانسفورماتور و تجهیزات تخلیه توان:** افزایش سطح ولتاژ خروجی ژنراتورهای گاز و بخار جهت تزریق اقتصادی به شبکه انتقال.
- **در این سامانه، بویلر بازیاب حرارت نقش حلقه اتصال را ایفا می‌کند؛ جایی که بهینه‌سازی راندمان کلی نیروگاه نه در عملکرد منفرد هر تجهیز، بلکه در بهینه‌سازی انتقال حرارت و هماهنگی ترمودینامیکی میان دو چرخه گاز و بخار محقق می‌شود.**
- **شاخص‌های عملکرد و مسیرهای ارتقای راندمان:** راندمان الکتریکی و نرخ مصرف حرارتی، شاخص‌های کلیدی در سنجش کارایی و رقابت‌پذیری اقتصادی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی هستند که مستقیماً بهای تمام‌شده برق را تعیین می‌کنند. با این حال، افزایش سهم منابع تجدیدپذیر، شاخص‌های چابکی و انعطاف‌پذیری نظیر سرعت بارگیری و تغییر بار (Ramp Rate)، حداقل بار پایدار فنی و کاهش مدت‌زمان استارت سرد و گرم را به معیارهای حیاتی در درآمزدایی این واحدها بدل ساخته است.
- **ارتقای عملکرد در نسل جدید این نیروگاه‌ها بر محورهای زیر استوار است:**
- **ارتقای پارامترهای توربین گاز:** افزایش دمای گاز ورودی (TIT) از طریق



فناوری‌های نیروگاه‌ها و انواع روش‌های تولید برق

نیروگاه گازی (Gas power plant)

می‌سازد. دستیابی به این هدف، مستلزم پیشرفت در متالورژی سوپرآلیاژها، پوشش‌های سد حرارتی و سامانه‌های پیشرفته خنک‌کاری پره‌ها است. از سوی دیگر، بهینه‌سازی آیرودینامیکی کمپرسور از طریق طراحی سه‌بعدی تیغه‌ها و پره‌های راهنمای ورودی متغیر، سهم مصرف داخلی توربین را کاهش داده و راندمان کل را ارتقا می‌بخشد. علاوه بر این، حساسیت بالای توربین‌های گازی به دمای محیط و ارتفاع از سطح دریا، کاهش توان تولیدی در فصول گرم سال را به همراه دارد. برای مهار این اثر، به‌کارگیری فناوری‌های خنک‌کاری هوای ورودی نقشی مؤثر در بازیابی ظرفیت در اوج بار ایفا می‌کند. استقرار سامانه‌های پایش دیجیتال و حسگرهای ارتعاشی و حرارتی نیز با الگوریتم‌های هوش مصنوعی، اجرای تعمیرات پیش‌بینانه و با جلوگیری از افت تدریجی عملکرد و توقف‌های اضطراری، را ممکن می‌سازد.

چالش‌ها و چشم‌انداز نیروگاه‌های گازی

مهم‌ترین چالش‌ها و محدودیت‌ها

- **وابستگی شدید به زیرساخت تأمین سوخت:** آسیب‌پذیری بالا در برابر افت فشار گاز شبکه و نوسانات فصلی مصرف گاز در بخش خانگی و صنعتی.
- **تنش حرارتی و استهلاک قطعات داغ:** فرسایش سریع تجهیزات تحت دما و سرعت چرخش بالا و وابستگی شدید به قطعات با فناوری پیشرفته.
- **حساسیت شدید به شرایط اقلیمی:** افت توان خروجی و بازدهی حرارتی با افزایش دمای محیط و ارتفاع جغرافیایی (کاهش چگالی هوا).
- **شدت انتشار آلاینده‌ها:** اثرات زیست‌محیطی ناشی از تولید دی‌اکسیدکربن و اکسیدهای نیتروژن و ریسک‌های ناشی از جریحه‌های کربنی.

چشم‌انداز و مسیرهای توسعه

- **تبدیل به سیکل ترکیبی:** ارتقای استراتژیک واحدهای گازی ساده با افزودن بویلر بازیاب حرارتی و توربین بخار
- **تغییر نقش به پشتیبان پایداری شبکه:** بهره‌برداری به‌عنوان منبع انعطاف‌پذیر و ظرفیت پشتیبان مطمئن برای مهار نوسانات برق خورشیدی و بادی.
- **توسعه احتراق کم‌آلاینده و هیدروژن‌سوز:** به‌کارگیری مشعل‌های پیشرفته و گذار تدریجی به سمت هم‌سوزی و احتراق کامل هیدروژن پاک.
- **بازتوانی و هوشمندسازی ناوگان فعال:** به‌روزرسانی بخش داغ توربین، بهینه‌سازی مسیر جریان و استقرار سامانه‌های پایش

نیروگاه‌های گازی با اتکا به «چرخه برایتون»، انرژی شیمیایی گاز طبیعی را به کار مکانیکی و سپس الکتریسیته تبدیل می‌کنند. در واحدهای چرخه ساده (Open Cycle)، اگرچه خروج مستقیم گازهای داغ از آگروز موجب پایین‌تر بودن راندمان حرارتی نسبت به سیکل ترکیبی می‌شود، اما ویژگی‌هایی نظیر ساختار فشرده و چابکی بی‌نظیر در تغییر توان خروجی، این فناوری را متمایز کرده است. همین ویژگی، به‌ویژه زمان بسیار کوتاه راه‌اندازی، نیروگاه‌های گازی را به ابزاری استراتژیک برای پاسخ به پیک تقاضا، تنظیم فرکانس شبکه و مدیریت نوسانات ناشی از منابع تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) تبدیل کرده است.

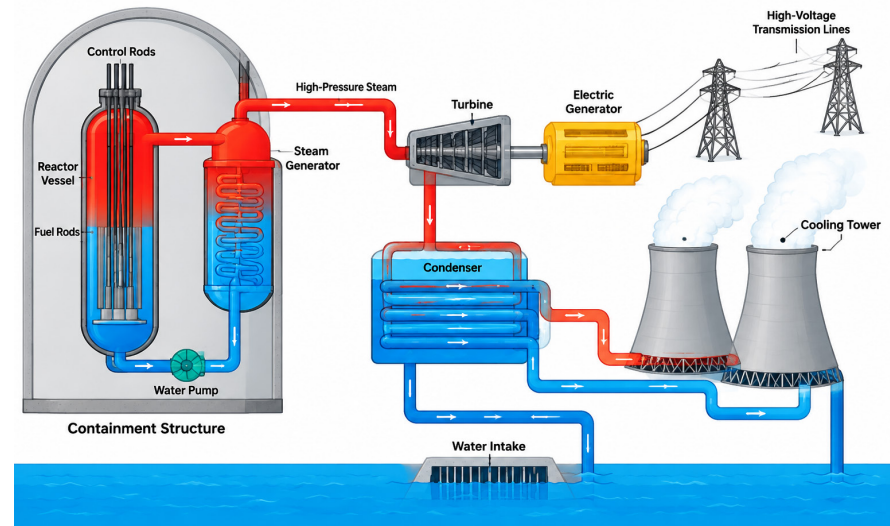
زنجیره تولید و اجزای عملکردی

- **کمپرسور:** فشرده‌سازی هوای ورودی محیط و تأمین فشار بهینه برای فرایند احتراق.
- **محفظه احتراق:** اختلاط یکنواخت هوای فشرده با سوخت و تولید سیال کاری داغ در فشار بالا.
- **توربین گازی:** استخراج انرژی ترمودینامیکی گازهای منبسط‌شونده و تبدیل آن به گشتاور مکانیکی دورانی.
- **ژنراتور:** تبدیل کار مکانیکی شفت چرخان به توان الکتریکی متناوب.
- **سامانه آگروز:** تخلیه گازهای داغ پس از توربین به اتمسفر (بدون بازیافت حرارتی در چرخه ساده).
- **ترانسفورماتور اصلی:** افزایش سطح ولتاژ خروجی ژنراتور جهت انتقال اقتصادی به شبکه سراسری.

در این ساختار، شفت توربین به‌طور هم‌زمان کمپرسور و ژنراتور را به حرکت درمی‌آورد؛ به‌گونه‌ای که بخش قابل‌توجهی از کار مکانیکی تولیدی صرف چرخش خود کمپرسور شده و مابقی توان خالص تحویلی به شبکه را تأمین می‌کند.

شاخص‌های عملکرد و راهکارهای ارتقای راندمان

راندمان حرارتی و نرخ مصرف حرارتی، شاخص‌های بنیادین در سنجش کارایی اقتصادی نیروگاه‌های گازی هستند. از آنجا که هزینه سوخت سهم غالب هزینه‌های جاری را تشکیل می‌دهد، در بازارهای مدرن برق، پارامترهای چابکی نظیر سرعت بارگیری، مدت‌زمان استارت سرد و گرم، حداقل بار پایدار فنی و قابلیت استارت‌های مکرر روزانه، مستقیماً بر ارزش تجاری دارایی نیروگاهی اثرگذارند. اصلی‌ترین اهرم ترمودینامیکی برای ارتقای راندمان، افزایش دمای گاز ورودی به توربین است که کار خروجی را بیشینه



نیروگاه‌های بخار (Steam Power Plants)

در بخش طراحی، افزایش فشار و دمای بخار همراه با بازگرمایش و پیش‌گرمایش، راندمان را به‌ویژه در شرایط فوق‌بحرانی به اوج می‌رساند. در بخش تجهیزات نیز بهبود آیرودینامیک پره‌ها، کاهش نشتی‌ها و حفظ خلأ مناسب کندانسور، کار مکانیکی و توان خروجی را افزایش می‌دهد. در این واحدها، ارتقای بهره‌وری بدون دگرگونی کل چرخه و از طریق بازسازی توربین، بهینه‌سازی بویلر، اصلاح عایق‌کاری و استقرار سامانه‌های پایش آنلاین برای مداخله پیشگیرانه پیش از وقوع خرابی میسر است. از منظر اقتصادی، بهینه‌سازی فنی باید بر مبنای موازنه میان هزینه سرمایه‌گذاری و بازگشت اقتصادی (کاهش مصرف سوخت و افزایش تولید) صورت گیرد. در این راستا، بازتوانی واحدهای موجود نسبت به احداث واحد جدید، راهکاری مقرون‌به‌صرفه و سریع برای بازیابی ظرفیت تولید است.

چالش‌ها و چشم‌انداز نیروگاه‌های بخار

- **بهره‌وری حرارتی پایین‌تر:** راندمان کمتر در مقایسه با فناوری‌های مدرن نظیر سیکل ترکیبی.
- **شدت مصرف آب:** نیاز به منابع آبی گسترده جهت خنک‌کاری و چگالش بخار.
- **اثرات زیست‌محیطی:** شدت انتشار بالاتر گازهای گلخانه‌ای و آلاینده‌های جوی.
- **انعطاف‌پذیری عملیاتی اندک:** دشواری در سازگاری با نوسانات بار شبکه ناشی از نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر.
- **استهلاک ناشی از مانور بار:** افزایش تنش‌های حرارتی و هزینه‌های تعمیرات بر اثر تغییرات مکرر توان خروجی و مانورهای فرکانسی در واحدهای پایه.

چشم‌انداز و مسیرهای توسعه

- تمرکز بر مدیریت دارایی‌های موجود: انتقال راهبرد کلان از احداث ظرفیت‌های جدید به سمت حفظ، بازسازی و بهره‌برداری بهینه از ناوگان فعال.
 - **ارتقا و نوسازی تجهیزات اصلی:** بازیابی ظرفیت از دست‌رفته از طریق بازسازی و مدرن‌سازی توربین‌ها، بویلرها و کندانسورها.
 - **هوشمندسازی و پایش فرایند:** به‌کارگیری سامانه‌های کنترل دیجیتال پیشرفته برای مهار اتلاف حرارتی و بهینه‌سازی احتراق.
 - **افزایش بهره‌وری و انعطاف‌پذیری:** بهبود متالورژی قطعات جهت افزایش راندمان و ارتقای سازگاری واحدها با نوسانات بار شبکه.
 - **کاهش توجه اقتصادی ساخت واحدهای جدید:** افت رقابت‌پذیری پروژه‌های احداث در برابر سیکل ترکیبی و تجدیدپذیرهای ارزان‌تر.
- اهمیت راهبردی بازتوانی و کاهش مصرف آب؛ لزوم بازتوانی اقتصادی و اصلاح سامانه‌های خنک‌کاری برای حفظ امنیت و پایداری شبکه برق.

نیروگاه‌های بخار از باسابقه‌ترین فناوری‌های تولید برق حرارتی در مقیاس کلان به شمار می‌روند که بر مبنای «چرخه رانکین» عمل می‌کنند؛ فرایندی که در آن انرژی حرارتی سوخت با تولید بخار داغ و پرفشار و انبساط آن در توربین، به کار مکانیکی و سپس برق تبدیل می‌شود. قابلیت اطمینان بالا در تأمین بار پایه و امکان استفاده از سبد متنوعی از سوخت‌ها، همچنان جایگاه راهبردی این واحدها را در شبکه برق حفظ کرده است.

ویژگی‌ها و مزایای راهبردی

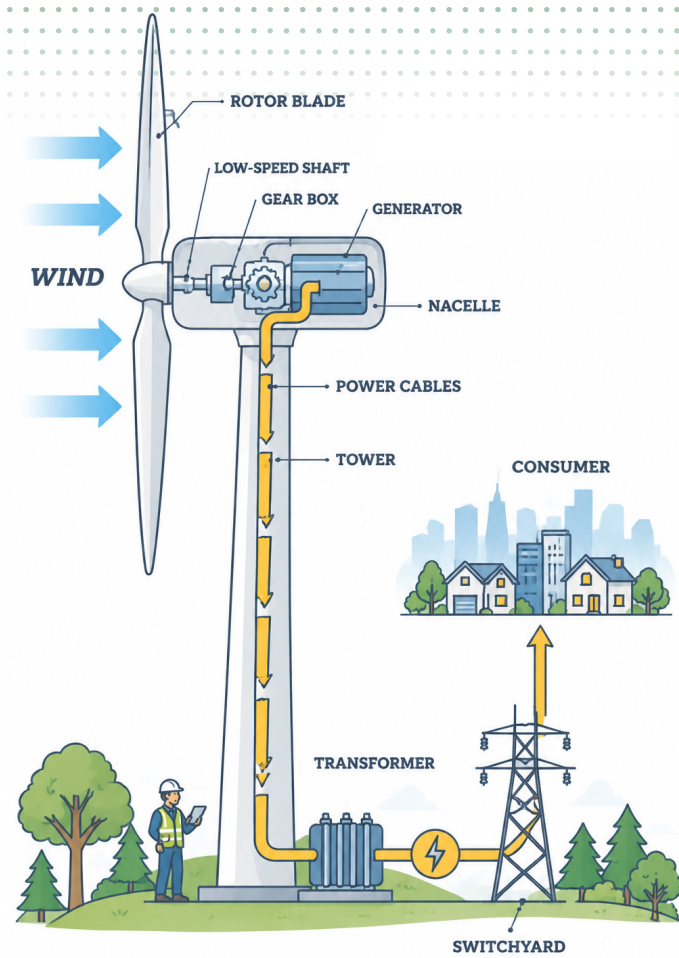
- **پایداری تولید:** ظرفیت بالا در تأمین بار پایه و تولید پیوسته و بدون نوسان در مقیاس صنعتی.
- **انعطاف‌پذیری در سوخت:** امکان بهره‌برداری از انواع حامل‌های انرژی فسیلی با خواص شیمیایی گوناگون.
- **تکامل تکنولوژیک:** بهبود مستمر شاخص‌های بازدهی از مسیر ارتقای شرایط کاری و بهره‌گیری از توربین‌های چندمرحله‌ای.

زنجیره تولید و اجزای عملکردی

- **بویلر (دیگ بخار):** قلب حرارتی نیروگاه برای انتقال حرارت ناشی از احتراق به آب و تولید بخار با فشار و دمای به سمت توربین.
 - **توربین بخار:** بستر انبساط بخار پرفشار و تبدیل انرژی حرارتی سیال به گشتاور و کار مکانیکی در محور چرخان.
 - **ژنراتور:** مبدل الکترومکانیکی برای تبدیل توان مکانیکی شفت توربین به جریان الکتریسیته.
 - **کندانسور:** چگالنده و مبدل حرارتی اصلی جهت تقطیر بخار خروجی توربین و بازگرداندن آب باکیفیت به چرخه تغذیه بویلر.
- در این زنجیره، نوع سامانه خنک‌کاری، اعم از برج‌های خنک‌کننده تر، سامانه‌های خشک یا بهره‌گیری از منابع سطحی، ارتباطی تنگاتنگ با اقلیم، پایداری منابع آبی و ضوابط زیست‌محیطی دارد؛ به‌ویژه آنکه میزان خلأ ایجادشده در کندانسور، تعیین‌کننده بازدهی کل چرخه رانکین است. افزون بر این، کنترل دقیق شیمیایی سیال برای مهار رسوب‌گذاری و پدیده‌های خوردگی، از محورهای بنیادین در مدیریت دارایی این نیروگاه‌ها به شمار می‌رود.

شاخص‌های عملکرد و راهکارهای ارتقای راندمان

راندمان حرارتی و نرخ مصرف ویژه، اصلی‌ترین شاخص‌های ارزیابی بهره‌وری نیروگاه‌های بخارند که مستقیماً بر بهای تمام‌شده تولید اثر می‌گذارند و در کنار ضریب دسترسی و نرخ خروج اضطراری، تصویر کارایی عملیاتی را تکمیل می‌کند.



نیروگاه بادی (Wind Turbine)

نیروگاه‌های بادی از محوری‌ترین ارکان تولید برق تجدیدپذیر به شمار می‌روند که انرژی جنبشی جریان هوا را بدون مصرف سوخت فسیلی و انتشار آلاینده در دوره بهره‌برداری، مستقیماً به انرژی مکانیکی و سپس الکتریسیته تبدیل می‌کنند. در مقیاس صنعتی، توربین‌های محور افقی سه‌پره بر فراز برج‌های بلند، فناوری غالب بازار را تشکیل می‌دهند و متناسب با شرایط جغرافیایی در دو حوزه «خشکی» و «فراساحلی» توسعه یافته‌اند. صنعت انرژی بادی با بهره‌گیری از فناوری‌های نوآورانه (نظیر افزایش ارتفاع برج، توربین‌های فراساحلی و مواد پیشرفته)، از یک منبع حاشیه‌ای به یکی از ستون‌های اصلی سبد انرژی جهان تبدیل شده است؛ واقعیتی که نصب ۱۱۰ گیگاوات ظرفیت جدید در سال ۲۰۲۴ آن را تأیید می‌کند. در ایران نیز تحقق این توسعه، مستلزم تمرکز استراتژیک بر کانون‌های بادخیز (مانند دالان‌های شرق و شمال غرب) و تقویت زیرساخت‌های اتصال به شبکه انتقال است.

🔌 زنجیره تولید و اجزای عملکردی

- **روتور و پره‌ها:** دریافت انرژی جنبشی باد، ایجاد نیروی لیفت نیروی دینامیکی و تبدیل آن به گشتاور مکانیکی دورانی.
- **شفت و سامانه انتقال قدرت:** انتقال گشتاور روتور به ژنراتور؛
- **ژنراتور:** تبدیل کار مکانیکی دوران شفت به انرژی الکتریکی (عمدتاً از نوع ژنراتورهای القایی دو سو تغذیه DFIG یا سنکرون مغناطیس دائم PMSC).
- **سامانه الکترونیک قدرت و مبدل‌ها (Converter):** تنظیم فرکانس و ولتاژ برق متغیر تولیدی جهت انطباق کامل با استانداردهای شبکه سراسری.
- **سامانه تنظیم گام و جهت‌یابی:** تغییر زاویه پره‌ها برای کنترل بار مکانیکی

و بیشینه‌سازی بازده و چرخش کل محفظه ناسل در جهت وزش باد.

- **ترانسفورماتور و پست انتقال:** افزایش ولتاژ شبکه جمع‌آوری داخلی به سطح ولتاژ خطوط انتقال منطقه‌ای جهت تزریق به شبکه سراسری.

⚡ شاخص‌های عملکرد و راهکارهای ارتقای بهره‌وری

ضریب ظرفیت (Capacity Factor) و هزینه تراز شده برق (LCOE)، مهم‌ترین شاخص‌های فنی و اقتصادی در ارزیابی نیروگاه‌های بادی هستند. در کنار آن‌ها، نرخ در دسترس‌پذیری توربین‌ها، تلفات الکتریکی شبکه جمع‌آوری، میزان محدودشدگی تولید (Curtailment) ناشی از محدودیت شبکه و خطای پیش‌بینی تولید، ابعاد کارایی عملیاتی را تعیین می‌کنند.

مهم‌ترین محوره‌های ارتقای بهره‌وری در سامانه‌های بادی عبارت‌اند از:

- **افزایش ارتفاع برج و قطر روتور:** گسترش سطح جاروب‌شده پره‌ها و دستیابی به جریان‌های باد پرسرعت‌تر و پایدارتر در لایه‌های بالاتر جو.
- **بهینه‌سازی نسبت روتور به توان نامی:** ارتقای ضریب ظرفیت و افزایش ساعات کارکرد مؤثر در بادهای ملایم و متوسط.
- **بهبود نیروی دینامیک و متالورژی پره‌ها:** استفاده از آلیاژهای پلیمری سبک و کربنی جهت کاهش تلفات درگ و خستگی سازه‌ای.
- **مدیریت اثر پس‌باد در مزرعه بادی:** آرایش دقیق توربین‌ها و اعمال کنترل مشارکتی میان واحدها برای کاهش آشفته‌گی باد در ردیف‌های پشتی.
- **پایش وضعیت آنلاین:** به‌کارگیری حسگرهای ارتعاشی و صوتی روی گیربکس و یاتاقان‌ها برای شناسایی زودهنگام عیوب و کاهش زمان توقف.

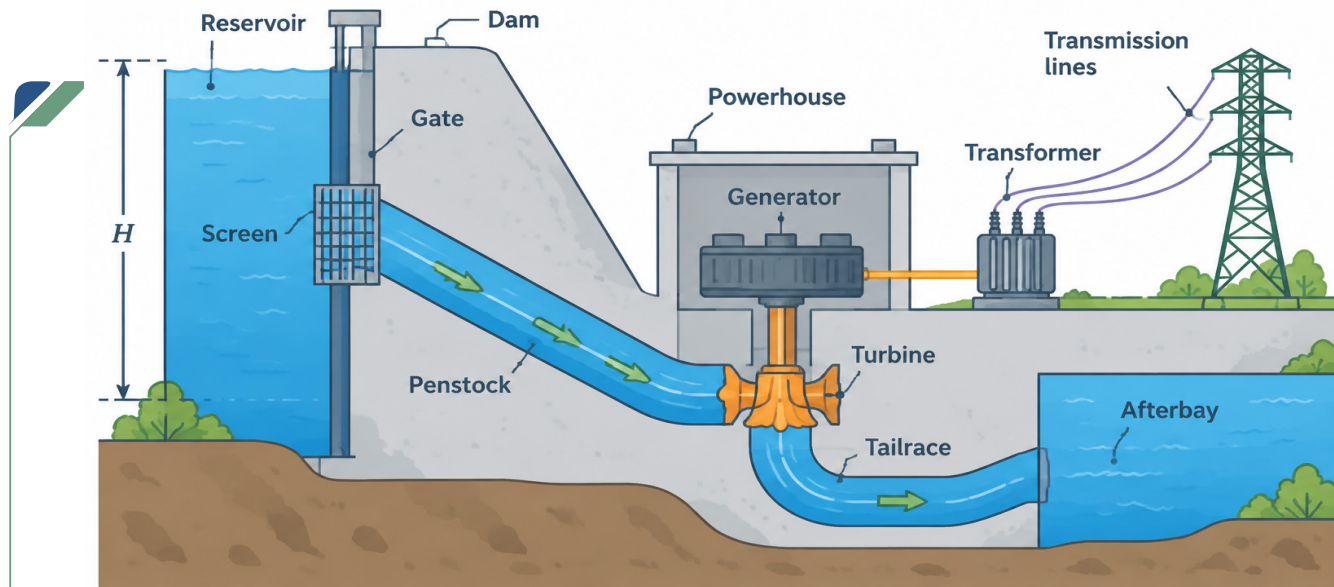
- **تجهیز به سامانه‌های نوین الکترونیک قدرت:** افزایش ظرفیت گذر از خطای ولتاژ (FRT) و ارتقای کیفیت توان تحویلی به شبکه.

⚡ چالش‌ها و چشم‌انداز نیروگاه‌های بادی

- **تغییرپذیری و عدم قطعیت منبع باد:** نوسان ذاتی تولید متأثر از شرایط جوی و دشواری در برنامه‌ریزی دیسپاچینگ بدون ظرفیت ذخیره‌سازی.
- **تنگناهای زیرساخت انتقال و محدودشدگی تولید:** فاصله کانون‌های ممتاز بادخیز از مراکز مصرف و ظرفیت ناکافی خطوط و پست‌های انتقال.
- **هزینه‌های بالای نگهداری:** فرسایش پره‌ها و استهلاک گیربکس در اقلیم‌های کویری (ریزگردها) یا فراساحلی (خوردگی آب دریا و امواج).
- **محدودیت‌های زنجیره تأمین و سرمایه‌گذاری:** سرمایه‌بر بودن تأمین تجهیزات سنگین توربین و دشواری‌های لجستیکی حمل پره‌ها و قطعات.
- **ملاحظات زیست‌محیطی:** آثار صوتی، اثر سایه‌اندازی (Flicker) و ریسک برخورد پرندگان و خفاش‌ها با روتور توربین.

⚡ چشم‌انداز و مسیرهای توسعه

- **مقیاس‌پذیری:** افزایش توان توربین‌های خشکی به بیش از ۶ تا ۸ مگاوات و فراساحلی به فراتر از ۱۵ مگاوات با هدف کاهش LCOE.
- **توسعه مزارع فراساحلی شناور:** بهره‌گیری از آب‌های عمیق دریا با تکیه بر سازه‌های پایدار شناور و مهار چالش‌های جغرافیایی خشکی.
- **هوشمندسازی مزارع با یادگیری ماشین:** بهره‌گیری از مدل‌های پیش‌بینی هواشناسی کوتاه‌مدت، کنترل متمرکز مزارع و پیش‌بینی برخط خرابی‌ها.
- **تلفیق با سامانه‌های ذخیره‌ساز و هیدروژن سبز:** ذخیره‌سازی مازاد برق تولیدی و تولید هیدروژن از برق پاک جهت حذف اثر محدودشدگی تولید.
- **ترکیب با منابع هیبریدی:** هم‌افزایی الگوی تولید شبانه بادی با تولید روزانه خورشیدی به‌منظور بیشینه‌سازی ضریب استفاده از خطوط اتصال شبکه.



نیروگاه برق‌آبی (Hydroelectric power plant)

⚡ شاخص‌های عملکرد و راهکارهای ارتقای بهره‌وری

سنجش کارایی این نیروگاه‌ها بر پایه استاندارد IEC ۶۰۰۴ و شاخص‌هایی نظیر راندمان کل، ضریب آمادگی و توان پاسخ‌دهی به بار استوار است؛

- **بازتوانی هیدرولیکی:** بازطراحی پره‌ها با شبیه‌سازی دینامیک سیالات محاسباتی (CFD) و استفاده از متالورژی مقاوم در برابر کاویتاسیون و سایش.
- **ارتقای سامانه‌های کنترل:** افزایش سرعت پاسخ فرکانسی، پایداری بارگذاری و کاهش نوسانات فشار هیدرولیکی حین تغییر بار.
- **پایش وضعیت آنلاین:** به‌کارگیری حسگرهای ارتعاشی شفت، تحلیل ارتعاشات بدنه و ترموگرافی ژنراتور جهت جلوگیری از حوادث ناخواسته.
- **مدیریت پیشرفته رسوب‌زدایی مخزن:** لایروبی، اجرای مانورهای هیدروبرش رسوبات و بهینه‌سازی حجم مفید سد برای حفظ پایداری هد آب.
- **دیجیتالی‌سازی:** همگام‌سازی زمان‌بندی تولید با پیش‌بینی‌های هواشناسی، منحنی تقاضای مصرف و مدیریت ارزش زمانی آب.
- **چالش‌ها و چشم‌انداز نیروگاه‌های برق‌آبی**
- **آسیب‌پذیری شدید در برابر اقلیم:** کاهش ذخیره مخازن، افت هد مؤثر و عدم تطابق خروجی واقعی با ظرفیت نامی به دلیل افت بارش‌ها.
- **تضاد منافع در مدیریت منابع آب:** چالش اولویت‌بندی مصرف آب میان مصارف شرب، کشاورزی، محیط‌زیست و تولید برق در فصول گرم سال.
- **پیامدهای زیست‌محیطی:** تغییر اکوسیستم رودخانه‌ها، افت ظرفیت مفید مخازن بر اثر ورود رسوب و فرسایش خاک بالادست.
- **سرمایه‌بر بودن و طول دوره ساخت طولانی:** حجم بالای سرمایه‌گذاری اولیه و دوره بازگشت طولانی مدت طرح‌های سدسازی جدید.
- **فرسایش تجهیزات:** استهلاک رانرها و لاینرها در پی بهره‌برداری مکرر در مدهای گذرا جهت تنظیم فرکانس شبکه.

⚡ چشم‌انداز و مسیرهای توسعه

- **گسترش سامانه‌های ذخیره‌ای:** ایجاد ظرفیت‌های ذخیره‌سازی حجیم برای جذب مازاد تولید تجدیدپذیرهای فتوولتائیک و بادی
- **اولویت استراتژیک بازتوانی بر احداث جدید:** مدرن‌سازی توربین‌ها، ژنراتورها و سیستم‌های تحریک در سدهای موجود با هدف افزایش راندمان
- **تلفیق با سامانه‌های خورشیدی شناور:** استقرار پنل‌های خورشیدی بر سطح دریاچه، سدها جهت کاهش تبخیر آب و استفاده از شبکه انتقال موجود.
- **هوشمندسازی هیدرولوژیکی:** بهره‌گیری از یادگیری ماشین و پایش ماهواره‌ای پوشش برف و آورد حوضه برای بهینه‌سازی تخلیه مخازن.
- **به‌کارگیری نیروگاه‌های مقیاس کوچک:** توسعه واحدهای میکرو و مینی‌هیدرو در کانال‌های انتقال آب و رودخانه‌ها با کمترین اثرات زیست‌محیطی.

نیروگاه‌های برق‌آبی از باسابقه‌ترین و استراتژیک‌ترین فناوری‌های تولید برق تجدیدپذیر به شمار می‌روند که با تبدیل انرژی پتانسیل گرانشی و جنبشی آب به کار مکانیکی و سپس الکتریسیته، بدون مصرف مستقیم سوخت فسیلی در دوره بهره‌برداری جریان برق را تولید می‌کنند. مبنای فیزیکی این فرایند بر دو مؤلفه اصلی «ارتفاع مؤثر سقوط آب (هد هیدرولیکی)» و «دبی جریان عبوری» استوار است؛ جایی که آب از تراز بالاتر هدایت شده و رانر توربین را به گردش درمی‌آورد. این فناوری علاوه بر تولید اقتصادی انرژی پاک، به دلیل چابکی عملیاتی، نقشی راهبردی در کنترل فرکانس، پیک‌سایی، بازیابی شبکه و جبران نوسانات منابع تجدیدپذیر ایفا می‌کند. از منظر مهندسی نیز این سامانه‌ها در سه دسته اصلی طبقه‌بندی می‌شوند:

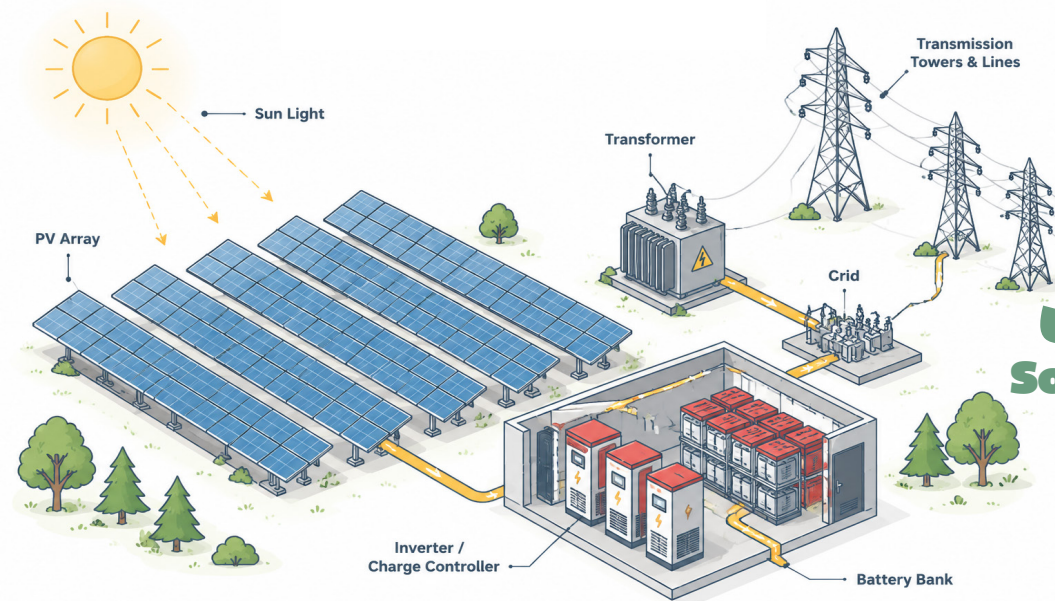
- **نیروگاه‌های مخزنی (سدی):** با ذخیره‌سازی گسترده آب، قابلیت انعطاف حداکثری در زمان‌بندی تولید و مدیریت تقاضا را فراهم می‌سازند.
- **نیروگاه‌های جریانی (Run-of-River):** بدون ایجاد مخزن بزرگ، با انحراف و بهره‌گیری از دبی لحظه‌ای رودخانه با انعطاف عملیاتی کمتر برق تولید می‌کنند.
- **نیروگاه‌های تلمبه‌ذخیره‌ای (Pumped-Storage):** با ایفای نقش «باتری عظیم هیدرولیکی» از طریق پمپ‌آب به مخزن بالادست در ساعات کم‌باری و تولید برق در ساعات پیک، نقشی حیاتی در مدیریت پایداری شبکه ایفا می‌نمایند.

⚡ زنجیره تولید و اجزای عملکردی

- **سد، مخزن و سازه‌های آبگیر:** ایجاد اختلاف ارتفاع تراز هیدرولیکی، ذخیره‌سازی آب و هدایت جریان با عبور از آشغال‌گیرها.
- **مسیرهای انتقال آب و لوله تحت فشار (Penstock):** انتقال جریان پرفشار آب از مخزن به سمت محفظه حلزونی توربین با کمترین افت اصطکاکی.
- **توربین هیدرولیکی:** تنظیم دبی و زاویه برخورد آب به رانر از طریق ویکت‌گیت‌ها، جذب انرژی هیدرولیکی و تبدیل آن به گشتاور مکانیکی شفت.
- **شفت و ژنراتور سنکرون:** تبدیل مستقیم کار مکانیکی رانر به انرژی الکتریکی متناوب در سرعت‌های دورانی منطبق بر فرکانس شبکه.
- **سامانه گاورنر و الکترونیک قدرت:** کنترل دقیق دبی آب برای تنظیم لحظه‌ای توان خروجی و حفظ فرکانس، به همراه سامانه‌های تحریک و حفاظت.
- **پست انتقال:** افزایش ولتاژ از طریق ترانسفورماتورهای قدرت جهت تزریق به شبکه، در کنار مدارهای خنک‌کاری، روغن‌کاری، آب‌بندی و دررفت‌تیوب.



نیروگاه خورشیدی (Solar power plant)



نیروگاه‌های خورشیدی پرشتاب‌ترین بخش از روند گذار به انرژی‌های کم‌کربن در جهان به شمار می‌روند که انرژی فوتون‌های تابشی خورشید را بدون نیاز به احتراق، مصرف سوخت فسیلی و تولید هرگونه آلاینده در دوره بهره‌برداری، مستقیماً به جریان الکتریسیته تبدیل می‌کنند. فراوانی این منبع تجدیدپذیر، پایداری جریان تابش در مقیاس‌های کلان جغرافیایی و مازولار بودن تجهیزات، توسعه این فناوری را در بازه‌ای گسترده، از سامانه‌های کوچک‌مقیاس و ریزشبکه‌های توزیع‌شده صنعتی تا مزارع خورشیدی مقیاس‌بزرگ، امکان‌پذیر ساخته است.

سیر تحول تاریخی این صنعت از کشف اثر فتوولتائیک توسط ادموند بکرل در سال ۱۸۳۹ و ساخت نخستین سلول سیلیکونی در آزمایشگاه‌های بل (۱۹۵۴)، تا ورود به تولید انبوه صنعتی در دهه اخیر، همواره بر محور ارتقای بازده نیمه‌هادی‌ها و کاهش بهای تمام‌شده تجهیزات استوار بوده است. اگرچه تبدیل انرژی خورشیدی به دو روش عمده «فتوولتائیک» (PV) و «حرارتی متمرکز» (CSP) بر پایه چرخه ترمودینامیکی بخار انجام می‌گیرد، اما به دلیل سرعت احداث، انعطاف‌پذیری در مقیاس و کاهش چشمگیر هزینه‌های ساخت، سامانه‌های فتوولتائیک بیش از ۹۵ درصد از سهم بازار جهانی را به خود اختصاص داده‌اند.

امروزه چین با کنترل زنجیره ارزش از فراوری پلی‌سیلیکون تا ساخت ویفر، سلول و ماژول، پیش‌تاز عرضه تجهیزات در بازارهای بین‌المللی است. توسعه این سامانه‌ها از مزارع زمینی فراتر رفته و به حوزه‌هایی چون نیروگاه‌های خورشیدی شناور بر سطح دریاچه‌ها و سدها، سامانه‌های تلفیقی کشاورزی – خورشیدی و نیروگاه‌های متصل به سیستم‌های ذخیره‌ساز باتری گسترش یافته است.

⚡ زنجیره تولید و اجزای عملکردی

سلول‌ها و ماژول‌های فتوولتائیک: جذب فوتون‌های نور، تحریک الکترون‌ها در پیوندگاه نیمه‌هادی و تولید جریان الکتریسیته مستقیم (DC).

آرایه‌های نگهدارنده: سازه‌های فلزی ثابت با زاویه شیب بهینه یا ردیاب‌های خورشیدی تک‌محوره/دوم‌محوره جهت چرخش همگام با زاویه تابش خورشید و افزایش دریافت پرتوهای عمودی.

جعبه‌های تجمیع جریان: تجمیع توان استرینگ‌های موازی، مجهز به فیوزها، دیودهای مسدودکننده و ادوات حفاظت در برابر صاعقه و اضافه‌ولتاژ.

اینورترهای خورشیدی: تبدیل جریان مستقیم به جریان متناوب سینوسی

متقارن، ردیابی نقطه حداکثر توان و همگام‌سازی فرکانس و فاز با شبکه

● **سامانه ذخیره‌ساز انرژی مبتنی بر باتری:** ذخیره مازاد تولید در ساعات اوج تابش روزانه و بازتوزیع توان به شبکه در ساعات پیک شبانه

● **ترانسفورماتور و پست اختصاصی افزایش ولتاژ:** بالا بردن سطح ولتاژ از سطوح فشار متوسط به فشار قوی خطوط انتقال منطقه‌ای

● **سامانه پایش داده و هواشناسی برخط:** سنشج مستمر پارامترهایی نظیر تشعشع افقی و مایل، دمای سلول، سرعت باد و ثبت راندمان اینورترها.

میزان تولید نیروگاه‌های خورشیدی متأثر از شدت تابش و تلفات حرارتی است؛ عواملی نظیر افزایش دمای ماژول، سایه‌اندازی، غبار و عدم تطابق الکتریکی، بازدهی سیستم را به شدت کاهش می‌دهند. ازاین‌رو، طراحی دقیق جانمایی و زوایای استقرار برای پیشگیری از افت توان و بهینه‌سازی تولید، نقشی کلیدی دارد.

⚡ شاخص‌های عملکرد و راهکارهای ارتقای بهره‌وری

ارزیابی عملکرد نیروگاه‌های خورشیدی بر شاخص «ضریب عملکرد» استوار است که نسبت انرژی واقعی تحویل‌شده به شبکه را در مقایسه با انرژی تئوریک قابل‌استحصال در شرایط استاندارد می‌سنجد. در کنار PR، شاخص‌های ضریب ظرفیت (CF)، نرخ تنزل سالانه توان ماژول، نرخ دسترسی اینورترها و بهای تراز شده انرژی (LCOE) ابعاد کلیدی توجیه مالی و فنی پروژه را مشخص می‌سازند.

● **گذار به فناوری‌های پیشرفته سلول:** بهره‌گیری تجاری از سلول‌های نوع N با فناوری‌هایی با راندمان تجاری فراتر از ۲۴ تا ۲۵ درصد و ضریب دمایی پایین‌تر در اقلیم‌های گرم.

● **توسعه فناوری سلول‌های تاندم:** لایه‌نشانی پروسکایت بر بستر سیلیکون برای جذب طیف وسیع‌تری از امواج خورشیدی و دستیابی به راندمان‌های آزمایشگاهی فراتر از ۳۰ درصد.

● **به‌کارگیری ماژول‌های دو طرفه:** جذب بازتاب نور از سطح زمین از طریق بخش پشتی ماژول که تولید انرژی را بسته به نوع پوشش زمین بین ۱۰ تا ۲۵ درصد افزایش می‌دهد.

● **استقرار ردیاب‌های خورشیدی هوشمند:** تلفیق ردیاب‌ها با الگوریتم‌های هوش مصنوعی و مهار پدیده پس‌تابش در زمین‌های ناهموار جهت به حداکثر رساندن دریافت پرتوها در ساعات آغازین و پایانی روز.

● **هوشمندسازی بهره‌برداری:** استفاده از پهپاد‌های مجهز به دوربین‌های فرسرخ جهت شناسایی نقاط داغ، ترک‌های میکروسکوپی و خرابی سلول‌ها.

● **سامانه‌های تمیزکاری خودکار:** به‌کارگیری روبات‌های خشک‌شوی بدون مصرف آب در مزارع کویری برای به حداقل رساندن تلفات آلودگی سطحی

● **تجهیز اینورترها به اینورترهای شکل‌دهنده شبکه:** ایجاد اینرسی مصنوعی، کنترل دینامیکی توان اکتیو/راکتیو و پشتیبانی از پایداری ولتاژ

⚡ چالش‌ها و چشم‌انداز نیروگاه‌های خورشیدی

مهم‌ترین چالش‌ها و محدودیت‌ها

● **تغییرپذیری ذاتی:** وابستگی مستقیم به چرخه روز و شب و پوشش ابرها و چالش مدیریت تعادل بار و فرکانس شبکه را در ساعات غروب آفتاب

● **تلفات حرارتی در مناطق با تابش شدید:** افت راندمان فتوولتائیک با افزایش دمای بدنه پنل (حدود ۰٫۳ تا ۰٫۴ درصد افت راندمان به‌ازای هر درجه افزایش دما بیش از ۲۵ درجه سانتی‌گراد) در مناطق گرمسیری و کویری.

● **پدیده کدرشدگی و غبارنشینی:** افت شدید راندمان ناشی از نشست ریزگردها در مناطق بادخیز و خشک و نیاز مداوم به برنامه‌های نگهداری

● **تنگناهای ظرفیت خطوط انتقال و پست‌ها:** محدودیت شبکه در پذیرش ظرفیت‌های جدید خورشیدی در مناطق دوردست

● **چالش‌های زیست‌محیطی:** حجم فزاینده ماژول‌های مستعمل در پایان دوره عمر مفید ۲۵ تا ۳۰ ساله و ضرورت توسعه زنجیره صنعتی بازیافت

چشم‌انداز و مسیرهای توسعه:

● **همگرایی فتوولتائیک با سامانه‌های ذخیره‌سازی در مقیاس شبکه (PV + BESS):** تبدیل نیروگاه‌های خورشیدی از منابع متغیر به واحدهای با قابلیت بارگیری پیوسته، دیسپاچ‌پذیر و قابل برنامه‌ریزی برای ساعات اوج مصرف.

● **هیبریدسازی:** اشتراک‌گذاری پست‌ها و خطوط انتقال و مدیریت ترکیبی تولید روزانه خورشیدی با انعطاف‌پذیری واحدهای برق‌آبی و سیکل ترکیبی.

● **تولید هیدروژن سبز:** اتصال مستقیم مزارع فتوولتائیک مقیاس بزرگ به الکترولیزهای آب جهت ذخیره فصلی انرژی و کربن‌زدایی از صنایع سنگین.

● **توسعه نیروگاه‌های پراکنده:** استقرار پنل‌ها در محل مصرف برای کاهش تلفات انتقال و توزیع و تقویت تاب‌آوری صنایع در برابر قطعی‌های برق.

● **دیجیتالی‌سازی:** کاربرد یادگیری عمیق در تحلیل تصاویر ماهواره‌ای و تخمین تابش لحظه‌ای برای ارائه دقیق برنامه‌های عرضه

⚡ تاریخچه و روند توسعه انرژی خورشیدی در ایران

بهره‌برداری از انرژی خورشیدی در ایران در دهه ۱۳۷۰ با طرح‌های محدود و تحقیقاتی آغاز شد. با تأسیس سازمان انرژی‌های نو ایران (سنا) در سال ۱۳۷۸، سیاست‌گذاری این حوزه انسجام یافت و پس از تصویب قراردادهای بلندمدت خرید تضمینی برق (PPA) در سال ۱۳۹۴، مسیر ورود سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و گذار از پروژه‌های آزمایشی به طرح‌های تجاری هموار شد.

اگرچه در ابتدا وابستگی به واردات و هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری سرعت پیشرفت را مهار می‌کرد، اما افت چشمگیر قیمت جهانی پنل‌ها در کنار ارتقای دانش مهندسی و اجرایی در داخل کشور، زمینه جهش از طرح‌های کوچک‌مقیاس به مزارع خورشیدی مگاواتی را فراهم ساخت.

ایران با برخورداری از میانگین بیش از ۳۰۰ روز آفتابی در سال، به‌ویژه در استان‌های مرکزی و جنوبی نظیر یزد، فارس و کرمان، مزیتی کم‌نظیر در حوزه تابش دارد. بااین‌حال، توسعه بهینه این مزارع علاوه بر پتانسیل تابش، به مهار چالش‌هایی چون تلفات حرارتی، گردوغبار و ارتقای ظرفیت خطوط انتقال و پست‌های شبکه وابسته است.

باوجود این ظرفیت طبیعی، سهم برق خورشیدی در سبد تولید کشور همچنان با استانداردهای جهانی فاصله دارد. تحقق کامل مزارع مقیاس بزرگ، مستلزم ثبات در سازوکارهای مالی و تسویه مطالبات، توسعه ظرفیت پذیرش شبکه سراسری و تسهیل تأمین فناوری‌های نوین است تا این منبع تجدیدپذیر نقش تعیین‌کننده خود را در جریان نانواری برق کشور ایفا کند.





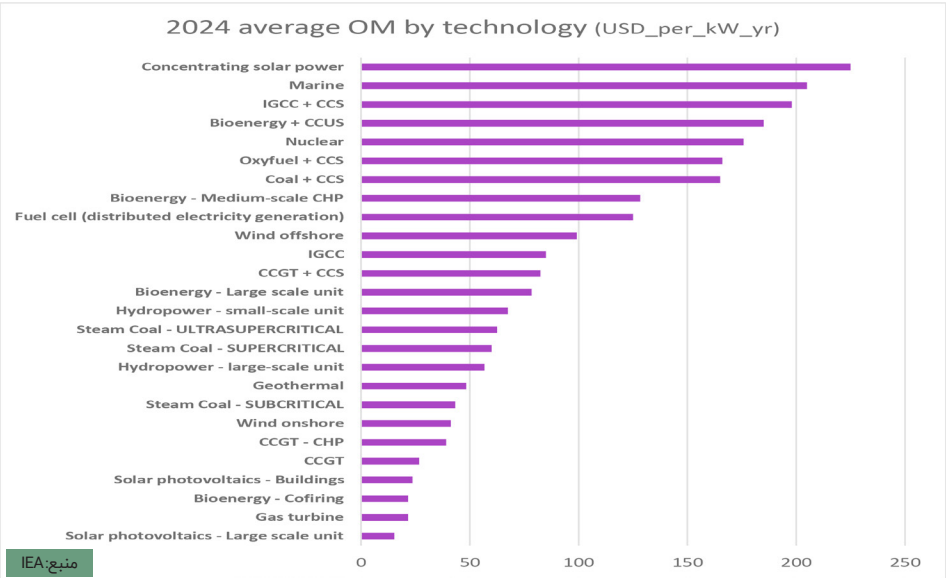
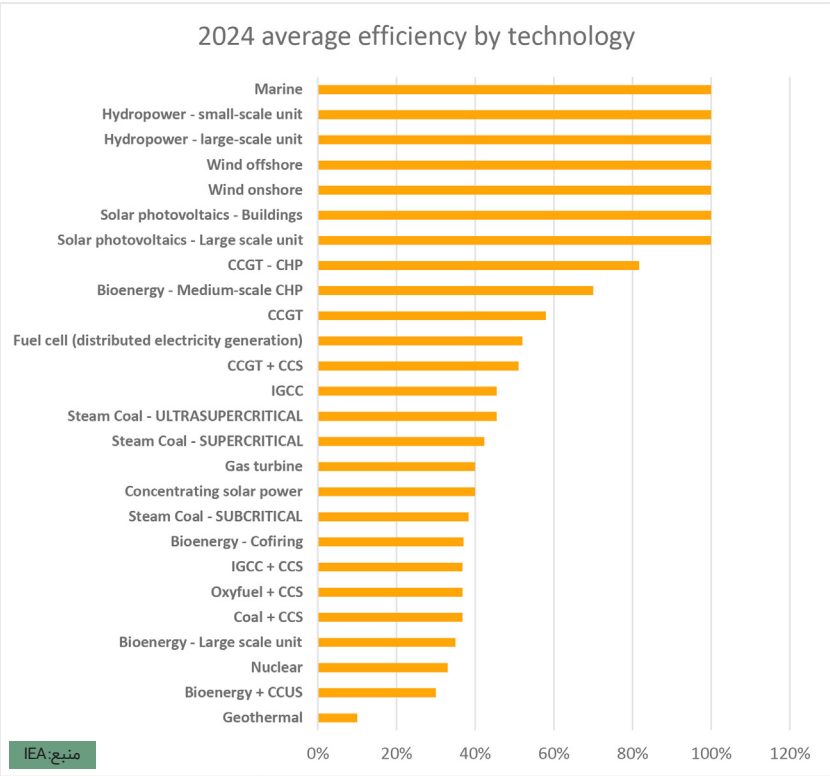
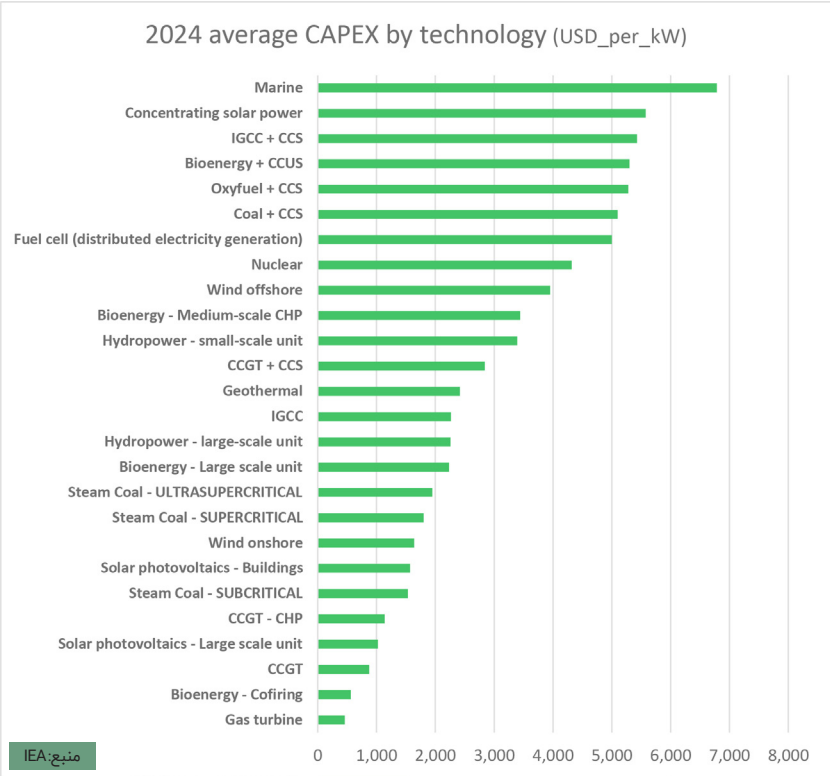
تحلیل تطبیقی و اقتصادی فناوری‌های تولید برق

امروزه انتخاب فناوری تولید برق، فراتر از یک تصمیم فنی، انتخابی راهبردی در اقتصاد پروژه‌هاست؛ چرا که تفاوت در شاخص‌های کلیدی نظیر هزینه‌های سرمایه‌گذاری (CAPEX)، راندمان و ضریب ظرفیت، جذابیت اقتصادی هر فناوری را بر اساس شرایط زیرساختی مناطق مختلف (اتحادیه اروپا، آمریکا، چین، روسیه، ژاپن و خاورمیانه) متمایز می‌کند. این بررسی بر پایه داده‌های سال ۲۰۲۴ استوار است. در این تحلیل، هزینه‌های سرمایه‌گذاری با معیار «دلار بر کیلووات» و هزینه‌های نگهداری با معیار «دلار بر کیلووات در سال» محاسبه شده‌اند. همچنین برای سنجش عملکرد فنی – اقتصادی، «راندمان تولید» برای منابع حرارتی و هسته‌ای، و «ضریب ظرفیت» برای منابع تجدیدپذیر به عنوان شاخص‌های اصلی ارزیابی لحاظ شده‌اند.

⚡ شکاف قابل‌توجه در هزینه سرمایه‌گذاری فناوری‌های حرارتی

بررسی فناوری‌های حرارتی نشان می‌دهد که نیروگاه‌های گازی ساده با متوسط CAPEX حدود ۴۵۸ دلار به‌ازای هر کیلووات و راندمان ۴۰ درصد، کمترین هزینه احداث را دارند؛ درحالی‌که نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با CAPEX متوسط ۸۷۷ دلار بر کیلووات و راندمان ۵۸ درصد، به دلیل راندمان بالاتر گزینه‌ای بهینه‌تر برای پروژه‌های با ساعات کارکرد بالا به شمار می‌روند. در بخش زغال‌سنگ نیز ارتقای سطح فناوری و دستیابی به راندمان بیش از ۴۵ درصد (در مقایسه با راندمان ۳۸ درصدی نیروگاه‌های زیربحرانی)، مستلزم افزایش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه از ۱,۸۰۰ دلار بر کیلووات در واحدهای فوق‌بحرانی و ۱,۹۵۰ دلار در واحدهای فوق‌فوق‌بحرانی به ۲,۲۶۷ دلار در فناوری IGCC است؛ امری که ضرورت ارزیابی اقتصادی بر مبنای هزینه کل چرخه عمر پروژه را به جای تمرکز صرف بر هزینه احداث اثبات می‌کند.

در مقابل، فناوری‌های مجهز به جذب کربن (CCUS) به‌واسطه الزامات زیست‌محیطی بالاترین سطوح هزینه‌ای را به خود اختصاص داده‌اند، به‌طوری‌که متوسط CAPEX برای واحدهای CCGT مجهز به CCS حدود ۲,۸۴۲ دلار، برای زغال‌سنگ مجهز به CCS حدود ۵,۱۰۰ دلار و برای IGCC مجهز به CCS به ۵,۴۳۰ دلار بر کیلووات می‌رسد. همچنین این تجهیزات هزینه‌های سالانه بهره‌برداری و نگهداری (O&M) بسیار سنگینی دارند که از ۸۳ دلار بر کیلووات در CCGT+CCS تا ۱۹۸ دلار در IGCC+CCS متغیر است؛ ازاین‌رو توجیه‌پذیری این طرح‌ها در گرو سیاست‌های قیمت‌گذاری کربن، مشوق‌های دولتی و ارزش اقتصادی کاهش انتشار است و در غیاب این سیاست‌ها، سرمایه‌گذاری اولیه سنگین مانع اصلی توسعه آن‌ها خواهد بود. در بخش تجدیدپذیرها، ساختار هزینه‌ای متفاوتی



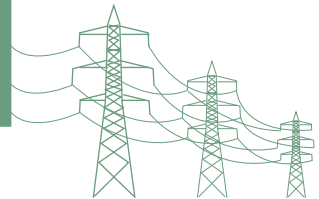
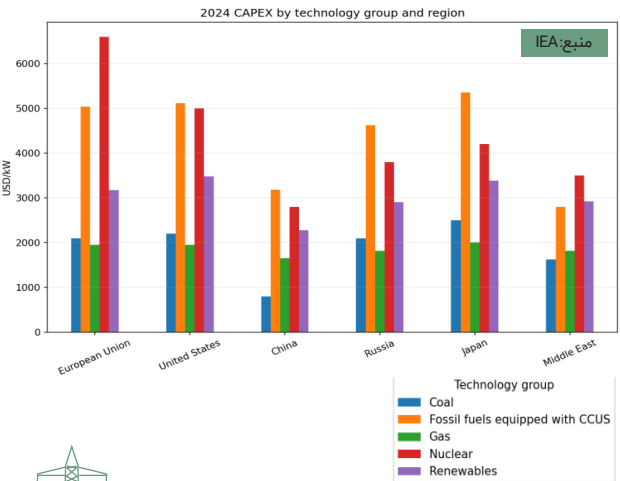
فناوری	Capex ((USD/KW	O&M (USD/KWY)	Capacity Factor
Solar PV - Large Scale	۱۰۲۵	۱۵	٪۱۶.۲
Solar PV - Buildings	۱۵۷۰	۲۵	٪۱۲.۸
Wind Onshore	۱۶۳۸	۴۱	٪۲۹.۵
Hydropower Large	۲۲۵۸	۵۷	٪۳۱.۷
Geothermal	۲۴۱۷	۴۸	٪۶۷.۵
Wind Offshore	۳۹۵۳	۹۹	٪۳۹.۰

مشاهده می‌شود. نیروگاه‌های خورشیدی مقیاس بزرگ با متوسط CAPEX حدود ۱,۰۲۵ دلار به‌ازای هر کیلووات در میان گزینه‌های رقابتی قرار دارند، درحالی‌که O&M آنها تنها حدود ۱۵ دلار به‌ازای هر کیلووات در سال است. این ویژگی باعث می‌شود خورشیدی مقیاس بزرگ، به‌ویژه در مناطقی با تابش مناسب، از منظر هزینه‌های جاری جذاب باشد. در مقابل، هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های بادی فراساحلی حدود ۳,۹۵۳ دلار و نیروگاه‌های خورشیدی حرارتی متمرکز (CSP) حدود ۵,۵۷۵ دلار به‌ازای هر کیلووات است. هزینه O&M آنها نیز به‌ترتیب حدود ۹۹ و ۲۲۵ دلار است؛ بنابراین، اگرچه این فناوری‌ها می‌توانند مزایای فنی یا عملیاتی خاصی داشته باشند، سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های جاری بالاتر، حساسیت آنها را به شرایط تأمین مالی افزایش می‌دهد.

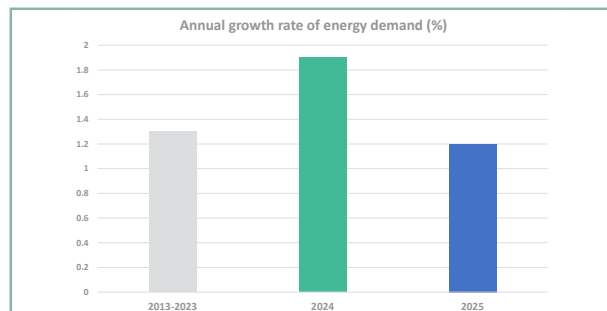
در ارزیابی تجدیدپذیرها، ضریب ظرفیت اهمیت ویژه‌ای دارد. متوسط ضریب ظرفیت خورشیدی مقیاس بزرگ در مناطق مورد بررسی حدود ۱۶ درصد و برای باد خشکی حدود ۳۰ درصد است. در مقابل، زمین‌گرایی با ضریب ظرفیت حدود ۶۸ درصد عملکرد متفاوتی دارد. به همین دلیل، مقایسه پروژه‌های تجدیدپذیر تنها بر مبنای CAPEX به‌ازای هر کیلووات می‌تواند گمراه‌کننده باشد؛ زیرا مقدار برق واقعی تولیدشده در طول سال نیز باید در محاسبات اقتصادی لحاظ شود.

⚡ خاورمیانه؛ مزیت هزینه‌ای خورشیدی در کنار گاز

نتایج مربوط به خاورمیانه از منظر سرمایه‌گذاری اهمیت ویژه‌ای دارد. در این منطقه، CAPEX توربین گازی حدود ۴۵۰ دلار و CAPEX سیکل ترکیبی حدود ۸۰۰ دلار به‌ازای هر کیلووات برآورد شده است. این ارقام، در کنار دسترسی



بازار جهانی برق؛ شتاب تقاضا و پیشتازی منابع کم‌کربن در سال ۲۰۲۵



منبع: IEA

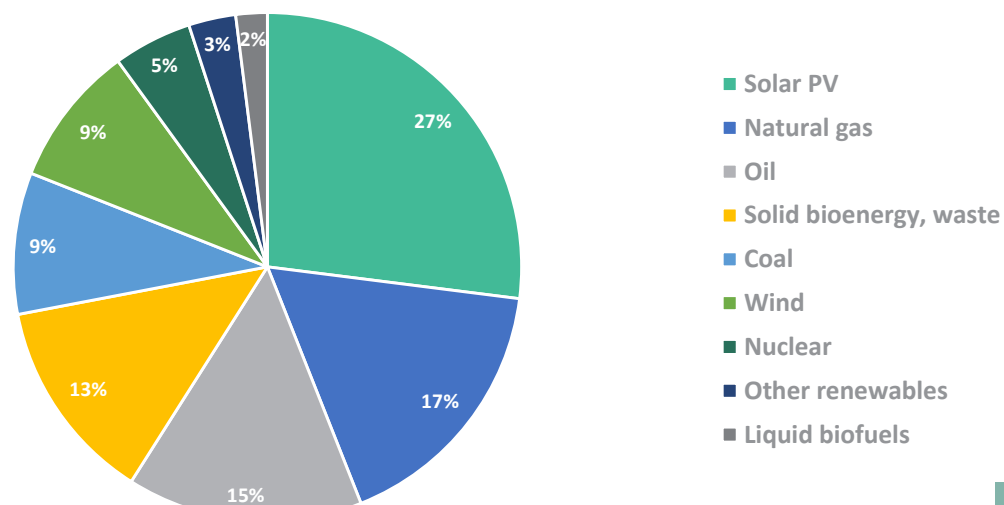
در سال ۲۰۲۵ ظرفیت سالانه اضافه‌شده به شبکه تجدیدپذیرهای جهان با ثبت رکوردی بی‌سابقه به مرز ۸۰۰ گیگاوات رسید و انرژی خورشیدی با تصاحب سهمی ۷۵ درصدی، محور اصلی این جهش تاریخی بود. هم‌زمان، فناوری ذخیره‌سازهای باتری با افزوده شدن نزدیک به ۱۱۰ گیگاوات ظرفیت جدید و رشد سالانه ۴۰ درصدی، جایگاه سریع‌ترین فناوری در حال گسترش را تثبیت کرد و حتی از اوج تاریخی رکوردهای توسعه گاز طبیعی نیز فراتر رفت. این روند در کنار آغاز عملیات اجرایی بیش از ۱۲ گیگاوات نیروگاه هسته‌ای، رشد انتشار دی‌اکسیدکربن در بخش انرژی را به ۰.۴ درصد مهار کرد؛ به‌طوری‌که برآوردها نشان می‌دهد توسعه انرژی‌های کم‌کربن از سال ۲۰۱۹ تاکنون، مانع مصرف سالانه ۳۵ اگزاژول سوخت فسیلی و انتشار ۳ میلیارد تن آلاینده در سال ۲۰۲۵ شده است.

در سطح منطقه‌ای، نقشه مصرف انرژی جهان شاهد واگرایی‌های معناداری بود. چین باوجود حفظ سهم نخست در رشد جهانی تقاضا، با افتی

تحولات بخش انرژی در سال ۲۰۲۵ مهر تأییدی بر ورود جهان به «عصر الکتریسیته» زد؛ عصری که در آن تقاضای جهانی برق با رشدی نزدیک به ۳ درصد، سرعتی بیش از دو برابر رشد کل تقاضای انرژی (۱.۳ درصد) ثبت کرد. هرچند تعدیل رشد اقتصاد جهانی به ۳.۱ درصد و افت نسبی نیاز به سرمایه‌گذاری در برخی مناطق، شتاب کلی مصرف انرژی را مهار کرد، اما مصارف نهایی در بخش‌های صنعتی، ساختمانی و رشد سریع نیازهای زیرساختی نوظهور نظیر مراکز داده، هوش مصنوعی و ناوگان خودروهای برقی که با فروش بیش از ۲۰ میلیون دستگاه، یک چهارم بازار خودرو را تصاحب کردند، تقاضای برق را در سطحی فراتر از میانگین بلندمدت نگاه داشت. ترکیب منابع تولید برق در این سال دستخوش دگرگونی‌های تاریخی شد. منابع پاک و تجدیدپذیر بیش از کل رشد عرضه برق جهان را پوشش دادند که در این میان، انرژی خورشیدی با ثبت جهش بی‌سابقه ۶۰۰ تراوات‌ساعتی، حدود ۷۰ درصد از کل افزایش تولید برق جهان را به خود اختصاص داد. این شتاب خیره‌کننده سبب شد مجموع تولید برق تجدیدپذیر جهان به سطح تولید نیروگاه‌های زغال‌سنگی برسد و در اتحادیه اروپا نیز سهم باد و خورشید با عبور از مرز ۳۰ درصد، برای نخستین بار از مجموع سوخت‌های فسیلی پیشی بگیرد.

در سوی دیگر بازار، سوخت‌های فسیلی رفتاری ناهمگن نشان دادند؛ رشد تقاضای زغال‌سنگ با ثبات نسبی در چین و افت مصرف در هند به ۰.۴ درصد محدود شد، درحالی‌که تقاضای گاز طبیعی با حمایتی مقطعی از جانب سرمای زمستانه غرب و رشد مصارف خاورمیانه، افزایش ۱ درصدی را تجربه کرد. در کنار تداوم رشد تولید برق هسته‌ای، ساختار تولید انرژی جهان با محوریت منابع خورشیدی، بادی و هسته‌ای در حال گذار پرشتابی است که زمینه را برای تحکیم برتری منابع تجدیدپذیر در افق ۲۰۳۰ و کاهش تدریجی سهم سوخت‌های آلاینده در ماتریس تولید برق بین‌المللی هموار می‌سازد.

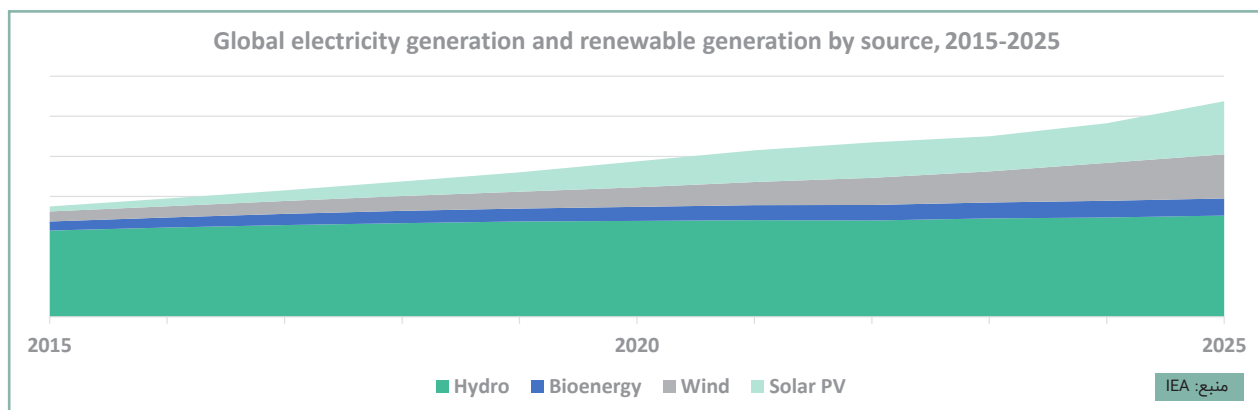
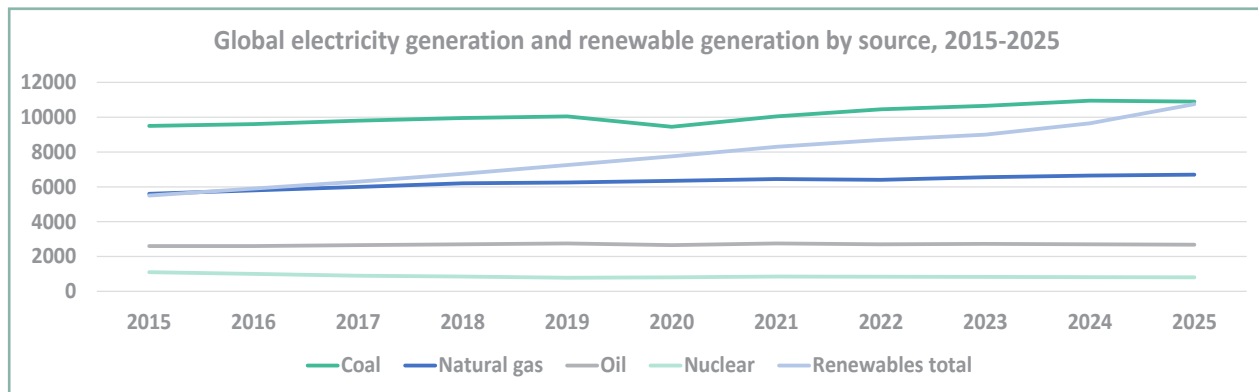
Growth in energy demand by source, 2025(%)



منبع: IEA

بازار برق جهان





برای نخستین بار با کل تولید برق زغال‌سنگی جهان برابری می‌کند. پیشران مطلق این جهش تاریخی، انرژی خورشیدی فتوولتائیک بود که با ثبت افزایش بی‌سابقه ۶۰۰ تراوات‌ساعتی، مجموع تولید خود را به مرز ۲۷۰۰ تراوات‌ساعت رساند و بیش از ۸ درصد از برق جهان را پوشش داد. این انبساط خورشیدی پدیده‌ای فراگیر بود و علاوه بر تمرکز بیش از نیمی از آن در چین، در بازارهایی چون آمریکا، هند و خاورمیانه نیز رشد‌های بالای ۲۰ درصد را تجربه کرد. در کنار آن، برق بادی رشدی ۸ درصدی داشت و تولید برق هسته‌ای نیز با رشد ۱.۲ درصدی، تحت‌تأثیر راه‌اندازی مجدد راکتورها در ژاپن، ضریب عملکرد بالای نیروگاه‌های فرانسه و ورود واحدهای جدید به مدار، به رکورد تاریخی تازه‌ای دست یافت.

در سوی مقابل، مجموع تولید برق از سوخت‌های فسیلی رو به کاهش نهاد؛ چراکه رشد محدود ۰.۵ درصدی نیروگاه‌های گازسوز و افت ۱.۵ درصدی تولید برق از نفت نتوانست انقباض زغال‌سنگ را جبران کند. تولید جهانی برق از زغال‌سنگ حدود ۰.۵ درصد کاهش یافت که نخستین افت خارج از دوره‌های بحران بزرگ از سال ۲۰۱۵ تاکنون به شمار می‌رود. این دگرگونی تا حد زیادی حاصل رخدادی کم‌سابقه در پنج دهه اخیر بود؛ جایی که چین و هند به‌طور هم‌زمان کاهش مصرف زغال‌سنگ را تجربه کردند؛ در چین رشد برق خورشیدی و هسته‌ای سهم زغال‌سنگ را به ۵۵ درصد رساند و در هند توسعه تجدیدپذیرها همراه با باران‌های موسمی سهم آن را تا ۷۱ درصد پایین آورد.

اگرچه زغال‌سنگ با سهم ۳۴ درصدی و گاز طبیعی با سهم ۲۱ درصدی همچنان بزرگ‌ترین پایه‌های تولید برق جهان باقی ماندند و استثنائاتی نظیر آمریکا (به دلیل افزایش بهای گاز و تغییر سوخت به سمت زغال‌سنگ) و اروپا (به دلیل نیاز حرارتی و ضعف باد) رخ داد، اما تحولات ساختاری چشمگیری رقم خورد؛ به‌طوری‌که سهم زغال‌سنگ در اتحادیه اروپا به زیر ۱۰ درصد رسید، بریتانیا آخرین نیروگاه زغال‌سنگی خود را تعطیل کرد و در مجموع اقتصادهای پیشرفته، ترکیب تجدیدپذیرها (۳۶ درصد) و هسته‌ای بیش از نیمی از کل برق مصرفی را تأمین ساخت.

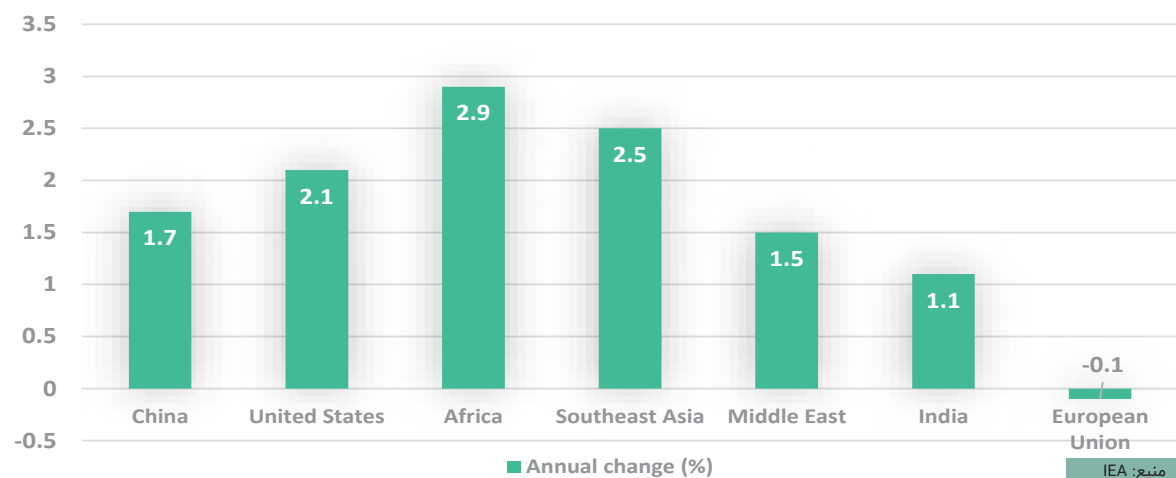
برقی رشدی فراتر از ۳۸ درصد را در این بخش رقم زد و سهم آن از افزایش سالانه مصرف جهان را به بیش از ۱۰ درصد رساند. در سوی دیگر، اگرچه مراکز داده و زیرساخت‌های هوش مصنوعی با افزایش سالانه ۱۷ درصدی (معادل ۷۰ تراوات‌ساعت) همچنان سهم محدودی از کل سبد تقاضای جهان دارند، اما به یکی از بازیگران اثرگذار در تحولات منطقه‌ای تبدیل شده‌اند.

از منظر جغرافیایی، اقتصادهای نوظهور و درحال‌توسعه نزدیک به ۸۰ درصد از رشد تقاضای جهانی برق را هدایت کردند. چین با رساندن مصرف سالانه خود به بیش از ۹۵۰۰ تراوات‌ساعت، به‌تنهایی ۵۸ درصد از این افزایش را پوشش داد؛ هرچند تحت‌تأثیر افت سرعت بخش صنعت، نرخ رشد آن به ۵.۱ درصد تعدیل شد. هند و کشورهای جنوب شرق آسیا نیز به دلیل بارش‌های سنگین موسمی و کاهش نیاز به پمپاژ آب و خنک‌سازی، رشد‌های پایین‌تری را ثبت کردند، درحالی‌که خاورمیانه با رشد تقاضای ۴ درصدی در مسیر توسعه پرشتاب باقی ماند.

در میان اقتصادهای پیشرفته، ایالات متحده با اتکا به توسعه سریع مراکز داده که حدود نیمی از افزایش مصرف این کشور را رقم زدند، در کنار مصارف ساختمانی، رشد تقاضای ۲.۱ درصدی را تجربه کرد. در اتحادیه اروپا نیز رشد حدود ۱ درصدی مصرف تحت‌تأثیر نفوذ پمپ‌های حرارتی، خودروهای برقی و نوسانات فصلی دما شکل گرفت. این دگرگونی‌ها در ساختار منطقه‌ای و بخشی نشان می‌دهد که تحول الگوی مصرف، برق‌سازی تدریجی صنایع و نیازهای فناورانه، در حال شکل‌دهی به چشم‌انداز تازه‌ای از بازار پایدار انرژی در دهه پیش رو هستند.

در سمت عرضه، تولید جهانی برق با افزایشی فراتر از ۸۵۰ تراوات‌ساعت همراه شد که در این میان، نرخ رشد منابع کم‌انتشار از کل رشد تقاضای جهانی سبقت گرفت و سهم آن‌ها را به رکورد تاریخی ۴۳ درصد رساند. تولید برق تجدیدپذیر با وجود کاهش خروجی نیروگاه‌های برق‌آبی در اروپا و اوراسیا و وزش بادهای ضعیف‌تر از معمول در غرب، رشدی ۸.۵ درصدی را ثبت کرد و سهم خود را در سبد جهانی به ۳۴ درصد رساند؛ سطحی که

Change in energy demand in selected regions, 2025 (%)



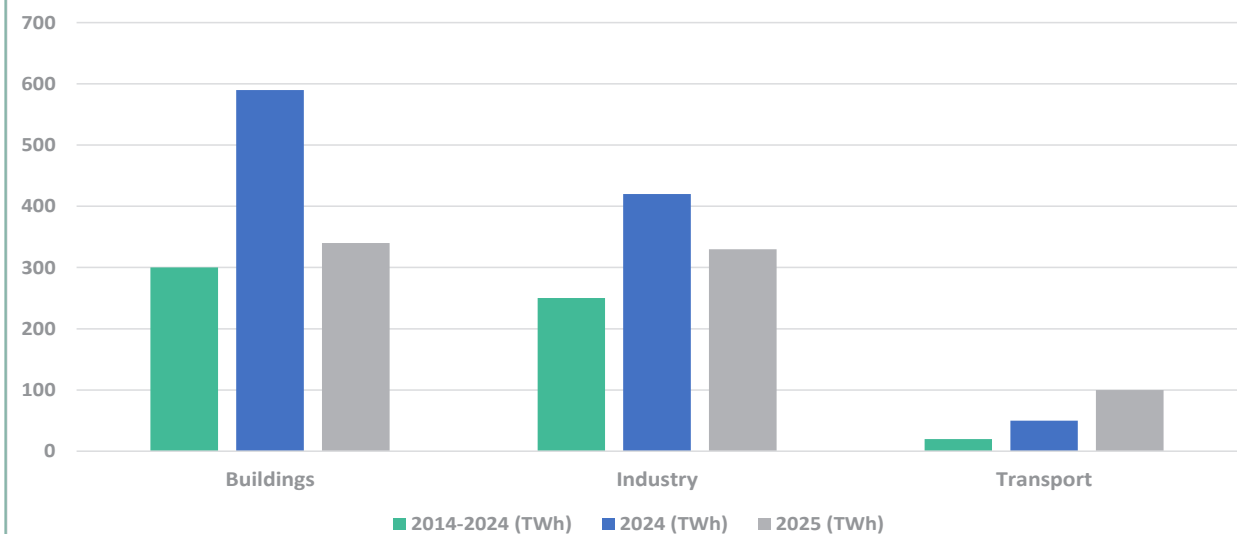
پیشتازی فناوری‌های نوین برق و ذخیره‌سازی، توازن تازه‌ای را در جغرافیای مصرف انرژی رقم زدند.

⚡ موازنه عرضه و تقاضای برق در سال ۲۰۲۵؛

تقاضای جهانی برق در سال ۲۰۲۵ با افزایشی نزدیک به ۳ درصد، معادل حدود ۸۰۰ تراوات‌ساعت، جایگاه خود را به‌عنوان پیشران اصلی نظام انرژی تثبیت کرد. این شتاب که ۲.۳ برابر سریع‌تر از رشد کل تقاضای انرژی جهان بود، هرچند به دلیل معتدل‌تر بودن اقلیم و کاهش نیاز به سرمایه‌ش در مناطقی چون هند و جنوب شرق آسیا نسبت به جهش ۴.۴ درصدی سال ۲۰۲۴ تعدیل شد، اما همچنان بالاتر از میانگین بلندمدت تاریخی باقی ماند. ترکیب رشد مصرف در سطح بخشی، حاکی از غلبه مصارف سنتی در کنار شتاب‌گیری محسوس کانون‌های نوظهور است. بخش ساختمان‌ها با سهمی حدود ۴۵ درصدی، بزرگ‌ترین محرک افزایش مصرف بود که ناشی از نفوذ گسترده لوازم خانگی برقی، پمپ‌های حرارتی و سیستم‌های سرمایشی است. هم‌زمان، روند برق‌سازی حمل‌ونقل و گسترش خودروهای

محسوس شتاب خود را به ۱.۷ درصد رساند که نشان‌دهنده اثربخشی توسعه برق تجدیدپذیر، مهار مصرف زغال‌سنگ و ارتقای شدت مصرف انرژی است؛ روندی که در کنار کاهش سرعت صنایع سنگین، به افت انتشار کربن در این کشور انجامید. هند نیز همراه‌است با این تعدیل، تحت‌تأثیر باران‌های موسمی شدید، افت نیاز به سرمایه‌ش و شتاب‌گیری ظرفیت‌های خورشیدی، رشد تقاضای انرژی خود را به حدود ۱ درصد محدود دید. در سوی مقابل، ایالات متحده با جهش مصرف فراتر از ۲ درصد، دومین رشد پرشتاب خود از سال ۲۰۰۰ را خارج از دوره‌های رونق پسارکود به ثبت رساند و نزدیک به یک چهارم از رشد مصرف انرژی جهان را نمایندگی کرد. این صعود کم‌سابقه عمدتاً از زمستان سخت، رشد صنعتی پایدار، جایگزینی‌های فسیلی و افزایش جهش‌وار تقاضای برق ناشی از گسترش مراکز داده و زیرساخت‌های محاسباتی نشأت می‌گرفت. هم‌زمان در اروپا نیز نوسانات اقلیمی و افت مقطعی تولیدات بادی و برق‌آبی، کشش مصرف گاز در بخش نیروگاهی را افزایش داد. در مجموع، درحالی‌که تقاضا در بیشتر مناطق جهان رو به تعدیل گذاشت، خاورمیانه و آفریقا خلاف جهت حرکت کرده و همگام با

Average annual change in electricity consumption by sector, 2014-2025





چشم‌انداز تقاضای جهانی برق در افق ۲۰۳۰؛ تثبیت «عصر الکتریسیته» و گسست از الگوهای سنتی رشد

برآوردهای آژانس بین‌المللی انرژی حاکی از آن است که جهان با شتابی فزاینده در حال ورود به «عصر الکتریسیته» است؛ دوره‌ای که در آن مصرف جهانی برق نه تنها از رکود تاریخی گذشته فاصله می‌گیرد، بلکه رابطه بنیادین میان رشد اقتصادی و مصرف انرژی را نیز بازتعریف می‌کند.

پس از رشد حدود ۳ درصدی در سال ۲۰۲۵، پیش‌بینی می‌شود تقاضای جهانی با نرخ‌های ۳.۶ درصد در سال ۲۰۲۶ و ۳.۸ درصد در سال ۲۰۲۷ گسترش یابد و در بازه پنج‌ساله ۲۰۲۶ تا ۲۰۳۰ میانگین رشد سالانه ۳.۶ درصدی را تثبیت کند. این روند که ۵۰ درصد سریع‌تر از نرخ رشد دهه گذشته است، سالانه افزون بر ۱,۱۰۰ تراوات‌ساعت به تقاضای جهانی می‌افزاید و حجم مصرف را از ۲۸,۶۰۰ تراوات‌ساعت در سال ۲۰۲۵ به ۳۳,۶۰۰ تراوات‌ساعت در سال ۲۰۳۰ خواهد رساند. در مقیاس کلان، جهان شاهد گسستی تاریخی در الگوی همبستگی سنتی میان تقاضای برق و تولید ناخالص داخلی (GDP) است. طی سه دهه گذشته، شتاب‌گیری محسوس رشد مصرف برق در مقایسه با رشد اقتصاد جهانی، صرفاً به دوره‌های شوک و انقباض‌های شدید اقتصادی (نظیر رکود سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۱، بحران مالی جهانی سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ و پاندمی کرونا در سال ۲۰۲۰) محدود می‌شد. بااین حال، سال ۲۰۲۴ نخستین مقطع غیربحرانی و عادی در سی سال اخیر بود که در آن نرخ رشد تقاضای برق از رشد اقتصاد جهان پیشی گرفت. اگرچه اثرات فصلی و اقلیمی این فاصله را در سال ۲۰۲۵ تا حدی تعدیل کرد، اما شواهد نشان می‌دهد که در سراسر افق پیش‌رو تا سال ۲۰۳۰، مصرف برق همواره سریع‌تر از اقتصاد جهانی و دست‌کم ۲.۵ برابر پرشتاب‌تر از تقاضای کلی انرژی رشد خواهد کرد. براین اساس، سهم برق از کل سبد مصرف نهایی انرژی جهان از ۲۱ درصد در سال ۲۰۲۵ به ۲۴ درصد در سال ۲۰۳۰ ارتقا می‌یابد.

از منظر بخشی، ساختمان‌های مسکونی و تجاری با اختصاص ۴۹ درصد از رشد کل تقاضا، بزرگ‌ترین محرک این گذار به‌شمار می‌روند؛ بخشی که نیمی از افزایش مصرف آن ناشی از گسترش سیستم‌های سرمایشی، پمپ‌های حرارتی و زیرساخت‌های محاسباتی است. بخش حمل‌ونقل نیز تحت‌تأثیر نفوذ سریع خودروهای برقی، بیش از ۱۰ درصد از افزایش تقاضا را رقم خواهد زد، سهمی که دو برابر پنج سال گذشته است. هم‌زمان، شتاب‌گیری صنایع سبک و جهش تقاضای مراکز داده و هوش مصنوعی، ابعاد تازه‌ای به نقشه مصرف جهانی بخشیده‌اند. در جغرافیای مصرف، اقتصادهای نوظهور با هدایت ۸۰ درصد از رشد تقاضا تا پایان دهه، همچنان موتور محرک اصلی باقی می‌مانند؛

● **چین:** باوجود تعدیل نرخ رشد سالانه به ۴.۹ درصد (در مقایسه با میانگین

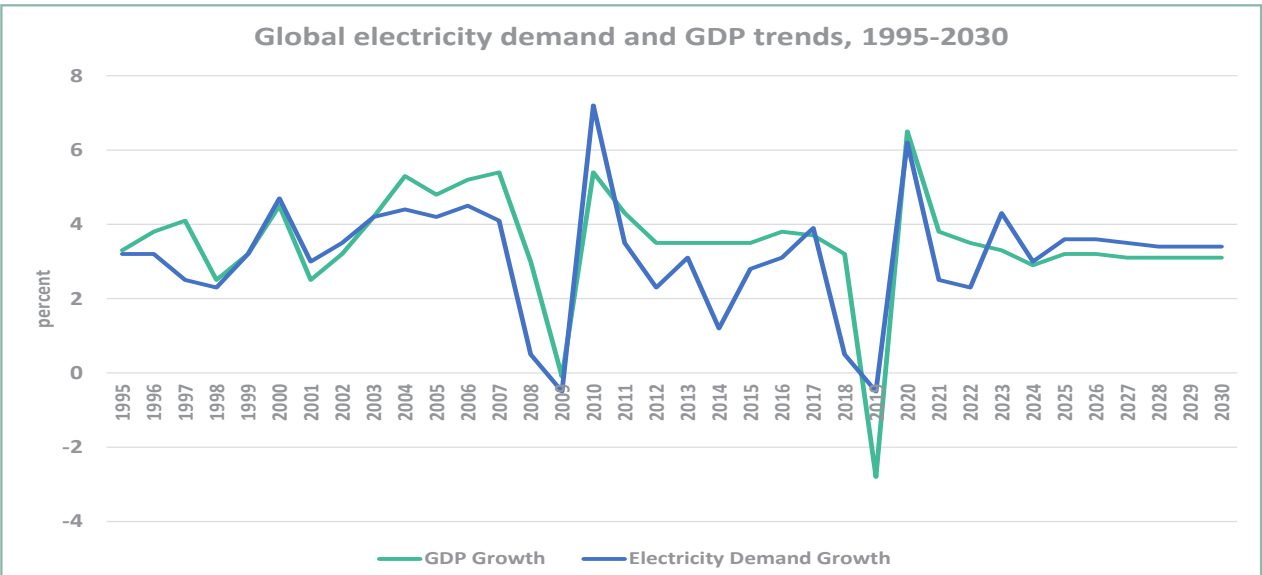
۶.۵ درصدی دهه گذشته)، همچنان به‌تنهایی تأمین‌کننده حدود نیمی از کل افزایش مصرف برق در جهان خواهد بود.

● **هند و جنوب‌شرق آسیا:** پس از افت مقطعی ناشی از بارش‌های موسمی سال ۲۰۲۵، با اتکا به توسعه صنعتی پرشتاب و گسترش فراگیر سیستم‌های سرمایشی و تهویه مطبوع، مجدداً رکوردهای جدیدی در مصرف سالانه و اوج بار شبکه ثبت خواهند کرد.

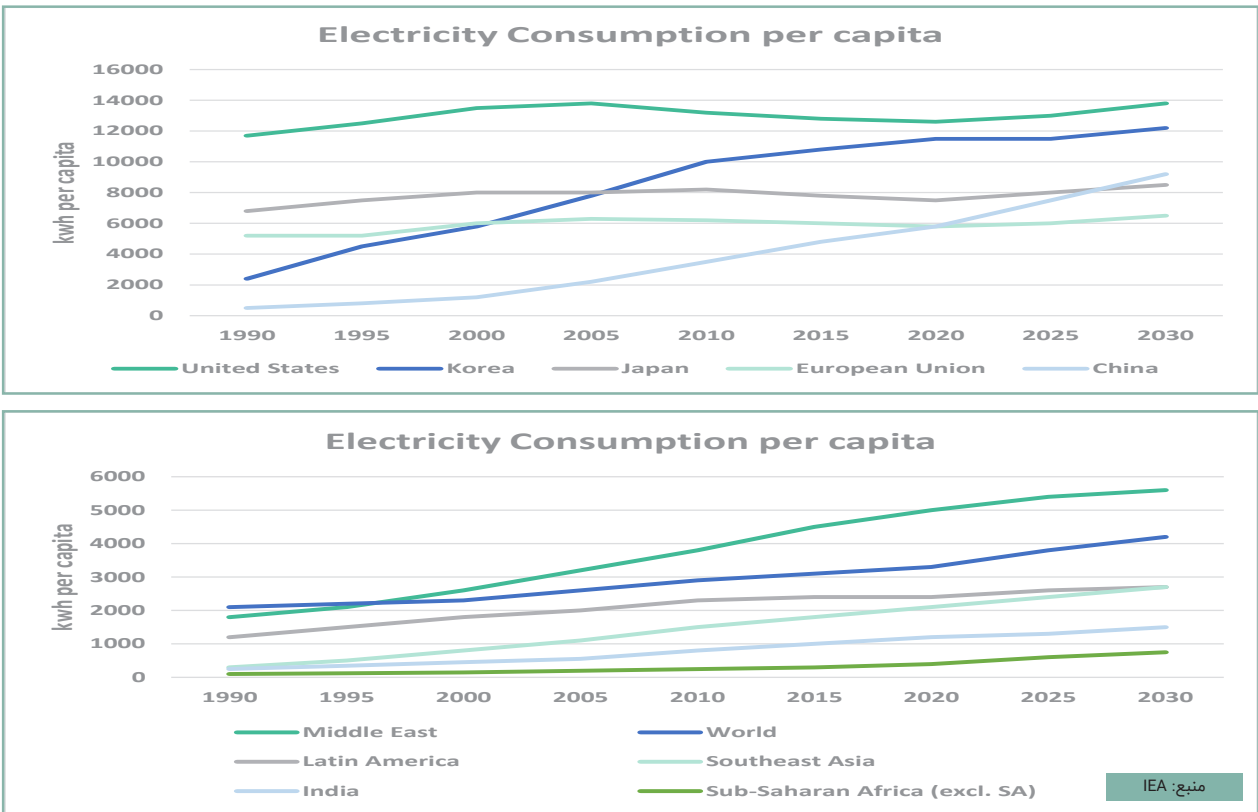
● **اقتصادهای پیشرفته:** پس از ۱۵ سال ثبات و رکود تقاضا، بازگشتی تاریخی به مدار رشد دارند و سهمی ۲۰ درصدی از افزایش جهانی را حفظ می‌کنند. ایالات متحده با پیش‌بینی رشد سالانه ۲ درصدی تا ۲۰۳۰ (که نیمی از آن مستقیماً ناشی از توسعه مراکز داده و هوش مصنوعی است) پیش‌تاز این گروه است. اتحادیه اروپا نیز با رشد سالانه ۲ درصدی تا سال ۲۰۲۸ زیان‌های ناشی از بحران انرژی سال‌های ۲۰۲۲ و ۲۰۲۳ را به‌طور کامل جبران خواهد کرد و کشورهایی نظیر ژاپن، کره جنوبی، استرالیا و کانادا نیز روندی صعودی را تجربه می‌کنند. باوجود این محرک‌های ساختاری، مسیر رشد بدون چالش نخواهد بود. ریسک‌های ژئوپلیتیکی، به‌ویژه تداوم بحران در خاورمیانه و اختلال در جریان‌های حیاتی نظیر تنگه هرمز، با تحمیل هزینه‌های سنگین بر زنجیره تولید انرژی می‌توانند رشد اقتصادی را تضعیف و تقاضا را مقطعی محدود کنند. از سوی دیگر، شوک‌های اقلیمی از جمله وقوع پدیده‌های شدید جوی نظیر ال‌نینو در سال ۲۰۲۶، از یک‌سو تقاضای سرمایش را جهش می‌دهند و از سوی دیگر با تحدید ظرفیت برق‌آبی و بادی، فشار مضاعفی بر سامانه‌های عرضه و سوخت‌های فسیلی وارد می‌سازند. تحقق پایدار این تحول بنیادین، بیش از هر چیز مستلزم توسعه شبکه‌های هوشمند، جهش در ظرفیت‌های ذخیره‌سازی و ارتقای انعطاف‌پذیری سیستم‌های قدرت خواهد بود.

تحولات مصرف سرانه برق در جهان

شاخص مصرف سرانه برق در مناطق مختلف جهان در آستانه ثبت رکوردهای تاریخی نوینی قرار گرفته است؛ تحولی که از یک‌سو بازگشت اقتصادهای توسعه‌یافته به مدار مصرف پس از سال‌ها رخوت را نشان می‌دهد و از سوی دیگر، شکاف ساختاری دسترسی به انرژی را در مقیاس جهانی عیان می‌سازد. در اقتصادهای پیشرفته نظیر ایالات متحده، اتحادیه اروپا و ژاپن (که مصرف سرانه پس از اوج‌گیری تا حوالی سال ۲۰۰۹ وارد دوره‌ای طولانی از رکود و فرسایش شده بود) معادلات به‌طور بنیادین معکوس شده است. براین اساس، انتظار می‌رود مصرف سرانه برق در ایالات متحده تا سال ۲۰۳۰ سقف تاریخی سال ۲۰۰۵ را پشت سر بگذارد، اتحادیه اروپا از اوج ثبت‌شده در سال ۲۰۰۸ عبور کند و ژاپن و کره جنوبی نیز در مسیری مشابه، افزایش تدریجی این شاخص را به ثبت برسانند.



منبع: IEA



منحصراً از انرژی خورشیدی تأمین خواهد شد. همگام با این تحول، انرژی هسته‌ای نیز با میانگین رشد سالانه ۲.۸ درصدی تقویت می‌شود تا در مجموع، سهم منابع کم‌کربن از ۴۲ درصد در سال ۲۰۲۵ به نیمی از کل برق تولیدی جهان در سال ۲۰۳۰ ارتقا یابد؛ حجمی که در کنار انبساط کنترل‌شده گاز طبیعی، قادر است تمام رشد تقاضای جهانی برق در این دوره پنج‌ساله را به‌طور کامل پوشش دهد.

پویایی منابع انرژی و فناوری‌ها در سید عرضه

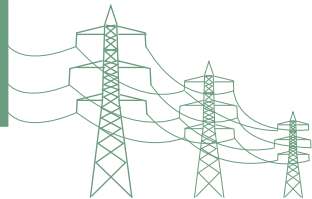
در میان فناوری‌های نوین، انرژی خورشیدی فتوولتائیک (PV) موتور محرک اصلی تحول عرضه به‌شمار می‌رود. تولید برق خورشیدی پس از جهش بی‌سابقه ۶۲۰ تراوات‌ساعتی در سال ۲۰۲۵، در سال ۲۰۲۶ رشدی حدود ۲۳ درصدی (معادل افزوده شدن حدود ۶۱۰ تراوات‌ساعت جدید) و در سال ۲۰۲۷ رشدی ۱۷ درصدی را ثبت خواهد کرد. این روند باعث می‌شود انرژی خورشیدی در سال ۲۰۲۶ با پشت سر گذاشتن برق بادی و انرژی هسته‌ای، و تا سال ۲۰۲۹ با سبقت از نیروگاه‌های برق‌آبی، به دومین منبع بزرگ تولید برق جهان پس از زغال‌سنگ بدل شود؛ تحولی که سهم خورشیدی را از ۸ درصد در سال ۲۰۲۵ به ۱۵ درصد در سال ۲۰۳۰ خواهد رساند. برق بادی نیز با رشد سالانه حدود ۱۰ درصدی (شامل رشد بیش از ۶ درصدی در ۲۰۲۶ پس از رفع محدودیت‌های جوی)، سهم ترکیبی باد و خورشید را از ۱۷ درصد به ۲۷ درصد ارتقا می‌دهد. در سوی دیگر، خروجی نیروگاه‌های برق‌آبی به دلیل خشکسالی‌های فصلی و اثرات اقلیمی پدیده ال‌نینو در آمریکای لاتین با رشد کند کمتر از ۲ درصدی در سال ۲۰۲۶ و زیر یک درصدی در سال ۲۰۲۷ مواجه خواهد بود که افزایش تولید در چین و آمریکا تنها بخشی از این افت را جبران می‌کند. در بخش سوخت‌های فسیلی و انرژی هسته‌ای، چشم‌انداز کوتاه‌مدت و میان‌مدت روندهای متفاوتی را نشان می‌دهد:

● **زغال‌سنگ:** تولید جهانی برق زغال‌سنگی پس از ثبات نسبی در سال ۲۰۲۵، در سال ۲۰۲۶ به دلیل افزایش بهای گاز، بازگشت تقاضای صنعتی و محدودیت‌های موقت شبکه در جذب تجدیدپذیرها، با رشدی مقطعی

در کانون‌های نوظهور اقتصادی، پویایی تقاضای فردی ابعاد پرشتاب‌تری به خود گرفته است. چین که از سال ۲۰۲۲ در مصرف سرانه برق از کل اتحادیه اروپا پیشی گرفت، همچنان به مسیر صعودی خود ادامه می‌دهد؛ هرچند این پیش‌تازی عمدتاً متکی بر شدت فعالیت‌های صنعتی است و مصرف سرانه خانگی در این کشور همچنان پایین‌تر از استانداردهای اروپا برآورد می‌شود. هم‌زمان در منطقه خاورمیانه، تلاقی رشد اقتصادی، شهرنشینی شتابان و وابستگی مفرط به تجهیزات سرمایشی، مصرف سرانه برق را به سطحی هم‌تراز با میانگین اتحادیه اروپا رسانده است. در جنوب‌شرق آسیا و هند نیز تحولات ساختاری یک دهه اخیر سبب شده است تا مصرف سرانه برق از سال ۲۰۰۹ تاکنون رشدی نزدیک به دو برابر را ثبت کند. در نقطه مقابل این رونق جهانی، قاره آفریقا با رکودی فرساینده و محرومیتی عمیق دست‌به‌گریبان است. مصرف سرانه برق در این پهنه طی سه دهه گذشته عملاً بدون تغییر و منجمد باقی‌مانده و فقدان دسترسی حدود ۶۰۰ میلیون نفر به جریان مطمئن و پایدار انرژی الکتریکی، این منطقه را به بزرگ‌ترین کانون فقر انرژی در جهان تبدیل کرده است؛ پدیده‌ای که یکی از بنیادین‌ترین موانع پیش‌روی توسعه صنعتی و ارتقای شاخص‌های زیستی در این بخش از اقتصاد بین‌الملل به‌شمار می‌رود.

چشم‌انداز عرضه جهانی برق در افق ۲۰۳۰؛

معادلات عرضه جهانی برق در فاصله سال‌های ۲۰۲۶ تا ۲۰۳۰ تحت‌تأثیر شتاب‌گیری بی‌سابقه منابع تجدیدپذیر و احیای راهبردی انرژی هسته‌ای دستخوش تحولی بنیادین خواهد شد. تولید برق تجدیدپذیر که در سال ۲۰۲۵ با جهشی تاریخی و ثبت رکوردهای تازه در حوزه فتوولتائیک تقریباً با کل خروجی نیروگاه‌های زغال‌سنگ جهان برابری کرد و سهمی ۳۳ درصدی را در سید جهانی به ثبت رساند، در مقایسه با سهم ۲۳ درصدی یک دهه قبل، تا سال ۲۰۳۰ هدایت بخش عرضه را با میانگین رشد سالانه ۸.۴ درصدی در دست می‌گیرد. این شتاب به معنای افزوده شدن سالانه حدود ۱,۰۵۰ تراوات‌ساعت برق پاک به شبکه است که بیش از ۶۰۰ تراوات‌ساعت آن





پاسخ‌گویی به تقاضا و همچنین تسهیل تبادلات برون‌مرزی برق وابسته خواهد بود.

⚡ سبد برق خاورمیانه در افق ۲۰۳۰

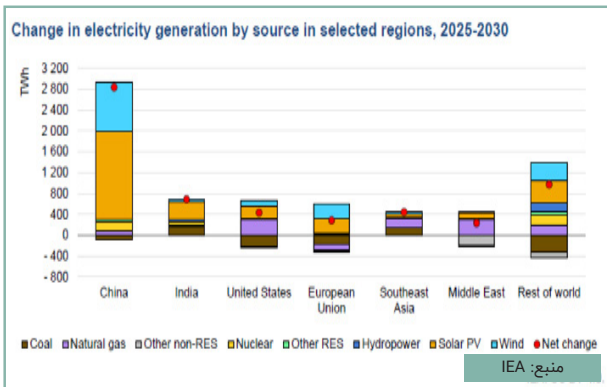
بازار برق خاورمیانه پس از ثبت رشد ۳.۸ درصدی در سال ۲۰۲۵، متأثر از رونق فعالیت‌های اقتصادی و افزایش مداوم نیاز به سیستم‌های سرمایشی، وارد فاز جدیدی از انبساط ساختاری شده است. برآوردها نشان می‌دهد که آهنگ رشد تقاضای برق در فاصله سال‌های ۲۰۲۶ تا ۲۰۳۰ با میانگین سالانه ۲.۸ درصد در سطحی پرشتاب تثبیت خواهد شد. در این میان، عربستان سعودی به‌عنوان بزرگ‌ترین مصرف‌کننده برق منطقه با در اختیار داشتن ۳۱ درصد از کل تقاضا، یک‌سوم رشد مصرف پنج سال آینده را رهبری می‌کند و پس از آن، امارات متحده عربی (۱۲ درصد)، کویت (۹ درصد)، قطر (۵ درصد)، اسرائیل (۴ درصد) و عمان (۳ درصد) در رتبه‌های بعدی قرار دارند.

در سمت عرضه، ماتریس تولید برق منطقه دستخوش دگرگونی راهبردی و حذف تدریجی سوخت‌های مایع شده است:

● **گاز طبیعی:** با تأمین نزدیک به ۷۰ درصد از نیاز منطقه، همچنان ستون اصلی پایداری شبکه باقی می‌ماند و ظرفیت تولید آن با میانگین سالانه ۵ درصد تا سال ۲۰۳۰ منبسط می‌شود.

● **عقب‌نشینی نفت:** سوخت‌های مایع و نفت‌کوره با افت سالانه ۱۵ درصدی در مسیر خروج از چرخه تولید برق قرار گرفته‌اند؛ روندی که با ابتکارات جایگزینی گاز در عربستان سعودی هدایت می‌شود.

● **جهش فتوولتائیک:** انرژی خورشیدی به پشتوانه تابش بالا، هزینه‌های



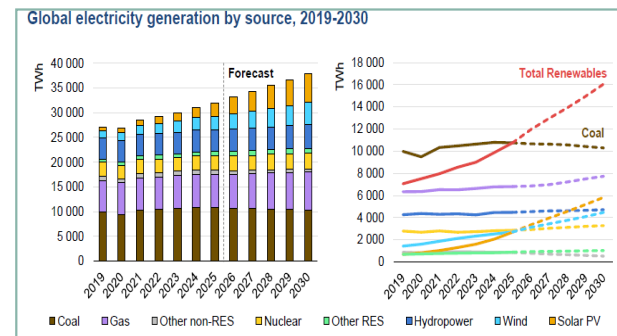
⚡ چالش‌های بنیادین زیرساختی و پایداری شبکه

جهش سهم منابع تجدیدپذیر متغیر نظیر خورشید و باد، شبکه جهانی برق را با چالش‌های فنی بی‌سابقه‌ای روبه‌رو ساخته است. پدیده‌هایی نظیر تراکم خطوط، پس‌زدگی برق تولیدی و نرخ‌های بالای محدودیت تولید در چین و سایر بازارهای بزرگ نشان می‌دهد که توسعه ظرفیت‌های نامی نیروگاهی به‌تنهایی ضامن عبور از سوخت‌های فسیلی نیست. از این‌رو، تحقق کامل این چشم‌انداز و حفظ قابلیت اتکای شبکه، شدیداً به سرمایه‌گذاری موازی در نوسازی و هوشمندسازی خطوط انتقال، استقرار انبوه سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی مبتنی بر باتری (BESS)، ارتقای ظرفیت مدیریت بار و

معادل ۱.۴ درصد مواجه می‌شود. با این حال، با تعدیل شرایط جوی و بهبود خطوط انتقال، از سال ۲۰۲۷ روندی کاهشی (افت کمتر از ۱ درصدی) را آغاز خواهد کرد و تا سال ۲۰۳۰ با افت میانگین سالانه ۰.۹ درصدی، سهم آن از ۳۴ درصد در سال ۲۰۲۵ به حدود ۲۷ درصد کاهش می‌یابد؛ هرچند همچنان عنوان بزرگ‌ترین منبع منفرد تولید برق جهان را حفظ خواهد کرد.

● **گاز طبیعی:** تولید برق گازسوز در سال ۲۰۲۶ به دلیل افزایش جهانی قیمت گاز و اختلالات زنجیره تأمین تقریباً بدون رشد و ثابت می‌ماند که این امر روند افزایشی مداوم یک دهه اخیر را متوقف می‌کند؛ جایی که رشد تولید در آمریکا، آمریکای لاتین و آفریقا با کاهش مصرف در اروپا و خاورمیانه خنثی می‌شود. با این حال، از سال ۲۰۲۷ تولید گازسوزها با رشد ۱.۵ درصدی بازمی‌گردد و تا سال ۲۰۳۰ با میانگین رشد سالانه ۲.۶ درصدی، به‌ویژه در پاسخ به جهش بار مراکز داده آمریکا و جایگزینی سوخت‌های مایع در خاورمیانه منبسط خواهد شد.

● **انرژی هسته‌ای:** این بخش پس از رکوردشکنی در سال ۲۰۲۵، در سال ۲۰۲۶ به دلیل تلاقی توقف‌های تعمیراتی در فرانسه، کره جنوبی و بخش‌هایی از اروپا همراه با تأخیر در پروژه‌های جدید (نظیر ترکیه و بنگلادش)، رشد محدودی زیر ۱ درصد خواهد داشت. اما در سال ۲۰۲۷ با ورود ظرفیت‌های جدید و کاهش توقف‌ها، جهشی فراتر از ۴.۵ درصد را به ثبت می‌رساند و تا پایان دهه نقشی استراتژیک در پایداری بار پایه ایفا خواهد کرد.



منبع: IEA

⚡ واگرایی الگوهای منطقه‌ای عرضه

تحلیل جغرافیایی سمت عرضه نشان می‌دهد که مناطق مختلف جهان با استراتژی‌ها و سرعت‌های متفاوتی گذار به ساختار جدید را دنبال می‌کنند:

● **چین:** کانون اصلی دگرگونی جهانی برق این کشور تا سال ۲۰۳۰ صرفاً از طریق می‌رود تمامی رشد تقاضای برق این کشور تا سال ۲۰۳۰ صرفاً از طریق منابع کم‌کربن پاسخ داده شود. در کوتاه‌مدت (سال ۲۰۲۶)، ضعف سرعت باد و افزایش نرخ محدودیت شبکه (Curtaiment) باعث شد باوجود رشد ۲۰ درصدی خورشیدی و بهبود برق‌آبی، تولید زغال‌سنگی چین برای پاسخ به رشد تقاضای ۵.۳ درصدی حدود ۲ درصد رشد کند. اما با بهره‌برداری از پروژه‌های انتقال و تثبیت ظرفیت‌ها، سهم ترکیبی باد و خورشید از ۲۲ درصد در سال ۲۰۲۵ به ۲۸ درصد در سال ۲۰۲۷ و سهم خورشیدی به‌تنهایی به بالای ۲۰ درصد در سال ۲۰۳۰ می‌رسد. این امر کل سهم تجدیدپذیرها را به مرز ۵۰ درصد رسانده و تولید برق زغال‌سنگی چین را وارد فاز تثبیت و کاهش تدریجی می‌کند. همچنین چین به‌تنهایی پاسخگوی ۴۰ درصد از کل رشد تولید هسته‌ای جهان تا پایان دهه خواهد بود.

● **هند:** به دلیل رشد پرشتاب مصرف، مدل گذار مبتنی بر توسعه هم‌زمان تجدیدپذیرها و استفاده از ظرفیت‌های فسیلی است. در نیمه نخست ۲۰۲۶، تولید زغال‌سنگ با رشد ۳.۵ درصدی (و برآورد سالانه ۳ درصدی) به دلیل الزام نیروگاه‌ها به فعالیت حداکثری و گرانی گاز وارداتی افزایش یافت. با این حال، جهش بالای ۲۵ درصدی خورشیدی و باد، سهم تجدیدپذیرها را به ۱۶.۵ درصد رساند. در افق ۲۰۳۰، نیمی از رشد تقاضای اضافی هند از خورشیدی، یک‌چهارم از زغال‌سنگ و مابقی از باد، هسته‌ای و برق‌آبی تأمین



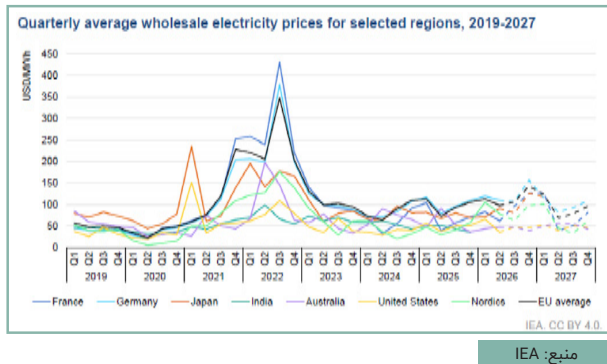
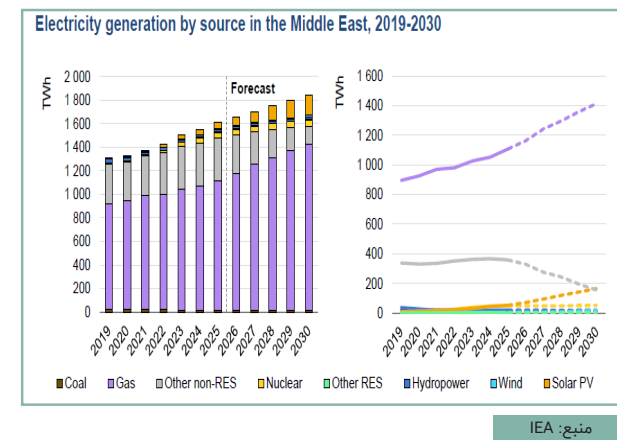
❖ قیمت و شبکه‌های برق در جهان نوسانات قیمت جهانی برق

بازارهای جهانی برق پس از روند نزولی سال ۲۰۲۴، در سال ۲۰۲۵ بار دیگر وارد فاز صعودی شدند و در رأس این تحولات، اروپا و ایالات متحده افزایش میانگین قیمت‌های عمده‌فروشی را ثبت کردند، درحالی‌که کشورهایی نظیر هند و استرالیا با افت قیمت‌ها روبه‌رو شدند. محرک بنیادین این جهش قیمتی، رشد بهای گاز طبیعی در هاب‌های مرجع و تقویت بهای مجوزهای کربن در طرح تجارت انتشار اتحادیه اروپا بوده است؛ به‌گونه‌ای که میانگین نرخ عمده‌فروشی در اتحادیه اروپا با رشد ۱۰ درصدی به حدود ۹۵ دلار و در آلمان با جهش ۲۰ درصدی به نزدیکی ۱۰۰ دلار به‌زای هر مگاوات‌ساعت رسید، وضعیتی که در آلمان با افت موقت تولید مزارع بادی ناشی از شرایط نامساعد جوی و ورود بیشتر نیروگاه‌های فسیلی به مدار تشدید شد.

این موج قیمتی، ناترازی شدیدی در رقابت‌پذیری صنعتی ایجاد کرده است، زیرا قیمت برق برای صنایع انرژی‌بر در اروپا همچنان بیش از دو برابر ایالات متحده و حدود ۵۰ درصد گران‌تر از چین باقی‌مانده و زنگ خطر جدی برای تاب‌آوری صنعتی قاره سبز به شمار می‌رود. هم‌زمان در بخش خانگی نیز بهای برق بالاتر از سطح سال ۲۰۱۹ و فراتر از رشد درآمدها تثبیت شده است. سهم بالای هزینه‌های شبکه، مالیات‌ها و عوارض سنگین بر برق در مقایسه با گاز طبیعی، عملاً هزینه نسبی برقی‌سازی را افزایش داده و مانع از گذار سریع خانوارها به سامانه‌های برقی گرمایش و پخت‌وپز شده است؛ چالشی که اکنون سیاست‌گذاران را به سمت بازنگری و اصلاحات ساختاری بازار هدایت می‌کند.

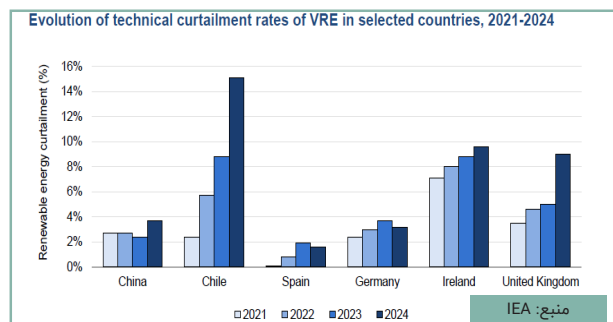
رقابتی و پروژه‌های مقیاس‌بزرگ، پرسرعت‌ترین منبع جدید عرضه به‌شمار می‌رود، به‌گونه‌ای که تا پیش از پایان دهه، تولید آن از کل نیروگاه‌های نفت‌سوز منطقه پیشی خواهد گرفت.

شتاب‌گیری استقرار مزارع خورشیدی، چالش نوسان‌پذیری تولید را برجسته کرده و کشورهای پیشتاز، به‌ویژه عربستان سعودی و امارات، را به سمت استقرار گسترده سامانه‌های ذخیره‌سازی مبتنی بر باتری (BESS) در مقیاس نیروگاهی، ارتقای شبکه‌های انتقال و تقویت خطوط تبادل فرامنطقه‌ای سوق داده است تا امکان جذب حداکثری انرژی پاک بدون به خطر افتادن پایداری شبکه فراهم شود.

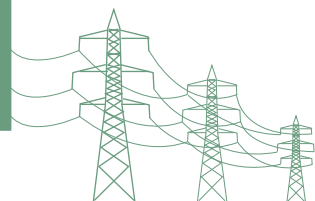


❖ شبکه‌های انتقال و توزیع؛ گلوگاه استراتژیک در عصر جدید برق

در گذار شتابان جهان به «عصر الکتریسیته»، شبکه‌های انتقال و توزیع برق به گلوگاه اصلی پیوند میان ظرفیت‌های نوین تولید، انبوه تقاضا و سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی بدل شده‌اند. عقب‌ماندگی تاریخی سرمایه‌گذاری در توسعه زیرساخت‌های شبکه نسبت به جهش پرشتاب نیروگاه‌ها، صف طولانی بالغ بر ۲۵۰۰ گیگاوات از پروژه‌های تجدیدپذیر، ذخیره‌سازهای باتری و بارهای بزرگ مصرفی (نظیر مراکز داده) را در سراسر جهان در انتظار اتصال معطل نگه داشته است. این ناترازی ریشه در یک شکاف زمانی و ساختاری عمیق دارد؛ درحالی‌که ساخت مزارع بادی و خورشیدی بین ۱ تا ۵ سال و مراکز داده تنها ۱ تا ۳ سال زمان می‌برد، فرایند برنامه‌ریزی، اخذ مجوز و احداث خطوط انتقال برق معمولاً ۵ تا ۱۵ سال به درازا می‌کشد و دو برابر شدن بهای تجهیزات کلیدی شبکه در پنج سال اخیر نیز این چالش را دوچندان کرده است. برای همگامی با تقاضای جهانی تا افق ۲۰۳۰، حجم سرمایه‌گذاری سالانه در این بخش باید با رشدی ۵۰ درصدی از مرز ۴۰۰ میلیارد دلار به حدود ۶۰۰ میلیارد دلار در سال افزایش یابد. ناتوانی خطوط موجود در انتقال حجم فزاینده برق پاک، پدیده محدودسازی فنی تولید (Curtailment) را به یک معضل ساختاری و روبه‌رشد در بازارهای پیشرو تبدیل کرده است. به عنوان مثال در بریتانیا نرخ محدودسازی تولید مزارع بادی خشکی در سال ۲۰۲۴ به ۸.۵ درصد رسید، درحالی‌که آلمان در سال‌های اخیر نرخ اتلاف بیش از ۵ درصدی را در برق بادی و افزایش آن تا ۲ درصد را در بخش خورشیدی ثبت کرده است. شیلی با پس‌زدگی حدود ۱۵ درصدی تولید بادی و خورشیدی در سال ۲۰۲۴، بالاترین نرخ محدودیت از سال ۲۰۱۷ را تجربه کرد. در چین نیز نرخ محدودسازی برق بادی و خورشیدی پس از عبور از مرز ۳ تا ۴ درصد در ۲۰۲۴، طبق داده‌های اولیه سال ۲۰۲۵ به بیش از ۵ درصد جهش یافته است.



این محدودسازی اجباری نه‌تنها جریان درآمدی توسعه‌دهندگان را کاهش می‌دهد، بلکه در سناریوهایی که برای رفع گلوگاه‌های شبکه ناچار به بازعازم (Redispatch) نیروگاه‌های فسیلی می‌شوند، شدت انتشار کربن را نیز بالا می‌برد. بااین‌حال، کارشناسان بر این باورند که در سیستم‌های با نفوذ بالای انرژی‌های تجدیدپذیر، صفر کردن کامل محدودسازی از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر نبوده و پذیرش درصدی کنترل‌شده از آن، منطقی‌تر از تحمیل هزینه‌های سنگین مازاد بر کل شبکه است. در کوتاه‌مدت و پیش از احداث خطوط فیزیکی جدید، بهره‌برداری هوشمندانه از ظرفیت‌های پنهان شبکه موجود می‌تواند میان‌بری اثربخش باشد. برآوردها نشان می‌دهد که از طریق بازنگری‌های مقرراتی و ارتقای فناوریانه، امکان آزادسازی ظرفیتی معادل ۱۲۰۰ تا ۱۶۰۰ گیگاوات برای پروژه‌های معطل در صف فراهم است. این هدف از طریق دو مسیر کلیدی پیگیری می‌شود: نخست، اعطای قراردادهای اتصال مشروط و غیرقطعی برای جذب ۷۵۰ تا ۹۰۰ گیگاوات ظرفیت، و دوم، به‌کارگیری راهکارهای مهندسی نظیر ظرفیت‌سنجی دینامیکی خطوط (DLR)، کنترل پیشرفته جریان توان، افزایش سطح ولتاژ و جایگزینی هادی‌ها با سیم‌های با ظرفیت بالا. در نهایت، هم‌افزایی این نوآوری‌های فنی با استقرار باتری‌های مقیاس بزرگ (BESS) و مشارکت فعال صنایع در مدیریت مصرف، تنها راهکار پایدار برای عبور از بن‌بست شبکه و تسریع گذار انرژی خواهد بود.





برق و صنعت در جهان! فناوری‌ها و تحولات

خودروهای برقی: جهش جهانی بازار خودروهای برقی در سال ۲۰۲۵؛

فروش جهانی خودروهای برقی در سال ۲۰۲۵ با ثبت رشدی فراتر از ۲۰ درصد نسبت به سال پیشین، به رقم بی‌سابقه ۲۱ میلیون دستگاه رسید تا از هر چهار دستگاه خودروی فروخته‌شده در بازارهای بین‌المللی، یک دستگاه سهم پیش‌ران‌های برقی باشد؛ رقمی که کاملاً منطبق بر برآوردهای گزارش «چشم‌انداز جهانی خودروهای برقی» آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) ارزیابی می‌شود. کانون اصلی این تحول همچنان بازار چین بود؛ کشوری که در سایه رقابت فشرده تولیدکنندگان داخلی، تنوع مدل‌ها و قیمت‌گذاری‌های رقابتی، برای نخستین بار شاهد سهم بیش از ۵۰ درصدی خودروهای برقی از کل فروش سالانه خودرو بود. ویژگی بارز بازار چین در این دوره، تمرکز مطلق رشد بر مدل‌های تمام‌برقی باتری‌دار (BEV) در برابر افزایش اندک ۴ درصدی خودروهای هیبریدی شارژی و همچنین سه برابر شدن فروش کامیون‌های سنگین الکتریکی باربری و عبور آن از ۲۰۰ هزار دستگاه بود.

اروپا با پیشی‌گرفتن از چین به سریع‌ترین بازار بزرگ در حال رشد خودروهای برقی بدل شد؛ به‌گونه‌ای که فروش در اتحادیه اروپا حدود ۳۰ درصد افزایش یافت. بازگشت مشوق‌ها و یارانه‌های دولتی در اسپانیا و ایتالیا در کنار رشد قدرتمند بازار آلمان و جهش‌های چشمگیر در لهستان (۱۴۰ درصد) و هلند (۲۵ درصد)، محرک‌های اصلی این عملکرد بودند، هرچند بازار فرانسه روندی خنثی و بدون تغییر نسبت به سال ۲۰۲۴ را به ثبت رساند. هم‌زمان در بریتانیا فروش بیش از ۲۵ درصد بالا رفت و نروژ با اختصاص سهم تاریخی ۹۶ درصدی بازار به مدل‌های تمام‌برقی، رکورد انحصاری خود را ارتقا داد. همچنین فروش کامیون‌های برقی سبک و سنگین در اروپا با رشد ۴۰ درصدی، سهمی ۳ درصدی از کل ناوگان تجاری را به دست آورد.

در سوی دیگر، بازار ایالات متحده با افتی ۲ درصدی در فروش سالانه روبه‌رو شد؛ چرخشی منفی که عمدتاً متأثر از انقضای اعتبارات مالیاتی فدرال پس از ماه سپتامبر و لغو جریمه‌های مرتبط با عدم رعایت استانداردهای مصرف

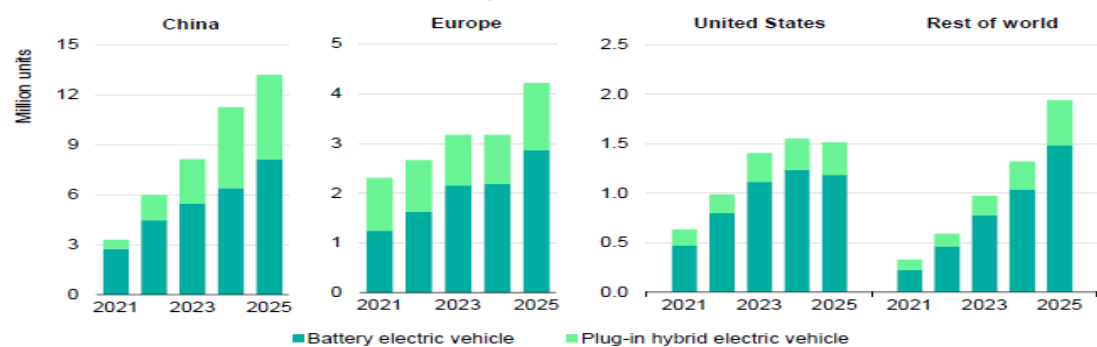
سوخت رقم خورد، هرچند بازار آمریکا پیش از لغو این سیاست‌های حمایتی، در سه‌ماهه سوم ۲۰۲۵ رکورد تاریخی فروش فصلی را ثبت کرده بود. در نقطه مقابل این افت مقطعی، اقتصادهای نوظهور و درحال‌توسعه (به‌استثنای چین) جهشی کم‌سابقه را تجربه کردند و مجموع فروش آن‌ها با رشد ۸۰ درصدی همراه شد. در این میان، هند با ثبت رکورد ۲.۳ میلیون دستگاه در کل وسایل نقلیه الکتریکی و رشد فراتر از ۷۵ درصدی در بخش خودروهای سواری شخصی، و منطقه جنوب‌شرق آسیا (به رهبری تایلند، ویتنام و اندونزی) با دو برابر شدن فروش در کانون توجه قرار گرفتند. هم‌زمان، حوزه آمریکای لاتین و کارائیب نیز با افزایش سالانه ۷۰ درصدی به حدود ۳۵۰ هزار دستگاه رسید؛ روندی که با رشد بیش از سه‌برابری در مکزیک، ۴۰ درصدی در برزیل و جهش‌های ۲۴۰ و ۱۴۰ درصدی در اکوادور و اروگوئه تقویت شد.

پمپ‌های حرارتی؛ بازگشت تقاضا در اروپا و تداوم برتری نسبت به بویلرهای گازی

بازار جهانی پمپ‌های حرارتی در سال ۲۰۲۵ روندی دوگانه را تجربه کرد. درحالی‌که فروش این تجهیزات در چین و ژاپن تقریباً بدون تغییر باقی ماند، اروپا پس از چند سال رکود با بازگشت قابل‌توجه تقاضا مواجه شد. در مقابل، بازار ایالات متحده تحت‌تأثیر تغییر مقررات، کمبود مبردهای جدید و رکود ساخت‌وساز مسکن، با کاهش فروش روبه‌رو شد.

در چین، بازار پمپ‌های حرارتی در مجموع پایدار ماند. کولرهای گازی دوکاره که علاوه بر سرمایش برای گرمایش نیز استفاده می‌شوند و عملاً نقش تجهیزات اصلی گرمایشی را ایفا می‌کنند، حدود نیمی از بازار این کشور را در اختیار دارند. فروش بالای این تجهیزات در نیمه نخست سال از تقاضا حمایت کرد، اما در نیمه دوم کاهش شدیدی به ثبت رسید. در همین حال گرمپمپ‌های حرارتی هوا به آب و آب‌گرم‌کن‌های پمپ حرارتی تقریباً در سطح سال ۲۰۲۴ باقی ماند. اروپا مهم‌ترین کانون رشد بازار جهانی بود. فروش سالانه پمپ‌های حرارتی در

Electric car sales in selected markets, 2021-2025



این منطقه ۱۱ درصد افزایش یافت؛ رشدی که نخستین افزایش از سال ۲۰۲۲ به شمار می‌رود. آلمان نقش اصلی را در این بهبود ایفا کرد و فروش پمپ‌های حرارتی در نیمه نخست سال در این کشور ۵۵ درصد افزایش یافت. برای نخستین بار نیز فروش این تجهیزات از بویلرهای گازی پیشی گرفت. با وجود این، در فرانسه، بزرگ‌ترین بازار پمپ‌های حرارتی اروپا، فروش اندکی کاهش یافت.

بازار ایالات متحده برخلاف اروپا عملکرد ضعیف‌تری داشت و فروش پمپ‌های حرارتی در سال ۲۰۲۵ حدود ۱۳ درصد کاهش پیدا کرد. بر اساس مقررات جدید، تمامی پمپ‌های حرارتی تولیدشده در این کشور باید به مبردهای (Refrigerant) کلاس A۲L مجهز شوند؛ مبردهایی با پتانسیل گرمایش جهانی کمتر و اشتعال‌پذیری ملایم. اجرای این مقررات، عرضه زود هنگام مدل‌های قدیمی در سال ۲۰۲۴ را به دنبال داشت و در سال ۲۰۲۵، کمبود مبردهای جدید و رکود بازار مسکن نیز فشار بیشتری بر فروش وارد کرد. با این حال، پمپ‌های حرارتی برای چهارمین سال متوالی فروش بیشتری نسبت به بویلرهای گازی داشتند.

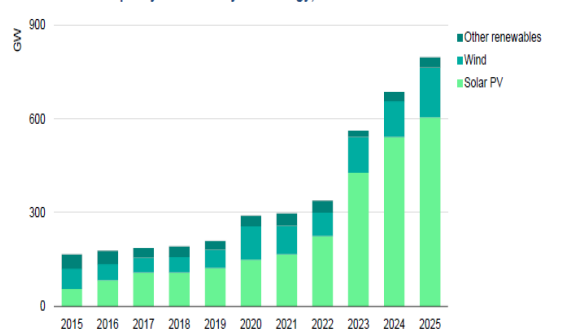
در ژاپن نیز حجم فروش تقریباً در سطح سال قبل باقی ماند. هرچند فروش مطلق آب‌گرم‌کن‌های مجهز به پمپ حرارتی افزایش نیافت، سهم آن‌ها در بازار نسبت به آب‌گرم‌کن‌های گازی بیشتر شد؛ تغییری که از تداوم گذار ساختاری در بازار گرمایش این کشور حکایت دارد.

خورشیدی و بادی؛ رکورد شکنی دوباره تجدیدپذیرها در ۲۰۲۵

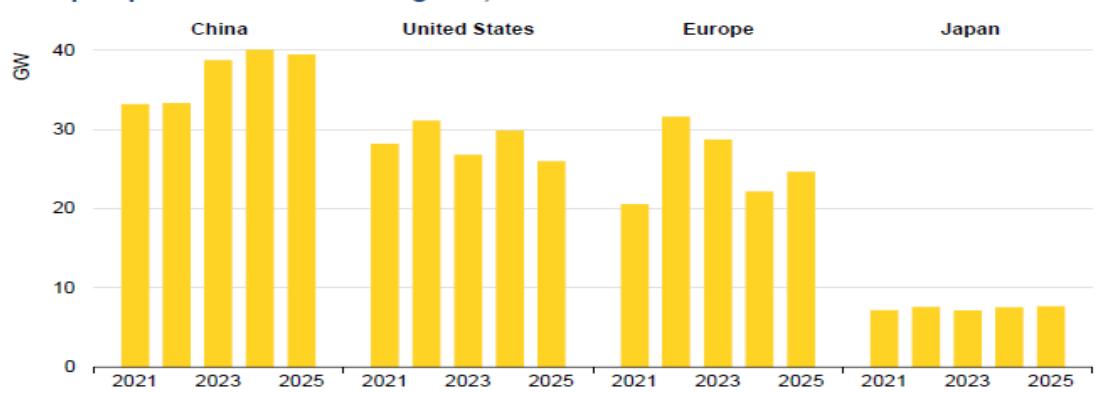
ظرفیت جدید انرژی‌های تجدیدپذیر در جهان طی سال ۲۰۲۵ با رشد ۱۶ درصدی به حدود ۸۰۰ گیگاوات رسید و برای بیست‌وسومین سال پیاپی رکورد تازه‌ای ثبت کرد. این رشد با وجود چالش‌هایی مانند فشار بر زنجیره تأمین، تأخیر در اتصال پروژه‌ها به شبکه و محدودیت‌های مالی و سیاستی رقم خورد.

خورشیدی فتوولتائیک بیش از سه‌چهارم ظرفیت جدید را به خود اختصاص داد و برای نخستین بار از مرز ۶۰۰ گیگاوات گذشت. در نتیجه، مجموع ظرفیت نصب‌شده خورشیدی جهان به حدود ۲۸۰۰ گیگاوات رسید و این فناوری به

Total renewable capacity additions by technology, 2015-2025



Heat pump sales for selected regions, 2021-2025



بزرگ‌ترین منبع نیروگاهی جهان از نظر ظرفیت نصب‌شده تبدیل شد. انرژی بادی نیز با رشد نزدیک به ۴۰ درصد، حدود ۱۶۰ گیگاوات ظرفیت جدید ایجاد کرد.

چین همچنان موتور اصلی رشد تجدیدپذیرها بود و با نصب نزدیک به ۵۰۰ گیگاوات ظرفیت جدید، بیش از ۶۰ درصد رشد جهانی را رقم زد؛ از این میزان، حدود ۳۷۰ گیگاوات خورشیدی و ۱۱۷ گیگاوات بادی بود. تغییر سیاست این کشور از تعرفه‌های خرید تضمینی به مزایده‌های رقابتی، نصب پروژه‌های خورشیدی را در نیمه نخست سال شتاب داد، درحالی‌که پروژه‌های بادی در نیمه دوم سال رونق بیشتری گرفتند.

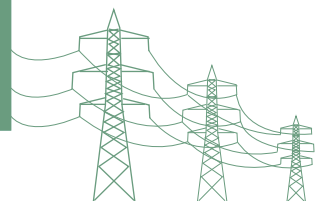
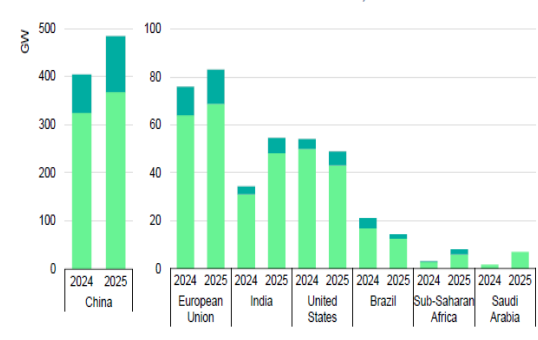
اتحادیه اروپا نیز با افزودن حدود ۸۵ گیگاوات ظرفیت جدید، رکورد تازه‌ای ثبت کرد. خورشیدی فتوولتائیک با نزدیک به ۷۰ گیگاوات، عامل اصلی این رشد بود و آلمان و اسپانیا بیشترین ظرفیت جدید را نصب کردند. در هند نیز ظرفیت جدید تجدیدپذیر حدود ۶۰ درصد افزایش یافت و بخش عمده آن به پروژه‌های خورشیدی اختصاص داشت. آمریکا با وجود نصب ۴۹ گیگاوات ظرفیت جدید، به دلیل کاهش توسعه خورشیدی با افت ۱۰ درصدی رشد سالانه مواجه شد.

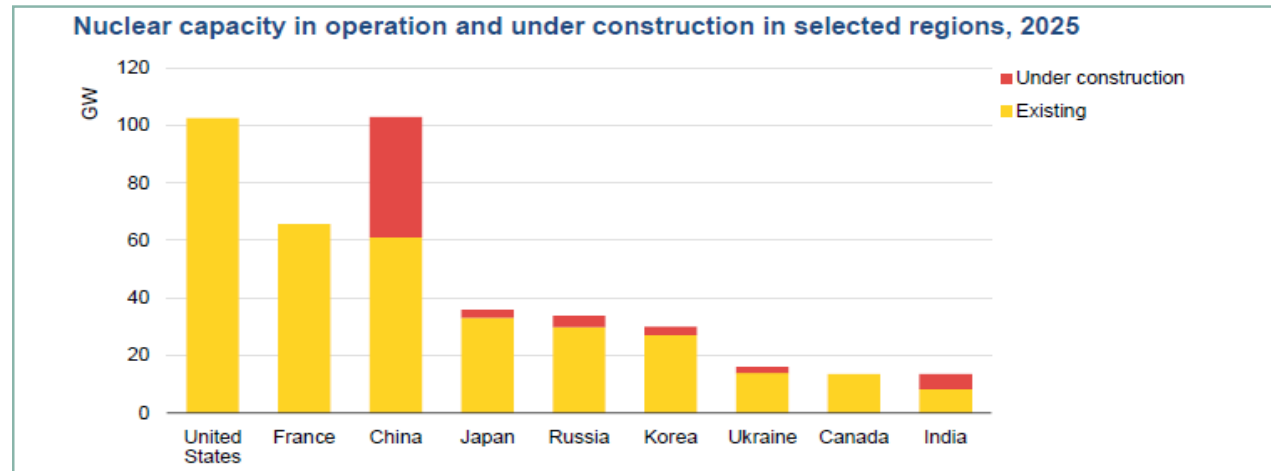
در سایر مناطق نیز توسعه تجدیدپذیرها شتاب گرفت. ظرفیت جدید در جنوب صحرای آفریقا و خاورمیانه و شمال آفریقا تقریباً دو برابر شد. عربستان سعودی ظرفیت خورشیدی خود را چهار برابر کرد و به نزدیک ۷ گیگاوات رساند؛ پاکستان نیز با تکیه بر سامانه‌های خورشیدی توزیع‌شده، حدود ۱۰ گیگاوات ظرفیت جدید اضافه کرد.

انرژی هسته‌ای؛ ثبات ظرفیت جهانی و شتاب ساخت راکتورهای جدید

صنعت هسته‌ای جهان در سال ۲۰۲۵، با وجود ورود حدود ۳ گیگاوات ظرفیت جدید به مدار، در مجموع بدون تغییر باقی ماند. چین، هند و روسیه هر کدام ساخت یک راکتور جدید را به پایان رساندند، اما خروج نزدیک به ۳ گیگاوات ظرفیت هسته‌ای از مدار، این افزایش را خنثی کرد؛ حدود دوسوم این ظرفیت خارج‌شده به نیروگاه‌های بلژیکی مربوط بود. به این ترتیب، ظرفیت فعال

Solar PV and wind net additions in selected markets, 2024-2025

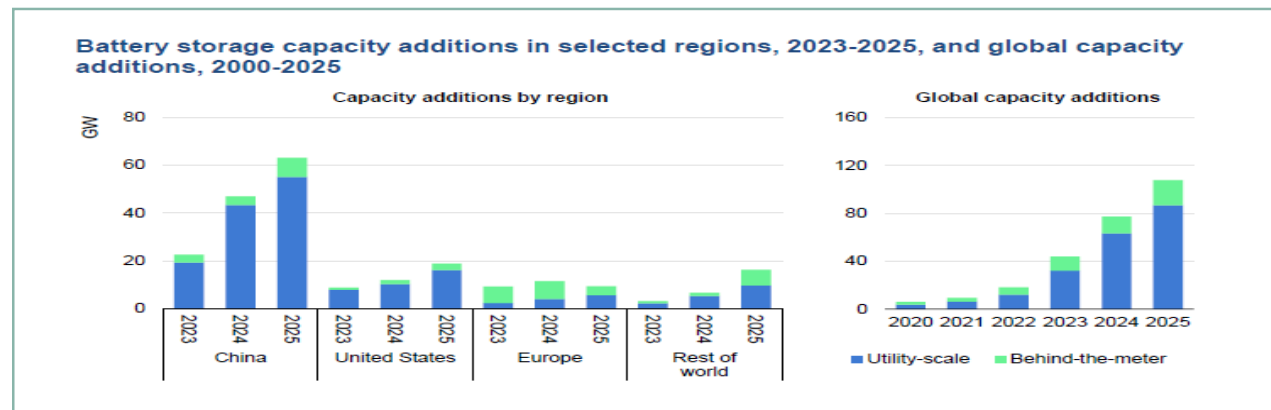




هسته‌ای جهان در پایان سال همچنان حدود ۴۲۰ گیگاوات باقی ماند و راکتورهای فعال در بیش از ۳۰ کشور به تولید برق ادامه دادند. در همین سال، ساخت ۱۰ راکتور جدید با مجموع ظرفیت ۱۲.۲ گیگاوات آغاز شد؛ ۹ راکتور در چین و یک راکتور در روسیه. این روند نشان می‌دهد مرکز ثقل توسعه فناوری هسته‌ای بیش از گذشته به چین و روسیه منتقل شده است؛ به‌طوری‌که طی یک دهه اخیر، حدود ۹۴ درصد راکتورهایی که ساخت آن‌ها آغاز شده، برپایه طراحی‌های چینی یا روسی بوده‌اند. در حال حاضر، حدود ۷۸ گیگاوات ظرفیت هسته‌ای در ۱۵ کشور جهان در دست ساخت است؛ سطحی که از بالاترین میزان‌های سه دهه اخیر به شمار می‌رود. نزدیک به نیمی از این ظرفیت به چین اختصاص دارد و انتظار می‌رود ظرفیت هسته‌ای نصب‌شده این کشور تا حدود سال ۲۰۳۰ به ۱۰۰ گیگاوات برسد. مصر، هند و ترکیه نیز هر کدام حدود ۵ گیگاوات ظرفیت هسته‌ای در حال ساخت دارند. در میان اقتصادهای پیشرفته، ژاپن، کره جنوبی و بریتانیا نیز پروژه‌های جدیدی را دنبال می‌کنند و ژاپن هم‌زمان روند راه‌اندازی دوباره راکتورهای متوقف‌شده خود را ادامه می‌دهد. بیشتر پروژه‌های در حال ساخت، نیروگاه‌های بزرگ‌مقیاس با ظرفیت بیش از هزار مگاوات هستند. با این حال، راکتورهای کوچک مدولاریا SMR نیز به تدریج جایگاه خود را پیدا می‌کنند. چین یک نمونه خشکی پایه و روسیه یک نمونه دریا پایه را در حال بهره‌برداری دارند و چند پروژه تجاری دیگر نیز در چین و روسیه در دست ساخت است. پیش‌بینی می‌شود کانادا، کره جنوبی، بریتانیا و ایالات متحده در سال‌های آینده ساخت نمونه‌های بیشتری از این راکتورها را آغاز کنند.

⚡ ذخیره‌سازهای باتری؛ سریع‌ترین فناوری در حال رشد صنعت برق

ذخیره‌سازی انرژی با باتری در سال ۲۰۲۵ همچنان سریع‌ترین فناوری در حال رشد صنعت برق بود. در این سال، حدود ۱۰۸ گیگاوات ظرفیت جدید باتری در جهان وارد مدار شد؛ رقمی که نسبت به سال قبل ۴۰ درصد افزایش داشت و



با دیسپاچ لحظه‌ای منابع، انحرافات شبکه را به حداقل رسانده و امنیت فیزیکی را تثبیت می‌نماید.

خدمات جانبی (Ancillary Services): منابع لازم برای کنترل فرکانس اولیه، ثانویه و ثالث، تنظیم ولتاژ و بازیابی شبکه (Black Start) را تأمین می‌کند.

ب) نظام‌های قیمت‌گذاری

روش غالب تسویه، «قیمت‌گذاری حاشیه‌ای» (Marginal Pricing یا System Marginal Price) مبتنی بر حراج متمرکز است؛ در این الگو، آخرین و گران‌ترین واحد پذیرفته‌شده، قیمت تسویه نهایی همه خریداران و فروشندگان را تعیین می‌کند که منجر به حداکثر شفافیت و دیسپاچ اقتصادی شایسته‌محور (Merit Order) می‌شود. در مقابل، روش «پرداخت بر اساس پیشنهاد» (Pay-as-Bid) عمدتاً در برخی بازارهای درون‌روزی برای تسهیل معاملات پیوسته به کار می‌رود، اگرچه از نظر بهینگی تخصیص منابع، رتبه پایین‌تری نسبت به سازوکار حاشیه‌ای دارد.

بازار	هدف	زمان بندی	کشورها
روز - قبل (Day-ahead)	فراهم‌کردن دید اولیه درباره تقاضا ظرفیت عرضه و قیمت‌ها	تسویه در روز قبل از تحویل	اروپا، ژاپن، بریتانیا، ایالات متحده
درون‌مرزی (Intraday)	تعدیل موقت معاملاتی نسبت به روز قبل	در طول روز، چند دقیقه قبل از تحویل	اروپا، ژاپن، بریتانیا
در لحظه (Real-Time)	ایجاد برنامه دیسپاچینگ بر اساس شرایط لحظه‌ای	تسویه بسیار نزدیک به تحویل	استرالیا، ایالات متحده
تعادلی (Balancing)	تعدیل برنامه دیسپاچینگ متناسب با شرایط بسیار کوتاه‌مدت سیستم	بسیار نزدیک به تحویل، معمولاً پس از سایر بازارها	اروپا، بریتانیا، ایالات متحده
خدمات جانبی (Ancillary services)	تأمین خدمات مورد نیاز سیستم (تنظیم فرکانس، کنترل ولتاژ) که توسط اپراتورهای سیستم مدیریت می‌شوند	متغیر	اروپا، ژاپن، بریتانیا، ایالات متحده

حرارتی، وابستگی راهبردی جوامع مدرن به استمرار جریان توان الکتریکی را افزایش داده و پیش‌بینی‌ها حاکی از آن است که رشد تقاضای انعطاف‌پذیری شبکه در دهه آینده به مراتب از نرخ رشد مصرف کل پیشی خواهد گرفت. تکانه‌های ژئوپلیتیکی سال‌های اخیر، نوسانات شدید قیمت گاز طبیعی، رشد نامتقارن هزینه‌های تأمین مالی و لزوم دستیابی به استانداردهای سخت‌گیرانه کربن‌زدایی، ناکارآمدی الگوهای سنتی مبتنی بر «صرفاً انرژی» (Energy-Only) را به اثبات رسانده‌اند. بازطراحی بازار برق ضرورتی محوری برای تجمیع اهداف سه‌گانه پایداری، امنیت عرضه و مقرون به صرفه بودن به شمار می‌رود. ساختار نوین بازار باید ضمن ارسال پیام‌های قیمتی دقیق و آنی برای هماهنگی فنی شبکه، قطعیت درآمدی پایداری را برای جذب صدها میلیارد دلار سرمایه‌گذاری در فناوری‌های سرمایه‌بر و منعطف ایجاد نماید.

⚡ ساختار و ویژگی‌های بازارهای کوتاه‌مدت

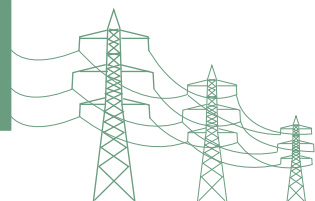
بازارهای کوتاه‌مدت (از افق روز قبل تا لحظه مصرف فیزیکی) هسته عملیاتی بازار عمده‌فروشی را تشکیل می‌دهند و حلقه اتصال نهایی میان معادلات مالی و رفتار فیزیکی شبکه هستند. این بازارها وظیفه پایش مستمر تعادل عرضه و تقاضا، دیسپاچ بهینه اقتصادی و حفظ امنیت فرکانسی سیستم را بر عهده دارند و در حال حاضر بیش از ۷۰۰ میلیون مشترک را در پیشرفته‌ترین کانون‌های اقتصادی تحت پوشش قرار می‌دهند.

الف) سازوکارهای تسویه و زمان‌بندی

تطابق پیوسته تولید و بار از طریق لایه‌های معاملاتی مکمل تحقق می‌یابد؛ بازار روز قبل (Day-Ahead): افق پایه تعادل بار و دیسپاچ اقتصادی را برای ۲۴ ساعت آتی مشخص کرده و دید اولیه از ظرفیت‌های آماده‌به‌کاری و منحنی تقاضا ارائه می‌دهد.

بازار درون‌روزی (Intraday): به فعالان امکان می‌دهد موقعیت‌های معاملاتی خود را متناسب با آخرین پیش‌بینی‌های اقلیمی و حوادث شبکه تا دقایقی پیش از تحویل تعدیل کنند.

بازار بلادرنگ و تعادلی (Real-Time & Balancing): اپراتور سیستم (TSO/ISO)





⚡ بازارهای میان مدت و بلندمدت: ابزارهای مدیریت ریسک و پوشش مالی

اگرچه بازارهای کوتاه مدت در ایجاد شفافیت قیمت نقدی بی بدیل اند، اما نوسانات شدید قیمت های نقدی مانعی عمده برای جذب منابع مالی در دارایی های سرمایه بر (نظیر نیروگاه های تجدیدپذیر، ذخیره سازهای باتری، برق آبی و هسته ای) محسوب می شود. بازارهای میان مدت و بلندمدت (قراردادهای فوروارد، آتی و PPA) با افق چند ماه تا چند دهه، این نوسانات را به جریان نقدی باثبات و پیش بینی پذیر تبدیل کرده و هزینه سرمایه (WACC) را کاهش می دهند.

⚡ مقایسه ابزارهای معاملاتی بلندمدت

قراردادهای بلندمدت به سه دسته کلی با مشخصات زیر تفکیک می شوند:

- **قراردادهای فوروارد (Forward):** توافقات دوجانبه خارج از بورس (OTC) با قابلیت سفارشی سازی کامل شروط، زمان بندی و مکان تحویل؛ این ابزار متضمن ریسک اعتباری و نکول طرف مقابل است.
- **قراردادهای آتی (Futures):** ابزارهای استانداردسازی شده بورس های متمرکز (نظیر EEX اروپا) که توسط اتاق پایپای تضمین شده و ریسک اعتباری ندارند، اما افق زمانی آن ها معمولاً به یک تا دو سال آینده محدود است.

- **قراردادهای خرید برق (PPA):** قراردادهای بلندمدت (۱۰ تا ۲۵ ساله) اختصاصی میان ژنراتور و خریداران صنعتی یا شرکت های بازرگانی که جریان درآمدی تضمین شده پروژه را برای اخذ تسهیلات بانکی مهیا می سازند. این

قراردادها به دو صورت «فیزیکی» (تحویل واقعی برق با ترتیبات ترانزیت) یا «مالی/سنتتیک» (تسویه نقدی مابه التفاوت نرخ قرارداد با بازار نقدی) اجرا می شوند.

ابزار معاملاتی	بسترو ساختار معامله	افق زمانی متداول	ریسک اعتباری	درجه استاندارد سازی و نقدشوندگی
فوروارد (Forward)	دوجانبه خارج از بورس (OTC)	۱ ماه تا ۵ سال	بالا (متکی به توان مالی طرفین)	کاملاً سفارشی؛ نقدشوندگی و معامله مجدد بسیار محدود
آتی (Futures)	بورس های متمرکز کالا و برق	۱ ماه تا ۲ سال	صفر (تضمین شده توسط اتاق پایپای و سیستم ودیعه گذاری)	بسیار بالا؛ قراردادهای استاندارد با قابلیت معامله پیوسته
خرید برق تجاری (PPA)	دوجانبه (فیزیکی یا مالی بر پایه CFD)	۱۰ تا ۲۰ سال	متوسط تا بالا (نیازمند اعتبارسنجی دقیق و ضمانت نامه های بانکی)	سفارشی سازی بالا؛ نقدشوندگی ثانویه اندک

⚡ شواهد تأثیر قراردادهای بلندمدت بر هزینه سرمایه

داده های تجربی بازارهای توسعه یافته نشان می دهند که تبدیل عواید از ریسک نقدی به عواید قراردادی، با کاستن از صرف ریسک، منافع اقتصادی چشمگیری برای سیستم ایجاد می کند:



۳. **مدل کف و مشارکت (Floor and Share):** تضمین حداقل درآمد بهره برداری همراه با تقسیم درصدی سودهای فوق العاده بازار میان سرمایه گذار و شبکه در طرح های ظرفیت استرالیا (CIS).

مؤلفه	مدل سنتی بازار ظرفیت (Capacity Market)	سازوکارهای نوین انعطاف پذیری (Flexibility Schemes)
هدف بنیادی	تأمین توان مگاواتی ثابت در اوج بار سالانه و ممانعت از قطعی خاموشی	تأمین توان با شیب تغییرات سریع (Ramping)، مدیریت تغییرات فرکانس و پاسخ بار
دارایی های هدف	نیروگاه های گازی سیکل باز/ ترکیبی، برق آبی جریان ی و ذخیره هسته ای	سیستم های ذخیره ساز انرژی باتری (BESS)، پاسخ گویی بار (Demand Response)
ساختار پرداخت	دلار بر حسب مگاوات آماده به کاری سالانه در ساعات اوج بار	ترکیبی از تضمین کف درآمدی (Floor) و پاداش خدمات دسترسی با سرعت واکنش بالا
چالش عمده	جهش هزینه ها (افزایش CRM بازار PJM به ۱۶.۱ میلیارد دلار) و عدم عملکرد در سرما	دشواری تفکیک جریان های نقدی مشترک با بازارهای نقدی و خدمات جانبی

⚡ سازوکارهای کربن زدایی:

انرژی های کم کربن دارای ارزش اجتماعی ناشی از کاهش انتشار گازهای گلخانه ای هستند؛ با این حال، به دلیل شکست بازار در قیمت گذاری کامل اثرات جانبی انتشار، بازارهای عمده فروشی قادر به انعکاس خودکار این ارزش نیستند. طراحی سازوکارهای کربن زدایی وظیفه دارد با ارسال سیگنال اقتصادی به بازیگران، فناوری های پاک را بدون اختلال در عملکرد بازارهای کوتاه مدت توسعه دهد.

⚡ تحلیل مقایسه ای ابزارهای کربن زدایی

قیمت گذاری کربن (ETS): رویکرد بهینه اقتصادی که آلودگی را گران تر می کند، اما به دلیل نوسانات شدید قیمت کربن (تغییرات شدید بین ۶ تا ۱۰۸ یورو در ETS اروپا) به تنهایی سیگنال لازم برای پروژه های طولانی مدت را فراهم نمی سازد.

تعرفه تضمینی خرید (Fit): خرید انحصاری برق پاک با نرخ ثابت در تمام ساعات که ریسک بازار را کاملاً حذف می کند، اما تولیدکنندگان را نسبت به نیاز شبکه کور کرده و هزینه های سیستم را بالا می برد. پاداش بازار (FiP): پرداخت پاداش ثابت به ازای هر مگاوات ساعت علاوه بر قیمت کشف شده در بازار نقدی که تا حدی ارتباط تولیدکننده با کشف قیمت را حفظ می کند.

قراردادهای مابه التفاوت دوطرفه (Two-Way Cfd): تعیین قیمت اعمال (Strike Price): در صورتی که قیمت بازار کمتر از نرخ مبنا باشد، دولت مابه التفاوت را به تولیدکننده می پردازد و در صورت بالاتر رفتن قیمت بازار، تولیدکننده موظف به بازگرداندن مازاد درآمد به دولت است.

سازوکار حمایتی	مبنای پرداخت	ریسک قیمت بازار	رفتار تولید در قیمت های منفی	اثر بر بودجه عمومی و مصرف کننده
تعرفه تضمینی	نرخ ثابت اداری به ازای کل کیلووات ساعت تولیدی	صفر (حذف ریسک برای ژنراتور)	تداوم تزریق نامطلوب به شبکه و ایجاد هزینه های تعادل	تحمل بدهی سنگین و بلندمدت بر قیوض برق
پاداش بازار	قیمت نقدی بازار + پاداش حمایتی ثابت	متوسط (تولیدکننده در معرض نوسان نقدی است)	احتمال بالای تولید تا نقطه برابری پاداش با هزینه منفی	نوسان مخارج یارانه ای متناسب با افت قیمت بازار
قرارداد مابه التفاوت	تسویه مالی شکاف میان قیمت روزانه و قیمت اعمال	کاملاً پوشش یافته (تثبیت حاشیه سود)	در صورت طراحی اصولی، با تعلیق یارانه تولید متوقف می شود	تثبیت هزینه مصرف کننده و بازپرداخت وجوه در گرانی
اعتبارات مالیاتی و کمک	درصد معافیت مالیاتی سرمایه گذاری یا کمک بلاعوض	کامل (پس از دریافت کمک، در معرض ریسک بازاریاند)	تولید صرفاً بر مبنای منطق اقتصادی بازار نقدی	صرف هزینه یک باره از بودجه عمومی بدون تعهد جاری

- **استرالیا (بازار NEM):** بازده مورد انتظار سهام (ROE) در پروژه های تجدیدپذیر وابسته به بازار نقدی حدود ۱۲.۲۵ درصد برآورد می شود؛ در حالی که همین شاخص ذیل قراردادهای PPA شرکتی به ۸ درصد و تحت قراردادهای بلندمدت دولتی به ۶.۲۵ درصد تنزل می یابد.

- **آلمان:** انعقاد قراردادهای پایدار بلندمدت، هزینه هم ترازشده تولید برق (LCOE) را در پروژه های بادی خشکی تا ۱۰.۷ دلار، خورشیدی ۱۳ دلار و بادی دریایی ۲۱.۶ دلار به ازای هر مگاوات ساعت (کاهش بیش از ۲۰ درصدی هزینه کل) تقلیل داده است.

- **بحران نقدینگی خرده فروشان:** در بحران انرژی سال ۲۰۲۲، فقدان استراتژی پوشش ریسک بلندمدت منجر به ورشکستگی هم زمان ۲۷ شرکت خرده فروش برق در بریتانیا و ۷ شرکت در استرالیا شد؛ رویدادی که به اجباری شدن تکالیف پوشش ریسک در قوانین اتحادیه اروپا انجامید.

۳. سازوکارهای تکمیلی: جبران ظرفیت و خدمات انعطاف پذیری

ورود سهم بالایی از انرژی های پاک با هزینه نهایی تولید نزدیک به صفر، منحنی شایستگی بازار نقدی را به سمت راست هدایت کرده و قیمت های عمده فروشی را در ساعات زیادی از سال سرکوب می کند (اثر شایسته محوری یا Merit-Order Effect). این پدیده موسوم به معضل «پول گم شده» (Missing Money) مانع از آن می شود که نیروگاه های حرارتی پشتیبان و تأسیسات ذخیره سازی، صرفاً از محل فروش کیلووات ساعت انرژی بتوانند هزینه های ثابت سرمایه ای خود را مستهلک کنند.

(الف) سازوکارهای جبران ظرفیت (CRM):

برای تضمین کفایت تأمین بار در شرایط اوج مصرف و پیشگیری از حوادث از دست رفتن بار (LOLE)، سازوکارهای ظرفیت به دو روش طراحی می شوند: ۱. **مدل های مبتنی بر قیمت:** نهاد تنظیم گر نرخ پرداختی به ازای هر مگاوات ظرفیت آماده به کاری را به صورت اداری تعیین می کند و میزان کل ظرفیت ورودی توسط پاسخ سرمایه گذاران بازار تعیین می شود (خطر کمبود یا مازاد شدید ظرفیت).

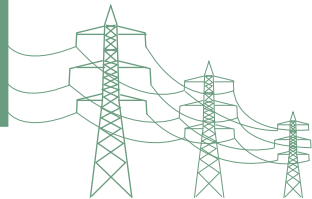
- ۲. **مدل های مبتنی بر حجم:** رگولاتور سقف حجم مورد نیاز برای تأمین حاشیه ذخیره (Reserve Margin) را تعیین و نرخ تسویه را از طریق حراج متمرکز کشف می نماید (مانند بازارهای PJM آمریکا، بریتانیا و فرانسه).

(ب) سازوکارهای پاداش دهی به انعطاف پذیری

با دگرگونی دینامیک شبکه، چالش سیستم ها از «کفایت ظرفیت ثابت» به سمت «تأمین انعطاف پذیری سریع» جهت مدیریت شیب های ناگهانی تولید (Ramping) شیفت پیدا کرده است:

- ۱. **کمک های بلاعوض سرمایه گذاری (Investment Grants):** تخصیص یارانه بر مخارج اولیه سرمایه ای (Capex) جهت احداث سامانه های باتری (BESS) در اسپانیا.

- ۲. **مدل سقف و کف درآمدی (Cap and Floor):** تضمین کف درآمد معین برای پوشش تعهدات بانکی سرمایه گذار، توأم با دریافت منافع مازاد بازار فراتر از یک سقف تعیین شده در بریتانیا.





رگولاتوری بازار برق



مقررات‌گذاری بازار برق: وضعیت جهانی روند توسعه و چشم‌انداز آن در چین

در بریتانیا نیز OFGEM علاوه بر نظارت بر عرضه‌کنندگان، برای حمایت از مصرف‌کنندگان کم‌تحرک، سقف قیمت برخی تعرفه‌ها را تعیین کرده است. در فرانسه نیز در کنار بازار رقابتی، تعرفه‌های تنظیم‌شده برای گروهی از مصرف‌کنندگان حفظ شده است.

❖ رویکردهای نوین مقررات‌گذاری بازار برق

تنظیم‌گران بازار برق به‌طور کلی از دو دسته ابزار پیشینی (Ex-ante) و پسینی (Ex-post) استفاده می‌کنند. در رویکرد پیشینی، پیش از وقوع تخلف، ساختار بازار و رفتار فعالان کنترل می‌شود. تعیین سقف قیمت، محدودیت ورود، غربالگری پیشنهادها و استفاده از شاخص‌هایی مانند HHI، سهم بازار، شاخص عرضه‌کننده محوری و RSI از جمله این ابزارها هستند. بازارهای PJM و CAISO در آمریکا از آزمون‌های ساختاری برای شناسایی و محدودسازی قدرت بالقوه بازار استفاده می‌کنند و بازار استرالیا نیز علاوه بر سقف قیمت، سازوکارهایی برای مقابله با افزایش شدید و پایدار قیمت دارد. در مقابل، نظارت پسینی بر داده‌های واقعی بازار و شناسایی تخلف پس از وقوع تمرکز دارد. تحلیل داده‌های معاملات، حسابرسی، بازرسی، خوداظهاری شرکت‌ها و بررسی رفتار بازار از ابزارهای این رویکرد هستند. در آمریکا و استرالیا، چارچوب «ساختار - رفتار - عملکرد» (SCP) برای تحلیل بازار و شناسایی ریسک‌های رقابتی به کار گرفته می‌شود. تجربه این کشورها نشان می‌دهد که ترکیب ابزارهای پیشینی و پسینی می‌تواند نسبت به اتکا به یک رویکرد واحد، اثربخشی بیشتری داشته باشد.

نکته مهم دیگر، شفافیت بازار و انتشار اطلاعات است. دسترسی تنظیم‌گر و فعالان بازار به اطلاعات به‌موقع و قابل اتکا، امکان شناسایی رفتارهای غیرعادی و تقویت رقابت را فراهم می‌کند. به همین دلیل، انتشار منظم گزارش‌های بازار، اطلاعات معاملات و اقدامات اجرایی به یکی از عناصر اصلی تنظیم‌گری بازارهای برق تبدیل شده است.

❖ روندهای جدید در مقررات‌گذاری بازار برق

تحولات اخیر صنعت برق باعث شده مقررات‌گذاری از تمرکز صرف بر «رقابت و قیمت» فراتر برود و مسائلی مثل افزایش سهم تجدیدپذیرها، کاهش انتشار کربن، تغییر فناوری تولید و حفظ قابلیت اطمینان شبکه را هم پوشش دهد. رشد سریع انرژی خورشیدی و بادی باوجود نقش مثبت در کاهش انتشار و متنوع‌سازی سبد تولید، به دلیل نوسان‌پذیری و عدم قطعیت تولید، فشار بیشتری بر بازار و شبکه وارد می‌کند؛ بنابراین قواعد سنتی که عمدتاً بر نیروگاه‌های حرارتی قابل کنترل بنا شده‌اند، نیازمند بازنگری هستند، به‌ویژه در حوزه خدمات جانبی، افزایش انعطاف‌پذیری و تقویت سیگنال‌های قیمتی.

در همین مسیر، سیاست‌های حمایتی تجدیدپذیرها نیز از حمایت‌های ثابت و جدا از بازار به سمت سازوکارهایی حرکت کرده‌اند که تولیدکننده را بیشتر در معرض قیمت‌ها و شرایط بازار قرار می‌دهند. نمونه آن قراردادهای مابه‌التفاوت (CfD) در بریتانیا و «پرمیوم بازار» در فرانسه است که ضمن حمایت از سرمایه‌گذاری، ارتباط درآمد تولیدکننده با وضعیت بازار را تقویت می‌کنند. در آمریکا و استرالیا هم ترکیبی از مشوق‌های مالی، گواهی‌های تجدیدپذیر و سیاست‌های ایالتی به کار گرفته می‌شود.

دومین روند مهم، تمرکز روزافزون تنظیم‌گران بر «امنیت و کفایت تأمین برق» است. خروج نیروگاه‌های قدیمی، رشد سهم منابع تجدیدپذیر متناوب و افزایش تقاضا، حاشیه ذخیره شبکه را کاهش داده و کشورها را به استفاده

طی دهه‌های اخیر، افزایش تقاضا و رشد سهم منابع تجدیدپذیر، اصلاحات ساختاری گسترده‌ای را در صنعت برق جهان رقم زده است. این تحول با تفکیک ساختار سنتی به بخش‌های تولید، انتقال، توزیع و عرضه همراه بوده؛ به‌گونه‌ای که بخش‌های تولید و عرضه وارد فضای رقابتی شده‌اند، اما شبکه‌های انتقال و توزیع به دلیل ماهیت انحصار طبیعی، همچنان تحت نظارت دقیق مانده‌اند.

اگرچه آزادسازی بازار به افزایش کارایی، بهره‌وری بهینه از ظرفیت‌ها و تنوع گزینه‌های مصرف‌کنندگان می‌انجامد، اما هم‌زمان مخاطراتی نظیر سوءاستفاده از قدرت بازار، نوسانات شدید قیمت و تهدید امنیت تأمین را در پی دارد. ازاین‌رو، «مقررات‌گذاری بازار برق» چارچوبی ضروری برای تضمین رقابت منصفانه، شفافیت و حمایت از حقوق مصرف‌کنندگان است. تجربه بازارهای پیشرو نشان می‌دهد که پایداری این نظام بر دو رکن اساسی استوار است؛ وجود نهاد تنظیم‌گر مستقل با اختیارات قانونی شفاف و قواعد بازی مدون و بدون تبعیض. امروزه رویکرد این نهادها نیز از کنترل‌های دستوری و سنتی، به سمت نظارت پیشگیرانه و پایش هوشمند و داده‌محور ارتقا یافته است.

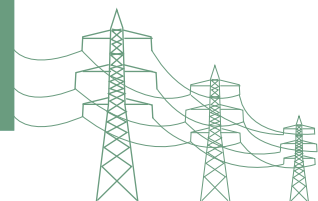
❖ چارچوب مقررات‌گذاری در بازارهای برق جهان

در بازارهای بالغ، تنظیم‌گری برق معمولاً در قالب نهادهای نسبتاً مستقل از فعالان بازار انجام می‌شود، هرچند ساختار آن از کشوری به کشور دیگر متفاوت است. در ایالات متحده، تنظیم‌گری در دو سطح فدرال و ایالتی صورت می‌گیرد و نهادهایی مانند کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال (FERC)، کمیسیون‌های خدمات عمومی ایالت‌ها و اپراتورهای مستقل سیستم و انتقال (ISO/RTO) در آن نقش دارند. در استرالیا نیز تقسیم وظایف میان AEMO، AEMC و AER، چارچوبی چندلایه برای سیاست‌گذاری، بهره‌برداری و تنظیم بازار ایجاد کرده است.

در بریتانیا، OFGEM تنظیم‌گر اصلی بازار انرژی است و علاوه بر نظارت بر رقابت، بر صدور مجوز، شبکه‌ها، حمایت از مصرف‌کنندگان و شفافیت بازار نظارت دارد. در فرانسه نیز CRE به‌عنوان تنظیم‌گر مستقل انرژی فعالیت می‌کند و در کنار آن، نهاد رقابت و سازوکارهای اروپایی مانند ACER بر بخش‌هایی از بازار نظارت دارند. در مجموع، تجربه این کشورها نشان می‌دهد که قانون باید حدود اختیارات تنظیم‌گر، مسئولیت فعالان بازار و قواعد دسترسی به شبکه و معاملات را به‌روشنی مشخص کند.

از نظر بازار عمده‌فروشی نیز یک الگوی واحد جهانی وجود ندارد. برخی بازارها بر مبنای استخر کامل و برخی بر پایه معاملات دوجانبه یا ترکیبی از این دو عمل می‌کنند. در ایالات متحده، علاوه بر معاملات بازار، سازوکارهایی برای پایش قدرت بازار و جلوگیری از رفتارهای ضدرقابتی در بازارهای منطقه‌ای وجود دارد. در استرالیا نیز AER به‌طور مستمر قیمت‌ها، پیشنهادهای عرضه، خدمات جانبی و رفتار فعالان بازار را پایش می‌کند. در اروپا، علاوه بر مقررات ملی، قواعد فرامرزی و مقرراتی مانند REMIT برای مقابله با معامله بر مبنای اطلاعات ناهنجار و دستکاری بازار اهمیت دارند.

در بازار خرده‌فروشی نیز میزان آزادسازی کشورها متفاوت است. در بازارهای رقابتی، تنظیم‌گر معمولاً بر صلاحیت مالی و فنی عرضه‌کنندگان، شفافیت قراردادهای مدیریت اعتبار، حمایت از مصرف‌کننده و سازوکار «تأمین‌کننده آخرین‌چاره» تمرکز دارد. برای مثال، در استرالیا بخشی از قراردادهای خرده‌فروشی بر مبنای مذاکره بازار تعیین می‌شوند، درحالی‌که برای برخی مصرف‌کنندگان قراردادهای استاندارد با قیمت تنظیم‌شده وجود دارد.





از ابزارهایی نظیر بازار ظرفیت، قیمت‌گذاری نایابی، ذخایر راهبردی و تعهدات قابلیت اطمینان سوق داده است.

در ایالات متحده، مناطقی مانند PJM و ISO-NE از بازار ظرفیت برای هدایت سرمایه‌گذاری‌ها و تضمین پایداری آتی شبکه استفاده می‌کنند، درحالی‌که بازار تک‌قیمتی ERCOT عمدتاً بر سازوکار قیمت‌گذاری نایابی تکیه دارد. بریتانیا با راه‌اندازی بازار ظرفیت و فرانسه از طریق بازار گواهی ظرفیت، ریسک خروج واحدها و کسری تولید را مهار کرده‌اند؛ استرالیا نیز تمرکز خود را بر مدیریت ریسک کمبود ظرفیت و مشارکت مصرف‌کنندگان عمده در پایداری شبکه قرار داده است. در مجموع، رویکرد جهانی تنظیم‌گری نشان می‌دهد که هدف‌گذاری بازار برق از تمرکز صرف بر کاهش قیمت و توسعه رقابت، به سمت برقراری توازن راهبردی میان «کارایی اقتصادی»، «گذار انرژی» و «امنیت تأمین» تغییر مسیر داده است.

چین؛ مسیر اصلاح بازار و چالش‌های مقررات‌گذاری

چین از سال ۲۰۱۵ با صدور دستورالعمل‌های جدید، دور تازه اصلاحات ساختاری صنعت برق را با بازنگری در تعرفه‌های انتقال و توسعه معاملات میان‌مدت و بلندمدت آغاز کرد. بااین‌حال، فقدان بازار نقدی و قیمت‌گذاری لحظه‌ای در گام‌های نخست، کشف واقعی قیمت و مدیریت سمت تقاضا را محدود ساخت؛ چالشی که از سال ۲۰۱۷ با اجرای آزمایشی بازار نقدی در برخی استان‌ها و عملیاتی شدن آن از سال ۲۰۱۹ تا حدی تعدیل شد.

ساختار تنظیم‌گری چین، متأثر از الگوی حاکمیتی آن، تفاوت‌های بنیادینی با بازارهای توسعه‌یافته دارد. حضور هم‌زمان نهادهایی نظیر کمیسیون ملی توسعه و اصلاحات (NDRC)، اداره ملی انرژی (NEA)، کمیسیون نظارت بر دارایی‌های دولتی (SASAC) و دولت‌های استانی، گرچه هماهنگی سیاست‌های کلان انرژی را تقویت می‌کند، اما به تداخل صلاحیت‌ها، همپوشانی وظایف و کاهش استقلال نهاد تنظیم‌گر انجامیده است. علاوه بر این، ابهامات «قانون برق» در تعیین مرزهای اختیارات نظارتی، عدم همگام‌سازی قوانین با بازیگران جدید (بورس‌های برق و خرده‌فروشان) و نبود سازوکارهای قانونی کارآمد برای مقابله با سوءاستفاده از قدرت بازار، از آسیب‌های حقوقی جدی این ساختار به شمار می‌رود.

چالش محوری کنونی چین، گذار از مدیریت دستوری و ابزارهای سنتی اداری به «تنظیم‌گری مبتنی بر قواعد بازار» است. با توسعه بازار نقدی و پیچیدگی معاملات، کنترل‌های اداری کارایی لازم را از دست داده و تحقق یک بازار کارا مستلزم استقرار سامانه‌های پایش مستمر داده‌محور، کشف زودهنگام رفتارهای ضدرقابتی و واکنش سریع تحلیلی به تحولات بازار است.

مسیر آینده چین را می‌توان در چهار محور اصلی خلاصه کرد:

– تقویت چارچوب حقوقی و بازتعریف وظایف تنظیم‌گران؛ با توسعه بازار، لازم است وظایف نهادهای مختلف شفاف‌تر و همپوشانی‌ها کاهش یابد و در بلندمدت نقش یک تنظیم‌گر مستقل و بی‌طرف تقویت شود.

– توسعه تنظیم‌گری متناسب با بازار نقدی؛ با گسترش معاملات رقابتی، تمرکز تنظیم‌گر باید بر حوزه‌های مستعد شکست بازار، به‌ویژه سوءاستفاده از قدرت بازار، دستکاری قیمت، تبعیض در دسترسی به شبکه و رفتارهای ضدرقابتی قرار گیرد. درعین‌حال، قواعد بازار باید متناسب با شرایط استان‌های مختلف طراحی شود.

– ایجاد نظام مدیریت اعتبار؛ افزایش تعداد مشارکت‌کنندگان و حجم معاملات، ضرورت رتبه‌بندی اعتباری و ثبت سوابق عملکرد فعالان بازار را افزایش می‌دهد. ایجاد یک نظام یکپارچه اعتبارسنجی می‌تواند ریسک مالی و ریسک نکول را کاهش داده و اعتماد به بازار را تقویت کند.

– حرکت به سمت تنظیم‌گری هوشمند و داده‌محور؛ پایش بلادرنگ بازار، تحلیل داده‌های معاملاتی، سامانه‌های اطلاعاتی یکپارچه، داده‌های کلان، هوش مصنوعی و رایانش ابری می‌توانند نسل جدید ابزارهای تنظیم‌گری در چین را شکل دهند. هدف این رویکرد، شناسایی سریع ناهنجاری‌ها و تخلفات و کاهش اتکا به بازرسی‌های سنتی است.



قوانین، مصوبات و چالش‌های رگولاتوری بازار برق در ایران

در ایران، ساختار حکمرانی برق طی دو دهه گذشته، با استناد به آیین‌نامه‌های سال ۱۳۸۴ تا قانون اصلاح الگوی مصرف انرژی مصوب ۱۳۸۹، به‌تدریج از الگوی متمرکز دولتی به سمت «بازار تنظیم‌شده» حرکت کرده است؛ بازاری که در آن اگرچه معاملات رقابتی رو به رشد است، اما تعرفه‌ها، دسترسی به شبکه و یارانه‌ها همچنان در چارچوب مقررات دولتی مدیریت می‌شود.

۱. ساختار تنظیمی صنعت برق ایران بر پایه تفکیک نقش‌های بالادستی، مقررات‌گذاری، عملیات و بستر معاملاتی شکل گرفته است؛

● **سیاست‌گذاری کلان:** مجلس شورای اسلامی با تصویب قوانین بالادستی چارچوب حقوقی را تعیین کرده و وزارت نیرو متولی اصلی برنامه‌ریزی،

معاملات رقابتی میان نیروگاه‌های دولتی، خصوصی، تجدیدپذیر و مصرف‌کنندگان بزرگ است.

۲. توسعه بورس انرژی؛ از قیمت‌گذاری متمرکز تا کشف قیمت تنظیم‌شده

قیمت برق در ایران همچنان تابع سیاست‌های حمایتی و صنعتی است. در سمت عمده‌فروشی، بازار دارای سقف قیمت و قواعد مشخصی است؛ برای نمونه، در سال ۱۴۰۵ سقف قیمت انرژی در بازار عمده‌فروشی ۳,۵۸۰ ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت، قیمت سوخت ۷۴۵ ریال و نرخ آمادگی ۳۵۸ ریال به‌ازای هر کیلووات ظرفیت در ساعت تعیین شده است. در بخش مصرف نیز تعرفه‌ها تابع الزامات تنظیمی هستند؛ به عنوان مثال، نرخ پایه برق صنایع به ۱۴,۴۲۰ ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت رسیده و با ضرایب متفاوتی برای صنایع انرژی‌بر مانند فولاد، سیمان، آلومینیوم و پتروشیمی اعمال می‌شود.

در همین راستا، برنامه هفتم پیشرفت سهم معاملات برق در بورس انرژی را حداقل ۳۰ درصد تا پایان سال دوم و ۶۰ درصد تا پایان برنامه هدف‌گذاری کرده و مقررات اجرایی جدید (از جمله آیین‌نامه‌های ماده ۴۳) این مسیر را عملیاتی‌تر کرده‌اند:

● **الزام خریداران بزرگ:** مشترکان بالای یک مگاوات مکلف به تأمین برق خود از مسیرهای رقابتی یا بورس انرژی شده‌اند.

● **بازارهای تخصصی:** راه‌اندازی تابلوی سبز و آزادسازی نرخ برق تجدیدپذیر

● **بازار ظرفیت و بهینه‌سازی:** بازار تنها بر «کیلووات‌ساعت» متمرکز نمانده و به مجموعه‌ای از بازارهای مکمل تبدیل شده است؛ ارزش‌گذاری جداگانه برای آمادگی نیروگاه‌ها، الزام متقاضیان جدید بالای یک مگاوات به تهیه «گواهی ظرفیت» و قابل‌معامله‌شدن کاهش مصرف و تولید پاک از طریق «گواهی‌های صرفه‌جویی انرژی» از جمله این تحولات است.

● **شفاف‌سازی زنجیره مالی:** تفکیک هزینه‌های خرید برق، خدمات انتقال، توزیع و مابه‌التفاوت یارانه، شفافیت حساب‌های ذی‌نفعان و پیش‌بینی‌پذیری درآمد نیروگاه‌ها را افزایش داده است.

۳. تغییر نقش صنایع و هوشمندسازی سمت تقاضا

رگولاتوری جدید، صنایع بزرگ را از مصرف‌کننده‌ای منفعل به بازیگر فعال بازار تبدیل کرده است. مقررات خودتأمینی به صنایع اجازه می‌دهد با احداث نیروگاه، برق موردنیاز خود را تأمین کرده و مازاد آن را از طریق قراردادهای دوجانبه یا بورس انرژی عرضه کنند. در سمت تقاضا نیز اندازه‌گیری هوشمند به زیرساخت مدیریت بازار تبدیل شده است؛ به طوری که در سال ۱۴۰۴ حدود ۵۷ درصد قرائت‌ها از طریق کنتورهای هوشمند انجام شد (با هدف‌گذاری ۹۰ درصدی در برنامه هفتم) و مدیریت هوشمند بار توانست حدود ۲,۰۰۰ مگاوات اوج مصرف شبکه بکاهد.

۴. چالش‌های بنیادی و چشم‌انداز پیش‌رو

باوجود پیشرفت‌های قانونی، حکمرانی بازار برق با چالش‌های عمیقی مواجه است:

● **ناترازی سیاست و اجرا:** عدم تفکیک کامل وظایف حاکمیتی وزارت نیرو از تصدی‌گری و صادر نشدن مجوز نهاد تنظیم‌گر مستقل، نااطمینانی سرمایه‌گذاری را تشدید کرده است.

● **تعارض ملاحظات اقتصادی و اجتماعی:** صدور دستور موقت دیوان عدالت اداری برای توقف مصوبه افزایش قیمت برق صنعتی، نمونه‌ای بارز از مانع‌تراشی در روند منطقی‌سازی تعرفه‌هاست.

شکاف تا اهداف توسعه؛ عملکرد واقعی بازار تنها به تحقق ۱۳ درصدی اهداف نهایی برنامه هفتم و ۴۱ درصدی شاخص‌های سالانه منجر شده است.

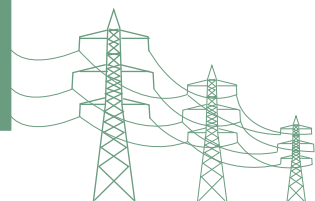
عبور از ناترازی فراینده و رسیدن به اهداف کمی برنامه هفتم پیشرفت، از جمله دستیابی به ظرفیت نامی ۱۲۴,۴۸۵ مگاوات (شامل ۱۲,۰۰۰ مگاوات تجدیدپذیر و ۳,۰۰۰ مگاوات هسته‌ای)، کاهش تلفات شبکه به ۱۰ درصد و پوشش ۹۰ درصدی کنتورهای هوشمند، در گرو پایان دادن به قیمت‌گذاری دستوری، تضمین استقلال نهاد تنظیم‌گر و شفاف‌سازی زنجیره تسویه مالی است تا محیط اقتصادی برای جذب سرمایه‌گذاری بخش خصوصی امن و توجه‌پذیر گردد.

راهبری و توسعه خطوط تولید، انتقال و توزیع انرژی است.

● **تنظیم‌گری و رقابت:** «هیئت تنظیم مقررات برق و انرژی» مسئولیت تدوین مقررات و تعرفه‌های اقتصادی را بر عهده دارد. در کنار آن، شورای رقابت با اقداماتی نظیر تصویب پیش‌نویس اساسنامه برق در اسفند ۱۴۰۳، بر حفظ فضای رقابتی نظارت می‌کند. بااین‌حال، تأسیس یک «نهاد تنظیم‌گر کاملاً مستقل» همچنان محور اصلی اصلاحات ساختاری باقی‌مانده است.

● **مدیریت عملیاتی و شبکه:** شرکت مدیریت شبکه برق ایران حفظ تعادل لحظه‌ای تولید و مصرف و پایداری فیزیکی سیستم را مدیریت می‌کند؛ درحالی‌که شرکت مادر تخصصی توانیر، هماهنگی شرکت‌های برق منطقه‌ای (انتقال) و توزیع نیروی برق را بر عهده دارد.

● **بستر معاملاتی:** بورس انرژی ایران مرجع اصلی کشف قیمت و ثبت





سرمایه‌گذاری و آینده صنعت برق



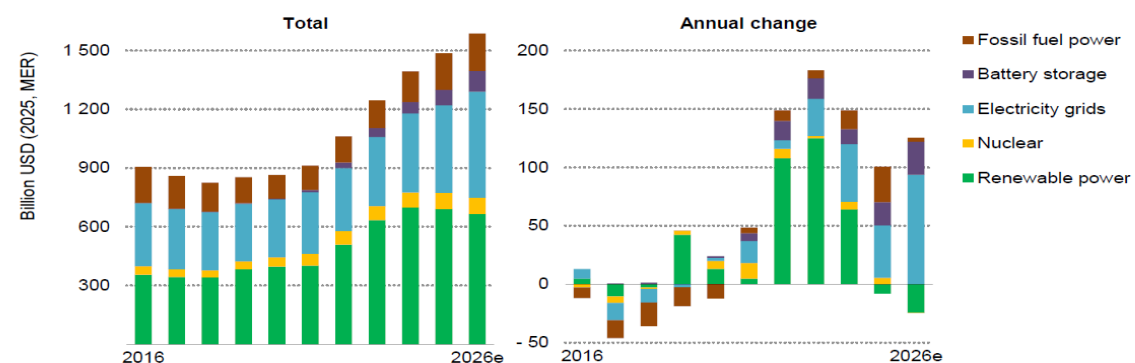
سرمایه‌گذاری جهانی در عصر الکتریسیته از واگرایی بازارها تا تغییر الگوی تأمین مالی انرژی

در عرصه بین‌المللی، جریان سرمایه‌گذاری متأثر از بازتعریف مفهوم امنیت انرژی و ریسک‌های ژئوپلیتیک وارد فاز واگرایی ساختاری میان اقتصادهای بزرگ شده است. در ایالات متحده، تقاضای جهشی ناشی از برقی‌سازی و لزوم تأمین بار پایه بدون وقفه برای مراکز پردازش داده سبب شد سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های گازسوز تقریباً سه برابر شده و از مرز ۵۰ میلیارد دلار فراتر رود، درحالی‌که بازنگری در اعتبارات مالیاتی و دشواری‌های صدور مجوز، حاشیه سود پروژه‌های بادی و خورشیدی را فرسایش داده و چشم‌انداز آن‌ها را پس از سال ۲۰۲۷ با نااطمینانی همراه ساخته است. در نقطه مقابل، چین پس از ثبت رکوردهای متمادی، هرچند با افت ۳۱ درصدی نصب پنل‌ها در اوایل ۲۰۲۶ و فشار مالی ناشی از مازاد ظرفیت روبه‌رو شد، اما به یمن صرفه به مقیاس و کاهش هزینه‌های تمام‌شده، موازنه تولید را حفظ کرده است. هم‌زمان در اروپا، جذب ۱۳۵ میلیارد دلار با رشد سالانه ۸ درصدی، بیش از ۹۰ درصد منابع جدید نیروگاهی را به انرژی‌های پاک اختصاص داده و اقتصادهای درحال توسعه آسیا و آفریقا نیز این سهم را به بالای ۷۵ درصد رسانده‌اند؛ روندی که نشان می‌دهد در غرب و بازارهای نوظهور، اولویت امنیت عرضه مستقیماً با شتاب‌بخشی به توسعه منابع کم‌انتشار گره خورده است. در بعد تأمین مالی، بازارها رویکردی کاملاً عمل‌گرایانه در پیش گرفته‌اند که در آن نرخ بازده اقتصادی بر تعهدات اقلیمی نمادین غلبه یافته است. خروج برخی نهادهای مالی بین‌المللی از «ائتلاف بانکی خالص صفر» (NZBA)، باوجود جهش ۵۱ درصدی تعهدات اعتباری بانک‌ها و رشد ۶۷ درصدی مشارکت سرمایه‌گذاران نهادی در پروژه‌های پاک، نشان داد تخصیص منابع پیش از هر چیز تابع جریان نقدی مطمئن و توجیه اقتصادی طرح‌ها است. در حوزه سوخت‌های فسیلی نیز واگرایی شدیدی ثبت شد؛ تعهدات فسیلی اعضای پیشین ائتلاف ثابت ماند، اما این رقم در میان بانک‌های غیرعضو بیش از سه برابر شد و سهم پروژه‌های پاک در پرتفوی آن‌ها را به ۸۶ درصد کاهش داد. این رونق اعتباری برای نیروگاه‌های گازسوز که محرک اصلی آن عطش مراکز داده برای بار پایه است، عمده‌تأخیر از سازوکار سنتی تأمین مالی پروژه و از طریق استقراض‌های ترازنامه‌ای و انتشار اوراق شرکتی توسط غول‌های فناوری و شرکت‌های خدمات عمومی محقق می‌شود؛ واقعیتی که اثبات می‌کند سرمایه در عصر الکتریسیته، به‌دور از چارچوب‌های تشریفاتی، منحصراً به سمت دارایی‌های برخوردار از بازده پایدار و ترازنامه‌های تاب‌آور جریان می‌یابد.

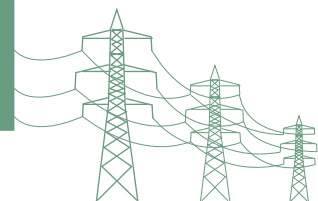
بحران‌های اخیر انرژی نه تنها جریان برقی‌سازی اقتصاد جهان را متوقف نکرد، بلکه گذار به «عصر الکتریسیته» را تثبیت ساخت؛ دوره‌ای که در آن صنعت برق با جذب نزدیک به ۶۰ درصد از کل جریان‌ات مالی بخش انرژی، به کانون اصلی گردش نقدینگی بدل شده است. حجم سرمایه‌گذاری در این حوزه طی سال ۲۰۲۵ با رشدی ۷ درصدی به ۱.۵ تریلیون دلار رسید و برآوردها حاکی از آن است که مجموع مخارج در زنجیره تأمین، توسعه زیرساخت‌ها و برقی‌سازی مصرف نهایی در سال ۲۰۲۶ از مرز ۲ تریلیون دلار عبور خواهد کرد. دگرگونی الگوی سنتی تقاضا عمده‌تأثیر بر بستر گسترش ناوگان حمل‌ونقل برقی با سهم ۲۰ درصدی از بازار خودرو در جنوب شرق آسیا، رشد ۱۷ درصدی فروش پمپ‌های حرارتی در اروپا و به‌ویژه مصرف فزاینده مراکز داده و هوش مصنوعی رخ داده است؛ تحولی که طی آن غول‌های فناوری با در اختیار گرفتن ۴۰ درصد از قراردادهای خرید برق شرکتی و تخصیص بیش از ۱۰۰ میلیارد دلار به تجهیزات اختصاصی، در جایگاه پیشرانان اصلی بازار انرژی ظاهر شده‌اند. در سمت عرضه، انرژی‌های تجدیدپذیر با جذب ۴۰ درصد از کل سرمایه‌گذاری صنعت برق و بیش از ۶۰ درصد از منابع توسعه ظرفیت نیروگاهی، همچنان مقصد نخست نقدینگی به شمار می‌روند. بااین‌حال، افزایش پیش‌بینی‌شده سهم منابع متغیر خورشیدی و بادی از ۱۷ درصد کنونی به ۲۷ درصد در افق ۲۰۳۰ و انباشت بیش از ۲۵۰۰ گیگاوات پروژه در صف اتصال، اولویت کلان بازار را از «افزایش صرف ظرفیت تولید نامتمرکز» به‌سوی «توسعه شبکه انتقال و ارتقای انعطاف‌پذیری» هدایت کرده است. در پاسخ به این گلوگاه، سرمایه‌گذاری سالانه در خطوط انتقال و توزیع به ۵۵۰ میلیارد دلار نزدیک می‌شود، هرچند بخشی از این رقم ناشی از تورم تجهیزاتی نظیر ترانسفورماتورها و کابل‌های مسی است. در کنار هدف‌گذاری اعتبارات ۶۰۰ میلیارد دلاری شبکه تا سال ۲۰۳۰، به‌کارگیری راهکارهای بهینه‌سازی از جمله درجه‌بندی پویای ظرفیت خطوط (DLR) و ارتقای هادی‌ها می‌تواند بدون نیاز به احداث خطوط جدید، ظرفیتی معادل ۱۲۰۰ تا ۱۶۰۰ گیگاوات را آزاد کند. هم‌زمان، سامانه‌های ذخیره‌سازی باتری با اتکا به سازوکار آربیتراژ قیمت، سرمایه‌گذاری فراتر از ۱۰۰ میلیارد دلار را تجربه می‌کنند و سهم اقتصادهای نوظهور خاورمیانه، هند و آفریقا را از ۳ به ۱۱ درصد ارتقا داده‌اند؛ درحالی‌که بخش پاسخ‌گویی سمت تقاضا با ۷۵ گیگاوات ظرفیت فعال در صنایع سنگین، همچنان نیازمند اصلاح ساختارهای مقرراتی در بخش‌های ساختمان و حمل‌ونقل است.

Total power sector investment rose an impressive 7% in 2025 despite a slow-down in renewables

Global annual power sector investment (left) and net growth (right) by category share, 2016-2026e



منبع: IEA





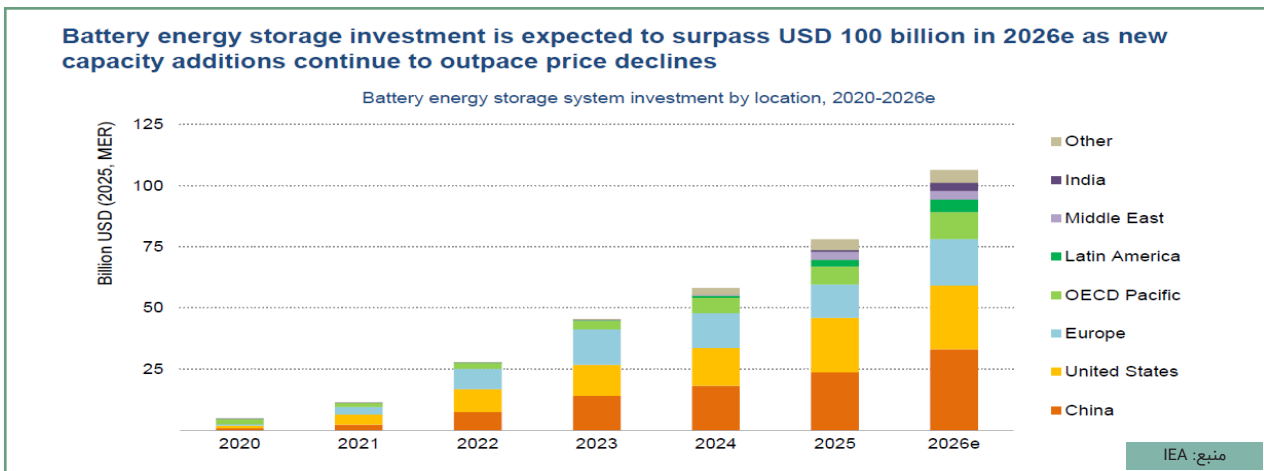
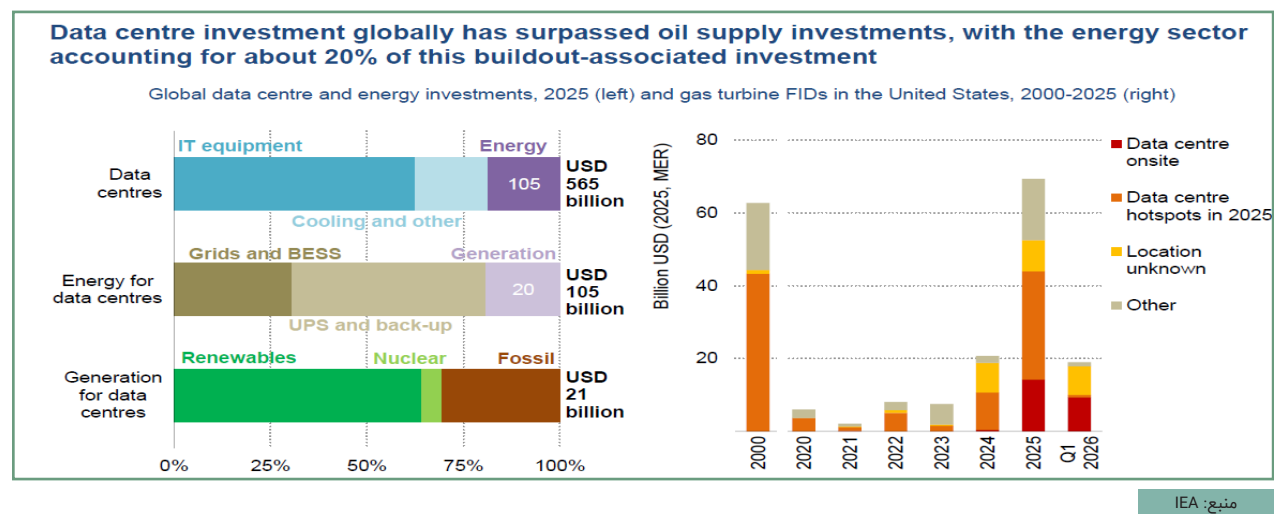
هوش مصنوعی و صنعت برق؛ بازتوزیع زنجیره ارزش و شکل‌گیری موج جدید سرمایه‌گذاری

پیشرفت شتابان هوش مصنوعی و جهش مصرف مراکز پردازش داده، نقشه سودآوری و رقابت‌پذیری بازیگران صنعت برق را دستخوش دگرگونی بنیادین کرده است. در شرایطی که برقی‌سازی اقتصاد با سرعتی بی‌سابقه به پیش می‌رود، همسویی بنگاه‌ها با اولویت‌های راهبردی دولت‌ها سرنوشت مالی آن‌ها را در بخش‌های مختلف زنجیره ارزش به شدت دچار تفاوت ساخته است؛ روندی که طی آن، صنعت ساخت پل‌های خورشیدی زیر بار مازاد ظرفیت و افت شدید حاشیه سود ناشی از رقابت قیمتی تولیدکنندگان چینی دست‌وپا می‌زند، درحالی‌که سازندگان تجهیزات نیروگاهی و زیرساخت‌های شبکه با بالاترین سطوح تقاضا و ارزش‌گذاری تاریخی روبه‌رو شده‌اند. بهبود سودآوری سازندگان غربی توربین‌های بادی نظیر وستاس و نوردکس، انباشت سفارش‌های معوقه گول‌های گازی از جمله زمینس انرژی و جی‌ئی ورنووا، و تداوم تنگنای عرضه در تجهیزات حیاتی شبکه مانند ترانسفورماتورها و خطوط فشارقوی، اثبات می‌کند که کانون اصلی ارزش‌آفرینی در بازار انرژی، از تولید صرف تجهیزات به سمت رفع گلوگاه‌های انتقال، ارتقای انعطاف‌پذیری و تأمین بار پایه پایدار منتقل شده است.

این تحول ساختاری بیش از هر چیز از سوی ایالات متحده هدایت می‌شود؛ جایی که مجموع سرمایه‌گذاری جهانی در تجهیزات فناوری اطلاعات، زیرساخت مراکز داده و انرژی موردنیاز آن‌ها در سال ۲۰۲۵ با جهشی ۱۷ درصدی به ۵۶۵ میلیارد دلار رسید که ۱۰۵ میلیارد دلار آن مستقیماً به زیرساخت‌های انرژی این مراکز اختصاص یافته است. از آنجا که احداث مراکز پردازش داده بسیار سریع‌تر از فرایند توسعه شبکه پیش می‌رود و تنها شبکه برق ایالت تگزاس با حجم تقاضای اتصال نزدیک به ۱۸۰ گیگاوات مواجه است، اپراتورها برای دور زدن صف‌های طولانی اتصال، به تولید برق در محل روی آورده‌اند. این اضطرار، رونقی تاریخی برای بازار توربین‌های گازی

به همراه داشته است؛ به‌گونه‌ای که ارزش سفارش توربین برای تأمین برق در محل این تأسیسات به ۱۴ میلیارد دلار (۲۱ درصد کل سفارش‌ها) رسید و بخش عمده سفارش‌های نیروگاهی متصل به شبکه نیز در ایالت‌های میزبان قطب‌های داده به ثبت رسید. البته این استقبال صرفاً حاصل نیازهای محاسباتی نبوده، بلکه انعکاسی از مزیت دسترسی به منابع ارزان گاز، حمایت‌های سیاستی و ضرورت مبرم شبکه به توان تولید قابل‌کنترل است، هرچند ترکیب سامانه‌های خورشیدی با باتری و بهینه‌سازی تجهیزات نیز به موازات آن دنبال می‌شود.

در افق میان‌مدت و بلندمدت، انرژی هسته‌ای به عنوان اصلی‌ترین تکیه‌گاه تأمین بار پایه پاک و بدون انقطاع برای غول‌های فناوری مطرح شده است؛ بستری که در آن جریان سرمایه‌گذاری جهانی این صنعت با عبور از مرز ۸۰ میلیارد دلار در سال ۲۰۲۵، جهت‌گیری خود را پس از اتمام دوره نوسازی نیروگاه‌های قدیمی، بر ساخت تأسیسات جدید متمرکز ساخته است. باوجود آنکه شرکت‌های بزرگ فناوری بیش از ۵۰ گیگاوات پروژه پیشنهادی ارائه داده‌اند، اما ماهیت غیرالزام‌آور برخی تفاهم‌نامه‌ها و موانع قانونی اخذ مجوز برای رآکتورهای کوچک مدولار (SMR)، بهره‌برداری کامل از آن‌ها را با تأخیر همراه کرده است. بااین‌حال، اراده هماهنگ دولت‌ها و نهادهای مالی در حال رفع این موانع است؛ ایالات متحده بومی‌سازی مدل‌های مدولار را با همکاری وستینگهاوس و بروکفیلد دنبال می‌کند، اتحادیه اروپا و بریتانیا سازوکارهای تضمین مالی برای طرح‌هایی چون رولز - رویس را به جریان انداخته‌اند، فرانسه و ژاپن مسیر نوسازی و احیای رآکتورها را در پیش گرفته‌اند و چین با جذب یک‌سوم از کل سرمایه‌گذاری جهانی، پیش‌تاز ساخت ظرفیت‌های جدید است. در نهایت، اگرچه توربین‌های گازی نیازهای فوری و کوتاه‌مدت مراکز داده را جبران می‌کنند، اما تجاری‌سازی فراگیر و پایدار این موج جدید سرمایه‌گذاری در گرو رفع هزینه‌های اولیه سنگین و تسهیل روندهای نظارتی در پروژه‌های پیشرفته هسته‌ای خواهد بود.

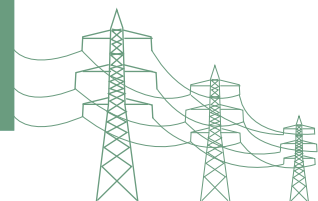


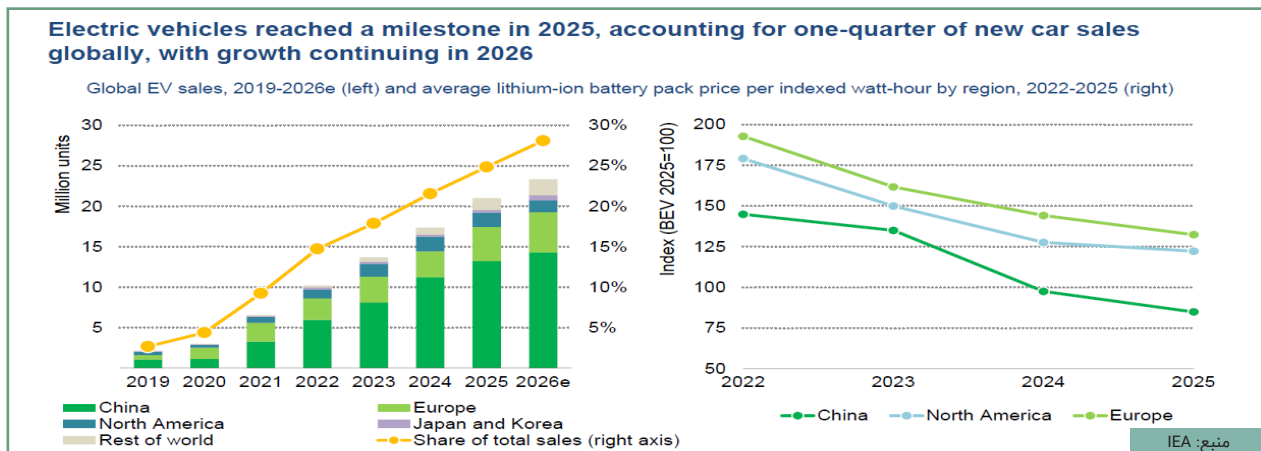
خورشیدی و بادی، به زیرساختی مستقل و پربازده برای انتفاع از نوسانات قیمت، ارائه خدمات فرکانسی به شبکه و تضمین امنیت انرژی تغییر جایگاه داده‌اند؛ بااین‌حال، بلوغ سریع این صنعت و ورود پرشتاب بازیگران جدید، بازارهای سنتی خدمات جانبی را به مرز اشباع رسانده و حاشیه سود این تأسیسات را در قطب‌های پیشرفته انرژی با افت محسوسی روبه‌رو کرده است. افزایش سهم تجدیدپذیرها و تکرار قیمت‌های منفی در بازارها، باعث شده تا این تأسیسات بیش‌ازپیش به سازوکار «آربیتراژ قیمت» متکی شوند؛ وضعیتی که نمونه بارز آن در بازار برق تگزاس (ERCOT) با سقوط نزدیک به ۵۰ درصدی درآمدهای سالانه به ثبت رسید و توجیه مالی مدل‌های سنتی مبتنی بر نوسان‌گیری را به چالش کشید. این تلاطم‌ها، موجی از بازاریابی را در ساختار درآمدی پروژه‌ها ایجاد کرده و آن‌ها را به سمت الگوهای ترکیبی و کم‌ریسک‌تر سوق داده است. امروزه راهکارهایی نظیر قراردادهای خرید تضمینی برق، تجمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر با باتری، ضمانت‌های انعطاف‌پذیری و مدل‌های «ذخیره‌سازی به‌مثابه خدمت» با درهم‌آمیختن درآمدهای حاصل از بازار انرژی و خدمات جانبی، جریان نقدی باثبات‌تری را برای سرمایه‌گذاران نهادی و صندوق‌های ثروت ملی رقم می‌زنند. این دگرگونی ساختاری گواهی می‌دهد که پایداری مالی در عصر جدید ذخیره‌سازی، دیگر صرفاً متکی به نوسان‌گیری کوتاه‌مدت نبوده و در گرو تنوع‌بخشی به جریان‌های درآمدی و تضمین کارایی عملیاتی شبکه تعریف می‌شود.



ذخیره‌سازی انرژی؛ از جهش سرمایه‌گذاری تا مدل‌های نوین درآمدی

سرمایه‌گذاری جهانی در سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی باتری (BESS) با ثبت رکورد ۸۰ میلیارد دلاری در سال ۲۰۲۵، نقطه عطفی را در تثبیت این فناوری به عنوان ستون اصلی انعطاف‌پذیری شبکه‌های مدرن برق رقم زد. با افزایش نفوذ منابع تجدیدپذیر متغیر، ضرورت مدیریت عدم تعادل میان عرضه و تقاضا، بخش بزرگی از جریان‌های سرمایه را به سمت پروژه‌های مقیاس‌بزرگ و تأسیسات مستقل سوق داده است. در این میان، چین با تکیه بر صرفه به مقیاس و مزیت هزینه‌ای، با جذب ۲۴ میلیارد دلار، همچنان کانون اصلی زنجیره تأمین جهانی باقی‌مانده است؛ درحالی‌که ایالات متحده، باوجود محدودیت‌های ناشی از تعرفه‌های تجاری بر باتری‌های چینی و گرایش به سمت سازندگان کره‌ای، با بهره‌گیری از مشق‌های مالیاتی، مسیر توسعه خود را با قدرت طی می‌کند. هم‌زمان، بازارهای نوظهور از جمله عربستان سعودی، هند و پاکستان نیز با هدف مهار هدررفت انرژی‌های پاک و تعدیل فشار در ساعات اوج مصرف، برنامه‌های کلانی را برای پیاده‌سازی این سامانه‌ها آغاز کرده‌اند. در لایه فناورانه و مدل‌های عملیاتی، اگرچه شیمی لیتیوم‌آهن فسفات (LFP) کماکان انتخاب مسلط بازار است، اما ظهور نیازهای ذخیره‌سازی طولانی‌مدت، بستری استثنایی برای تجاری‌سازی فناوری‌های نوظهور نظیر باتری‌های جریان ردوکس و سامانه‌های هوای فشرده فراهم آورده است. این تغییر جهت نشان می‌دهد که سامانه‌های ذخیره‌ساز از یک کارکرد فرعی و وابسته به مزارع





نفوذ فراگیر این فناوری به ابزارهایی چون لیزینگ اجتماعی، تأمین مالی ناوگان و مدل‌های تعویض باتری وابسته شده است؛ تحولی که مخارج سرمایه‌ای صنعت باتری را به مرز ۱۰ میلیارد دلار رسانده است.

● **محافظه‌کاری بنگاه‌های صنعتی در فرایند کربن‌زدایی:** اتکای بیش از نیمی از مخارج صنعتی به استقراض و ترازنامه شرکت‌ها، در کنار نرخ‌های بالای بهره و بهای سنگین حامل‌ها، رفتار بنگاه‌ها را محتاط کرده است؛ عاملی که تصمیم‌گیری نهایی سرمایه‌گذاری (FID) را به تعویق انداخته و اولویت‌ها را از پروژه‌های تحول‌آفرین کربن‌زدایی عمیق به سمت بهینه‌سازی‌های کم‌هزینه، تدریجی و کاهنده ریسک سوق داده است.

● **واگرایی رویکردهای منطقه‌ای در سیاست صنعتی:** اروپا با اهرم نظام تجارت انتشار (ETS) و سازوکار تعدیل کربن مرزی (CBAM) بر مقررات‌گذاری متمرکز شده، ایالات متحده اولویت خود را بر انرژی ارزان و بازگرداندن زنجیره‌های تولید به داخل قرار داده و چین سیاست‌هایش را از گسترش ظرفیت به‌سوی مهار مازاد تولید و ارتقای بهره‌وری تغییر داده است؛ درحالی‌که اقتصادهای نوظهور در آسیا، آمریکای لاتین و آفریقا همچنان با موانع ساختاری شبکه و کمبود تأمین مالی ترجیحی مواجه‌اند.

در فرجام این معادلات، ثبت سرمایه‌گذاری ۲۰۰ میلیارد دلاری در سال ۲۰۲۵ برای بومی‌سازی تجهیزاتی نظیر باتری، پیل و توربین نشان می‌دهد که تسلط بر فناوری‌های کم‌انتشار به میدان اصلی رقابت راهبردی قدرت‌ها بدل شده است. تجارب تاریخی اثبات می‌کنند که دستیابی به امنیت پایدار انرژی و زنجیره‌های تأمین تاب‌آور تنها در گرو تلفیق هوشمندانه سیاست صنعتی، ابزارهای اعتباری توزیع ریسک و تضمین تقاضای پایدار داخلی خواهد بود.

❗ برقی‌سازی و تحول صنعتی؛ از خودروهای برقی تا سیاست صنعتی و امنیت انرژی

سناریوهای آژانس بین‌المللی انرژی بر نقش محوری برق در آینده نظام انرژی جهان تأکید دارند؛ بستری که در آن سرمایه‌گذاری سالانه این بخش با محوریت چین و توسعه پرشتاب شبکه‌های انتقال در اقتصادهای نوظهور، می‌تواند تا افق ۲۰۳۵ به ۲.۶ تریلیون دلار بالغ شود. هم‌راستا با سهم ۶۰ تا ۷۰ درصدی انرژی‌های خورشیدی و بادی در جذب سرمایه‌های جدید نیروگاهی، کانون اصلی تحول به سمت مصرف و سازوکارهای بهره‌وری و برقی‌سازی متمایل شده است؛ فرایندی که تقاضای سوخت‌های فسیلی وارداتی را به شبکه برق متکی بر منابع داخلی منتقل ساخته و تکانه‌های ژئوپلیتیک بین‌المللی را به متغیرهایی مهارپذیر بدل می‌کند.

دگرگونی‌های ساختاری در سمت مصرف و سیاست‌گذاری صنعتی پیرامون این گذار در چند محور کلیدی قابل تبیین است:

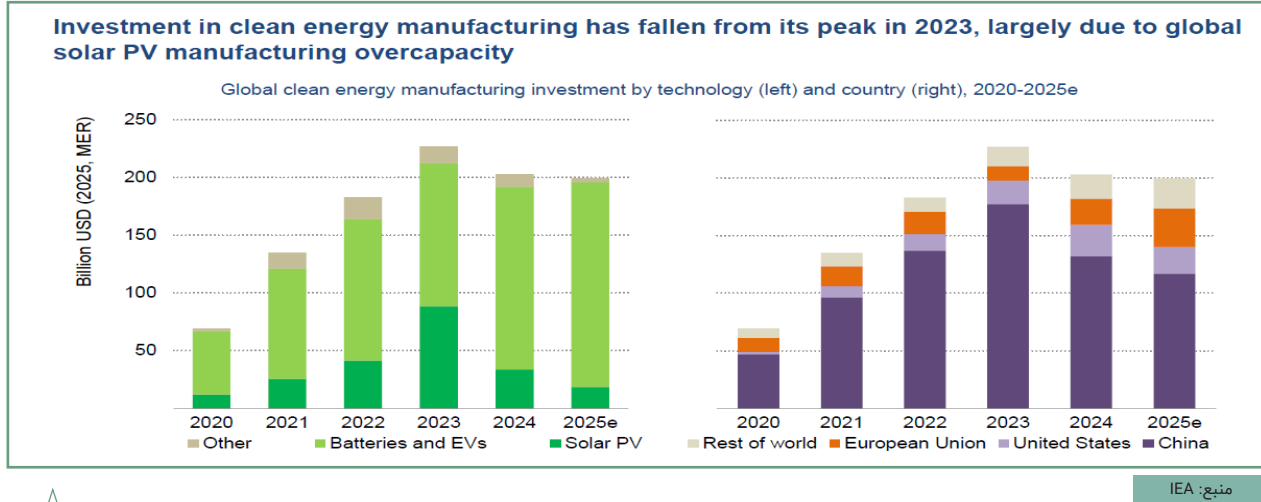
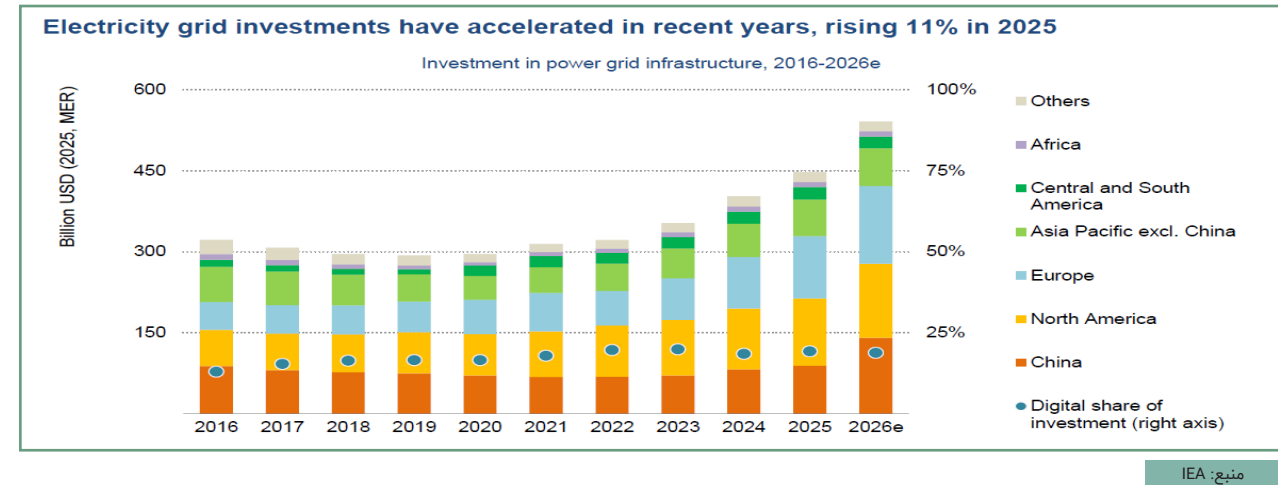
● **جهش تقاضا و بلوغ بازار خودروهای برقی:** فروش جهانی خودروهای برقی در سال ۲۰۲۵ با جهش ۲۰ درصدی به رکورد ۲۱ میلیون دستگاه (یک‌چهارم کل بازار خودروهای نو) رسید. چین با فروش ۱۳ میلیون دستگاه و پیشتازی شرکت BYD جایگاه خود را به عنوان قطب بلامنازع تولید تثبیت کرد و این نفوذ به اقتصادهای نوظهور نظیر ویتنام (۴۰٪)، اروگوئه (۳۰٪) و تایلند (۲۵٪) و همچنین ناوگان تجاری با فروش بیش از ۴۰۰ هزار کامیون برقی تسری یافت.

● **تغییر پارادایم مالی از یارانه به ابزارهای اعتباری:** واگرایی سیاستی میان رشد ۳۳ درصدی اروپا و افت نسبی بازار آمریکا به ۱۰ درصد در پی انقضای اعتبارات مالیاتی فدرال نشان داد که با فروکش کردن یارانه‌های مستقیم،

❗ شبکه‌های برق؛ گلوگاه برقی‌سازی و کانون جدید سرمایه‌گذاری

سرمایه‌گذاری جهانی در شبکه‌های برق با ثبت رقم ۴۵۰ میلیارد دلار در سال ۲۰۲۵ و پیش‌بینی رشد ۱۷ درصدی آن در سال ۲۰۲۶، پس از یک دهه رکود، نشانه‌ای آشکار از درک حیاتی بودن این زیرساخت در گذار انرژی است. بااین‌حال، باید توجه داشت که بخشی از این رشد خیره‌کننده نه لزوماً ناشی از توسعه فیزیکی، بلکه بازتاب‌دهنده تورم هزینه‌ها، گرانی فلزات اساسی همچون مس، آلومینیوم و فولاد الکتریکی، و کمبود نیروی کار متخصص است. این تنگنای عرضه، زمان تحویل تجهیزات راهبردی نظیر ترانسفورماتورها و کابل‌های فشارقوی را چنان طولانی کرده که شرکت‌های انتقال و توزیع را به انعقاد قراردادهای تأمین بلندمدت واداشته و سازندگان تجهیزات را به افزایش ۱۲ درصدی سرمایه‌گذاری در خطوط تولید ترغیب کرده است.

علاوه بر چالش‌های زنجیره تأمین، فرآیندهای فرسایشی صدور مجوز و ضعف هماهنگی‌های رگولاتوری، سد محکمی در برابر اتصال نزدیک به ۶۰۰ گیگاوات نیروگاه تجدیدپذیر ایجاد کرده است؛ گره‌ای که با ورود پرشتاب تقاضای سنگین ناشی از مراکز داده، صنایع و خودروهای برقی در بازارهای کلیدی نظیر آمریکا و اروپا، کورت‌تر شده است. درواکنش به این ناترازی، دولت‌ها اعتبارات کم‌سابقه‌ای را روانه بازار کرده‌اند؛ از جمله بسته ۱۳.۶ میلیارد دلاری بریتانیا، برنامه ۱۰۰ میلیارد دلاری چین و طرح ۹۱ میلیارد دلاری هند که همگی بر نوسازی شبکه متمرکز هستند. با این وجود، به دلیل زمان‌بر بودن احداث خطوط جدید، نگاه سرمایه‌گذاران به سمت راهکارهای هوشمند و میان‌مدت نظیر مدیریت دیجیتال بار، پایش برخط و قراردادهای اتصال غیرتضمینی چرخیده است؛ رویکردی که نشان می‌دهد بدون مدرن‌سازی و چابک‌سازی زیرساخت‌ها، شتاب توسعه تجدیدپذیرها با بن‌بست جدی مواجه خواهد شد.





محیط زیست و آینده انرژی

گزارش جهانی محیط زیست

گیگاتن کربن شد. در این میان، انرژی خورشیدی با جلوگیری از ۱.۵ گیگاتن و انرژی بادی با ۱.۱ گیگاتن بیشترین سهم را در مهار انتشار ایفا کردند.

اگرچه پیش‌بینی می‌شود انتشار جهانی بخش برق در سال ۲۰۲۶ تحت تأثیر اختلافات بازار گاز و شوک‌های آب‌وهوایی موقتاً بیش از ۱ درصد افزایش یابد، اما تا سال ۲۰۳۰ به دلیل پیشی گرفتن ظرفیت‌های پاک از رشد تقاضا، در سطحی باثبات مهار خواهد شد. در همین حال، شاخص کلیدی شدت کربن تولید برق روندی کاملاً نزولی را طی می‌کند:

- سطح جهانی: کاهش از ۴۳۵ گرم دی‌اکسید کربن به‌ازای هر کیلووات ساعت در سال ۲۰۲۵ به حدود ۳۶۰ گرم در سال ۲۰۳۰ (افت متوسط سالانه ۳.۷ درصد).
- اتحادیه اروپا: پیش‌تاز جهانی گذار پاک با کاهش شدت کربن از ۱۷۰ به حدود ۹۰ گرم تا سال ۲۰۳۰ و نصف شدن حجم انتشار برق تا سال ۲۰۲۷ نسبت به ۲۰۱۷.
- چین: کاهش شدت کربن از ۵۳۰ به ۴۱۵ گرم در سال ۲۰۳۰ به لطف توسعه برق پاک، علی‌رغم رشد بالای تقاضای مصرف.
- ایالات متحده و هند: افت سالانه ۳.۲ تا ۳.۴ درصدی شدت کربن؛ همراه با روند کاهشی حجم انتشار در آمریکا و افزایش ملایم در هند ناشی از وابستگی پایه به زغال سنگ.
- جنوب شرق آسیا: تداوم بیشترین شدت انتشار در جهان تا سال ۲۰۳۰ با افتی بسیار محدود (۰.۷ درصد سالانه) و رسیدن به سطح ۶۱۵ گرم به‌ازای هر کیلووات ساعت.

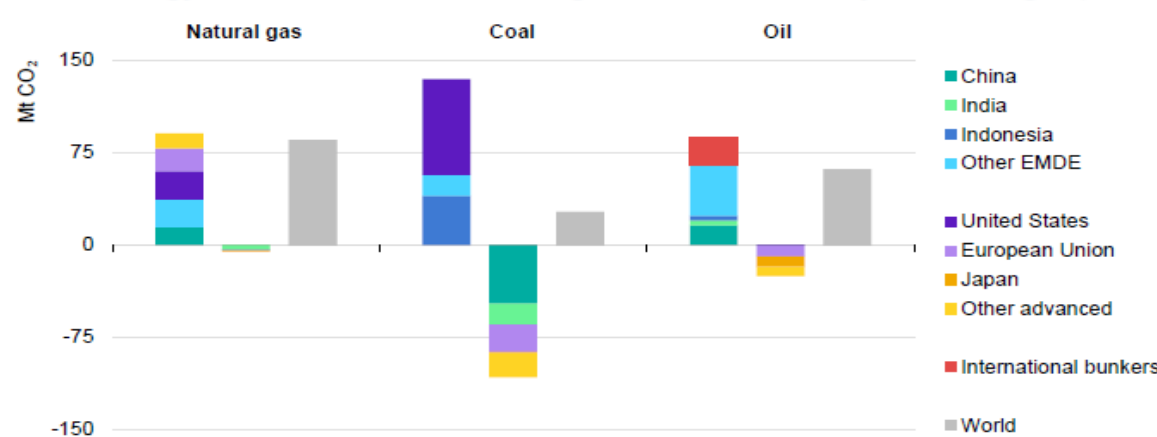
چشم‌انداز بخش انرژی نشان می‌دهد که توسعه فناوری‌های کم‌کربن به‌طور پیوسته شدت انتشار تولید برق را کاهش می‌دهد، اما پایداری روند کربن‌زدایی در مواجهه با نوسانات اقلیمی و شوک‌های بازار سوخت، نیازمند تسریع در سرمایه‌گذاری و افزایش انعطاف‌پذیری شبکه‌های برق خواهد بود.

روند جهانی انتشار دی‌اکسید کربن مرتبط با انرژی در سال ۲۰۲۵ با رشدی حدود ۰.۴ درصد از مرز ۳۸ میلیارد تن گذشت و رکورد تازه‌ای ثبت کرد؛ هرچند شیب بلندمدت رشد انتشار همچنان رو به کاهش است. در این سال، نوسانات اقلیمی از جمله افت تولید برق آبی و بادی ناشی از خشکسالی و کاهش سرعت باد، حدود ۹۰ میلیون تن به انتشار ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی افزود. گاز طبیعی محرک اصلی این افزایش بود و ۸۵ میلیون تن از رشد انتشار را به خود اختصاص داد، در حالی که نفت ۶۰ میلیون تن و زغال سنگ تنها ۲۵ میلیون تن افزایش داشتند؛ ثباتی در بخش زغال سنگ که البته تفاوت‌های عمیق منطقه‌ای را در خود پنهان کرده است. الگوی منطقه‌ای انتشار دستخوش تحولی کم‌سابقه شد و برای نخستین بار از دهه ۱۹۹۰، رشد انتشار در اقتصادهای پیشرفته (۰.۵ درصد) از اقتصادهای نوظهور پیشی گرفت. افزایش قیمت گاز در ایالات متحده و سرمای زمستانه موجب بازگشت موقت به زغال سنگ و رشد انتشار شد؛ در حالی که اتحادیه اروپا با وجود افت تولید تجدیدپذیرها، کاهشی ملایم را ثبت کرد. در سوی دیگر، چین به پشتوانه توسعه شتابان انرژی‌های تجدیدپذیر، ظرفیت‌های هسته‌ای و ناوگان خودروهای برقی، افتی ۰.۵ درصدی در انتشار رقم زد و هند نیز برای نخستین بار در شرایط عادی اقتصادی با کاهش انتشار کربن روبه‌رو شد.

در جبهه گذار انرژی، گسترش فناوری‌های پاک شامل سامانه‌های خورشیدی، بادی، هسته‌ای، خودروهای برقی و پمپ‌های حرارتی، مانع از مصرف ۳۵ اگزازول سوخت فسیلی (معادل ۷ درصد تقاضای جهانی) و جلوگیری از انتشار حدود ۳



Global energy related CO₂ emissions change from combustion by fuel and region, 2025



منبع: IEA

آینده سرمایه‌گذاری در صنعت برق فرصت‌ها در عصر تحول فناوری



دکتر داریوش اسدی
معاون سرمایه‌گذاری
و توسعه گروه خوارزمی

چکیده

صنعت برق در حال عبور از یک تغییر ساختاری است که اهمیت آن فراتر از افزایش ظرفیت نیروگاهی یا تغییر ترکیب سوخت‌هاست. گسترش هوش مصنوعی، مراکز داده، رایانش ابری، تولید هوشمند، حمل‌ونقل برقی و خدمات دیجیتال، برق را از یک نهاده عمومی به زیرساختی راهبردی برای اقتصاد آینده تبدیل می‌کند. در چنین محیطی، سرمایه‌گذاری در برق نیز از پروژه‌محوری به اکوسیستم‌محوری حرکت می‌کند و معیارهای سنتی ارزیابی دارایی‌ها باید با مفاهیمی مانند انعطاف‌پذیری، قابلیت اطمینان، بلوغ فناوری، مقیاس‌پذیری، اختیار واقعی و ارزش شبکه تکمیل شوند. این مقاله با مقایسه روندهای جهانی و وضعیت صنعت برق ایران، نشان می‌دهد که فرصت‌های آینده فقط در تولید

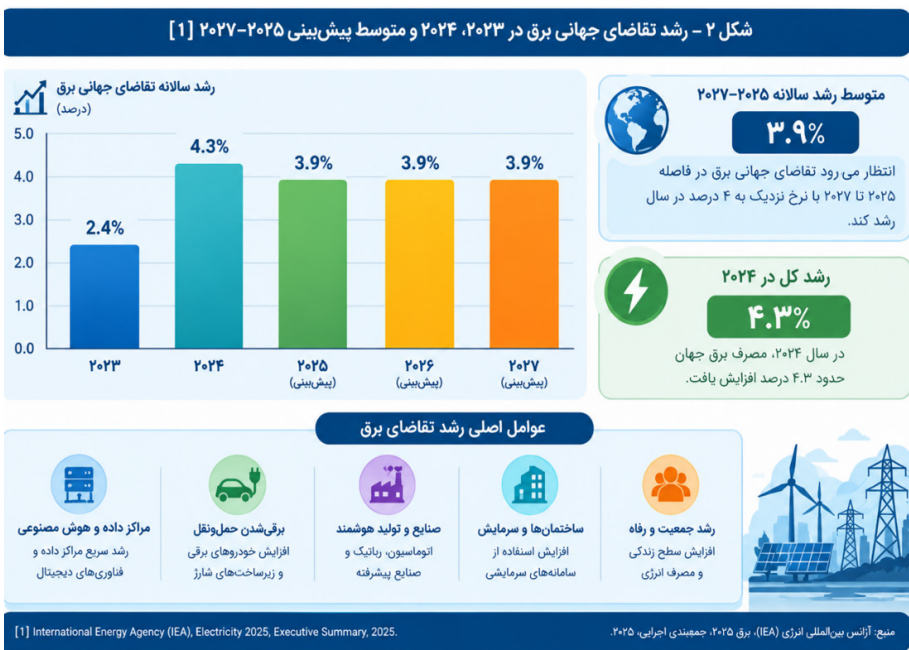
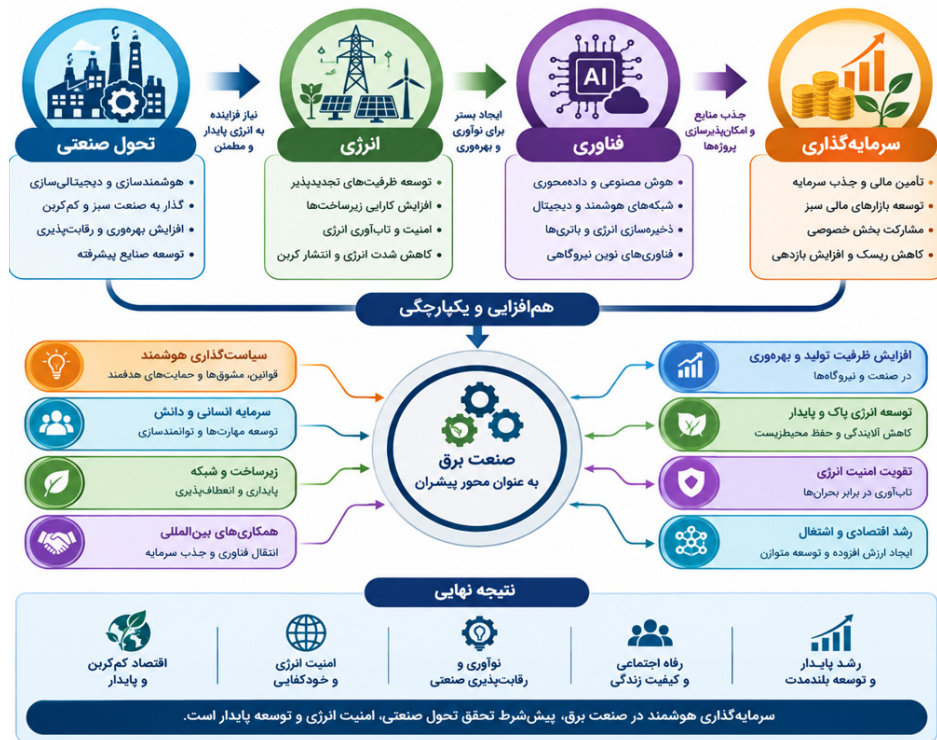
برق نیستند؛ بلکه در ذخیره‌سازی، شبکه هوشمند، مدیریت سمت تقاضا، ریزشبکه‌ها، نیروگاه‌های مجازی، بازتوانی، خدمات انرژی و زیرساخت برق مراکز داده نیز شکل می‌گیرند. مقاله همچنین مفهوم پیشنهادی "برق‌بری فناوری" را برای سنجش میزان وابستگی فناوری‌ها و مدل‌های کسب‌وکار به مقدار، کیفیت و قابلیت اطمینان برق معرفی می‌کند. نتیجه اصلی این است که سرمایه‌گذاری موفق آینده، سرمایه‌گذاری است که نه‌فقط جریان نقدی یک دارایی، بلکه جایگاه آن را در معماری اقتصاد و انرژی آینده ترسیم نماید.

کلیدواژه‌ها: سرمایه‌گذاری برق، اقتصاد برق، برقی‌شدن اقتصاد، انرژی تجدیدپذیر، ذخیره‌سازی، شبکه هوشمند، هوش مصنوعی، صنعت ۴.۰، صنعت ۵.۰، ناترازی برق، آینده‌پژوهی، اکوسیستم انرژی

۱. مقدمه؛ برق، زیرساخت اقتصاد آینده

صنعت برق در آستانه یکی از مهم‌ترین نقاط عطف تاریخ خود قرار گرفته است، زیرا تحول جاری صنعت، به افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها، توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر یا نوسازی شبکه محدود نمی‌شود و جایگاه برق در معماری اقتصاد در حال تغییر است. برق که در گذشته نهاده‌ای برای تولید صنعتی، ساختمان‌ها و خدمات بود، اکنون به پیش‌شرط بسیاری از فعالیت‌های دیجیتال و فناوری‌محور تبدیل شده است.

شکل ۱- زنجیره مفهومی مقاله: تحول صنعتی، انرژی، فناوری و سرمایه‌گذاری



ارزشی بیش از مجموع اجزای منفرد خود ایجاد کند؛ زیرا هر جزء، ارزش جزء دیگر را افزایش می‌دهد.

۳. اقتصاد آینده، برق‌محور می‌شود

اقتصاد دیجیتال برخلاف ظاهر غیرمادی خود، زیرساختی فیزیکی دارد. پشت هر خدمت ابری، سامانه مالی برخط، پلتفرم هوش مصنوعی یا شبکه ارتباطی، مراکز داده، سرورها، سامانه‌های سرمایش، تجهیزات شبکه و زیرساخت برق قرار دارد؛ بنابراین دیجیتالی‌شدن اقتصاد به حذف نیاز به انرژی منجر نمی‌شود؛ بلکه نوع نیاز به انرژی را تغییر می‌دهد. گزارش "انرژی و هوش مصنوعی" آژانس بین‌المللی انرژی نشان می‌دهد مصرف برق مراکز داده در سال ۲۰۲۴ حدود ۴۱۵ تراوات‌ساعت بوده و در سناریوی پایه تا حدود ۹۴۵ تراوات‌ساعت در ۲۰۳۰ افزایش می‌یابد. در سناریوی عرضه برای مراکز داده، رقم تولید برق موردنیاز برای تأمین این بار از ۴۶۰ تراوات‌ساعت در ۲۰۲۴ به بیش از هزار تراوات‌ساعت در ۲۰۳۰ و حدود ۱۳۰۰ تراوات‌ساعت در ۲۰۳۵ می‌رسد [۲] [۳]. این ارقام نشان می‌دهد که بارهای جدید، متمرکز و بسیار حساس به قابلیت اطمینان در حال شکل‌گیری‌اند. یک مرکز داده یا سامانه پردازش هوش مصنوعی ممکن است از نظر انرژی سالانه بسیار بزرگ باشد، اما مهم‌تر از مقدار مصرف، نیاز آن به تدویم، کیفیت توان، ظرفیت اتصال و پشتیبان‌پذیری است و همین منطق در حمل‌ونقل برقی، ساختمان‌های هوشمند، معادن برقی‌شده، صنایع خودکار و زیرساخت‌های مالی دیجیتال نیز دیده می‌شود. ازاین‌رو، "برقی‌شدن اقتصاد" باید به معنای افزایش وابستگی فعالیت‌های اقتصادی به برق با ویژگی‌های جدید تبیین شود، نه اینکه به افزایش مصرف کیلووات‌ساعت محدود گردد.

۴. از صنعت ۴.۰ تا صنعت ۵.۰؛ پیوند تحول صنعتی و برق

انقلاب صنعتی چهارم با هوش مصنوعی، اینترنت اشیا، رایانش ابری، تحلیل داده، رباتیک پیشرفته، دوقلو دیجیتال و سامانه‌های خودکار شناخته می‌شود. تمام این فناوری‌ها به برق وابسته‌اند و برخی از آنها به برقی با کیفیت و قابلیت اطمینان بسیار بالاتر از صنایع سنتی نیاز دارند. در یک کارخانه هوشمند، قطعی یا افت کیفیت برق می‌تواند زنجیره‌ای از اختلالات ایجاد کند و توقف ربات‌ها، اختلال سامانه کنترل، از دست رفتن داده، توقف ارتباطات و آسیب به محصول را به دنبال خواهد داشت؛ بنابراین، قابلیت اطمینان برق به بخشی از مزیت رقابتی تولید

آژانس بین‌المللی انرژی در گزارش "برق ۲۰۲۵" از ورود جهان به "عصر برق" سخن گفته است. مصرف برق جهان در ۲۰۲۴ حدود ۳/۴ درصد افزایش یافت و برای دوره ۲۰۲۵ تا ۲۰۲۷ رشد سالانه نزدیک به ۴ درصد پیش‌بینی شده است. بخش مهمی از این افزایش از صنعتی‌شدن، سرمایش، برقی‌شدن حمل‌ونقل و ساختمان‌ها و توسعه مراکز داده ناشی می‌شود [۱].

این تحول یک پیام بنیادین برای سرمایه‌گذاران دارد: مسئله آینده فقط تولید برق بیشتر نیست؛ بلکه ایجاد برق مناسب برای اقتصاد آینده است. برق آینده باید پایدار، قابل‌اعتماد، باکیفیت، انعطاف‌پذیر، قابل‌پیش‌بینی و در بسیاری از کاربردها کم‌کربن باشد. ازاین‌رو، پرسشی که همواره سرمایه‌گذاران نهادی صنعت برق مطرح می‌کردند از "در کدام نیروگاه سرمایه‌گذاری کنیم؟" به "در کدام بخش از زنجیره ارزش انرژی و با چه مدل کسب‌وکاری جایگاه راهبردی ایجاد کنیم؟" تغییر می‌کند. این مقاله همین تغییر را از منظر فناوری، اقتصاد، آینده‌پژوهی و سرمایه‌گذاری بررسی می‌کند.

۲. از صنعت برق تا اکوسیستم انرژی

معماری سنتی برق بر یک زنجیره خطی: تولید، انتقال، توزیع و مصرف استوار بود و نیروگاه در یک سوی زنجیره و مصرف‌کننده نیز در سوی دیگر قرار داشت و جریان انرژی یک‌طرفه بود. اما گسترش تولید، پراکنده، خورشیدی و بادی، ذخیره‌سازها، خودروهای برقی، کنتورهای هوشمند و ریزشبکه‌ها این ساختار را به شبکه‌ای چندلایه، چندوجهی و چندسویه تبدیل کرده است. در معماری جدید، مصرف‌کننده می‌تواند در مدیریت مصرف و حتی تولید انرژی نقش داشته باشد؛ ذخیره‌ساز می‌تواند زمان عرضه را جابه‌جا کند؛ شبکه هوشمند می‌تواند جریان انرژی و داده را هم‌زمان مدیریت کند و نرم‌افزار می‌تواند مجموعه‌ای از منابع کوچک را مانند یک واحد بزرگ هماهنگ کند؛ بنابراین ارزش دارایی فیزیکی دیگر فقط از ظرفیت آن ناشی نمی‌شود، بلکه به اتصال آن به سایر اجزای اکوسیستم وابسته است و به بیان دیگر، دارایی برق آینده ترکیبی از "دارایی فیزیکی + اتصال شبکه + داده + نرم‌افزار + قابلیت تصمیم‌گیری" خواهد بود. این تغییر، مرز صنعت برق با فناوری اطلاعات، ارتباطات، خدمات مالی، صنایع و حتی املاک و مستغلات را کمرنگ می‌کند. از نگاه سرمایه‌گذاران، چنین اکوسیستمی امکان ایجاد هم‌افزایی دارد. یک نیروگاه خورشیدی در کنار ذخیره‌ساز، قرارداد فروش برق، پیش‌بینی تولید و مدیریت مصرف می‌تواند



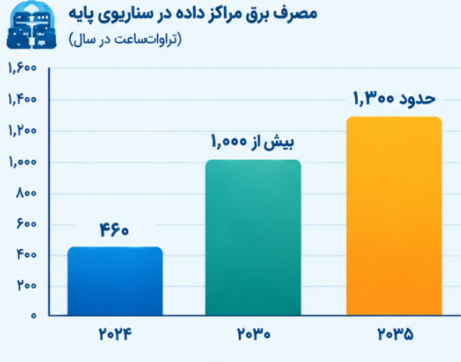
پیام کلیدی

مصرف برق مراکز داده در سناریوی پایه از حدود ۴۶۰ تیراوات‌ساعت در سال ۲۰۲۴ به بیش از ۱۰۰۰ تیراوات‌ساعت در سال ۲۰۳۰ و حدود ۱۳۰۰ تیراوات‌ساعت در سال ۲۰۳۵ خواهد رسید.

رشد حدود ۳ برابر

مصرف برق مراکز داده در فاصله ۲۰۲۴ تا ۲۰۳۵ تقریباً سه برابر خواهد شد.

شکل ۳ – برآورد مصرف برق مراکز داده در سناریوی پایه [۲]



سهم مراکز داده از رشد تقاضای برق جهان



۶. فناوری‌هایی که مرز سرمایه‌گذاری در برق را جابه‌جا می‌کنند

۱-۶. انرژی‌های تجدیدپذیر

انرژی‌های خورشیدی و بادی از گزینه‌های مکمل تولید، به یکی از پایه‌های معماری جدید تولید برق تبدیل شده‌اند. در گزارش آژانس بین‌المللی انرژی‌های تجدیدپذیر بیان شده که ظرفیت جدید انرژی تجدیدپذیر جهان در ۲۰۲۴ به ۵۸۲ گیگاوات رسید و ۹۱ درصد از ظرفیت جدید با مقیاس نیروگاهی، هزینه تولیدی کمتری نسبت به ارزان‌ترین گزینه فسیلی جدید داشته است و هزینه هم‌سطح تولید برق بادی (باد خشکی) حدود ۳.۴ سنت دلار و خورشیدی فتوولتائیک حدود ۴.۳ سنت دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت بوده است[۶].

۲-۶. ذخیره‌سازی انرژی

ذخیره‌سازی نقش "پل زمانی" میان تولید و مصرف را ایفا می‌کند و ارزش آن فقط در ذخیره انرژی نیست؛ بلکه در ظرفیت، تنظیم، کاهش پیک، پشتیبانی شبکه و افزایش تاب‌آوری است. در سرمایه‌گذاری آینده، ذخیره‌ساز باید در کنار نیروگاه و حتی به‌عنوان یک طبقه دارایی مستقل ارزیابی شود.

۳-۶. شبکه هوشمند

شبکه آینده ترکیبی از زیرساخت فیزیکی و دیجیتال است. حسگرها، کنتورهای هوشمند، ارتباطات، تحلیل داده و کنترل برخط امکان کاهش تلفات، تشخیص خطا، نگهداری پیش‌بینانه و مدیریت انعطاف‌پذیر بار را فراهم می‌کنند. این بخش یکی از مهم‌ترین حوزه‌های کم‌دیده‌شده در فرایند سرمایه‌گذاری است.

۴-۶. ریزشبکه‌ها

ریزشبکه‌ها برای معادن، صنایع، بیمارستان‌ها، مراکز داده و سایر زیرساخت‌های حیاتی اهمیت دارند. ترکیب تولید محلی، ذخیره‌سازی، مدیریت بار و اتصال به شبکه می‌تواند مدل کسب‌وکار مستقری ایجاد کند و ریسک قطعی برق را برای مصرف‌کننده کاهش دهد.

۵-۶. مدیریت سمت تقاضا و پاسخ‌گویی بار

هرکیلووات کاهش بار در زمان اوج می‌تواند مشابه ایجاد ظرفیت تولید باشد. مدیریت سمت تقاضا، به‌ویژه در صنعتی که مصرف آن قابلیت جابه‌جایی زمانی دارد، می‌تواند هزینه سرمایه‌گذاری در ظرفیت جدید را کاهش دهد.

۶-۶. نیروگاه‌های مجازی

نیروگاه مجازی مجموعه‌ای از منابع تولید، ذخیره‌سازی و مصارف پراکنده

است که به‌وسیله سامانه‌های ارتباطی و نرم‌افزاری هماهنگ می‌شوند و ارزش اصلی آن در تجمیع و هماهنگی است. این مدل نشان می‌دهد که نرم‌افزار می‌تواند بخشی از ظرفیت مجازی شبکه را خلق کند.

۶-۷. هوش مصنوعی و دوقلوی دیجیتال

هوش مصنوعی می‌تواند در پیش‌بینی بار، پیش‌بینی تولید تجدیدپذیر، تشخیص خطا، نگهداری پیش‌بینانه و بهینه‌سازی بهره‌برداری به کار رود. "دوقلوی دیجیتال" نیز با ایجاد تصویر پویا از دارایی فیزیکی، امکان تحلیل وضعیت و تصمیم‌گیری پیشگیرانه را افزایش می‌دهد.

۶-۸. نیروگاه‌های مدولار و توسعه مرحله‌ای

مدولارشدن تولید، امکان توسعه مرحله‌ای و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری اولیه را فراهم می‌کند، اما مدولار بودن به‌تنهایی مزیت اقتصادی تضمین‌شده نیست. اقتصاد پروژه، هزینه اتصال، قیمت سوخت، بازار برق و قابلیت بهره‌برداری باید هم‌زمان بررسی شوند.

۷. نقشه فرصت‌های سرمایه‌گذاری در صنعت برق آینده

برای سرمایه‌گذار نهادی، جذابیت یک فناوری فقط به اندازه بازار آن وابسته نیست. بلوغ فناوری، شدت سرمایه‌گذاری، امکان مقیاس‌پذیری، محیط تنظیم‌گری، نیاز شبکه و مزیت نسبی کشور نیز باید هم‌زمان بررسی شود. براین اساس، نقشه زیر، ارزیابی رسمی یک نهاد تخصصی نیست و تنها یک رتبه‌بندی تحلیلی و غیررسمی است.

فناوری / حوزه	بلوغ	رشد بازار	تناسب با ایران	پیشنهادی اولویت
خورشیدی مقیاس‌نیروگاهی	بالا	بسیار بالا	بسیار بالا	بسیار بالا
ذخیره‌سازی باتری	متوسط رو به بالا	بسیار بالا	بسیار بالا	بسیار بالا
شبکه هوشمند	متوسط رو به بالا	بالا	بسیار بالا	بسیار بالا
مدیریت سمت تقاضا	بالا	بالا	بسیار بالا	بسیار بالا
ریزشبکه	متوسط	بالا	بالا	بالا
نیروگاه مجازی	متوسط	بسیار بالا	بالا	بالا
هوش مصنوعی در انرژی	بالا و درحال توسعه	بسیار بالا	بسیار بالا	بسیار بالا
دوقلوی دیجیتال	متوسط رو به بالا	بالا	بالا	بالا
فناوری‌های مرزی ذخیره‌سازی	متغیر	بسیار بالا	بالقوه بالا	مرحله‌ای

جدول ۲ – نقشه تحلیلی فرصت‌های سرمایه‌گذاری؛ رتبه‌بندی پیشنهادی

۸. صنعت برق ایران؛ در تقاطع ناترازی و فرصت

ایران از نظر منابع انرژی، اندازه بازار و ظرفیت صنعتی، موقعیت قابل‌توجهی نسبت به اقتصادهای منطقه دارد؛ اما میان ساختار کنونی صنعت برق و الزامات اقتصاد آینده فاصله زیادی وجود دارد. این فاصله تنها کمبود ظرفیت تولید نیست و ناترازی در ایران شامل، مجموعه‌ای از مسائل مرتبط با ظرفیت، شبکه، سوخت، بهره‌وری، اقتصاد برق، سرمایه‌گذاری، فناوری و مدیریت مصرف است. بر اساس اهداف برنامه هفتم، ظرفیت اسمی برق کشور باید تا پایان برنامه به ۱۲۴,۴۸۵ مگاوات برسد و برای انرژی تجدیدپذیر نیز هدف ۷,۳۸۸ مگاوات تعیین شده است.

همچنین افزایش بازده نیروگاه‌ها، کاهش تلفات شبکه و افزایش سهم معاملات برق در بورس انرژی از اهداف سیاست‌گذاران کشور است[۷]، البته، این ارقام اهداف برنامه‌ای‌اند و نباید با عملکرد تحقق‌یافته اشتباه شوند. نکته مهم این است که هر شکاف پایدار میان نیاز و ظرفیت، در صورت وجود مدل درآمدی و تنظیم‌گری مناسب، می‌تواند به بازار سرمایه‌گذاری تبدیل شود. به گونه‌ای که؛ کمبود ظرفیت اوج، بازار ذخیره‌سازی می‌سازد؛ تلفات شبکه، تقاضا برای هوشمندسازی ایجاد می‌کند؛ قطعی صنایع، بازار ریزشبکه

۱۱۳ | فصلنامه تحلیلی اقتصاد و سرمایه‌گذاری

و تأمین برق اختصاصی می‌سازد و رشد اقتصاد دیجیتال، نیاز به زیرساخت برق با قابلیت اطمینان بسیار بالا را ایجاد خواهد کرد؛ بنابراین ناترازی را می‌توان هم‌زمان یک ریسک اقتصادی و یک "نقشه تقاضای انباشته" دانست و تبدیل این تقاضا به فرصت سرمایه‌گذاری، نیازمند اصلاح اقتصاد برق، شفافیت قراردادها، امکان تأمین مالی، دسترسی به شبکه و سازوکارهای قابل‌پیش‌بینی تنظیم‌گری است.

گلوگاه	راهکار فناوریانه	فرصت سرمایه‌گذاری
کمبود ظرفیت در اوج	ذخیره‌سازی و تولید انعطاف‌پذیر	نیروگاه و ذخیره‌ساز
رشد مصرف	مدیریت سمت تقاضا	خدمات انرژی
تلفات شبکه	شبکه هوشمند	اتوماسیون و اندازه‌گیری
نوسان تجدیدپذیر	ذخیره‌سازی و پیش‌بینی	نیروگاه ترکیبی
فرسودگی نیروگاه	بازتوانی	افزایش بهره‌وری
وابستگی به سوخت	تجدیدپذیرها	خورشیدی و بادی
قطعی برق صنایع	ریزشبکه	تأمین انرژی اختصاصی
رشد اقتصاد دیجیتال	برق مطمئن	زیرساخت انرژی مراکز داده
پیچیدگی شبکه	هوش مصنوعی	خدمات نرم‌افزاری

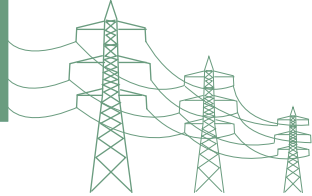
جدول ۳ – تبدیل گلوگاه‌های صنعت برق ایران به نقشه فرصت سرمایه‌گذاری

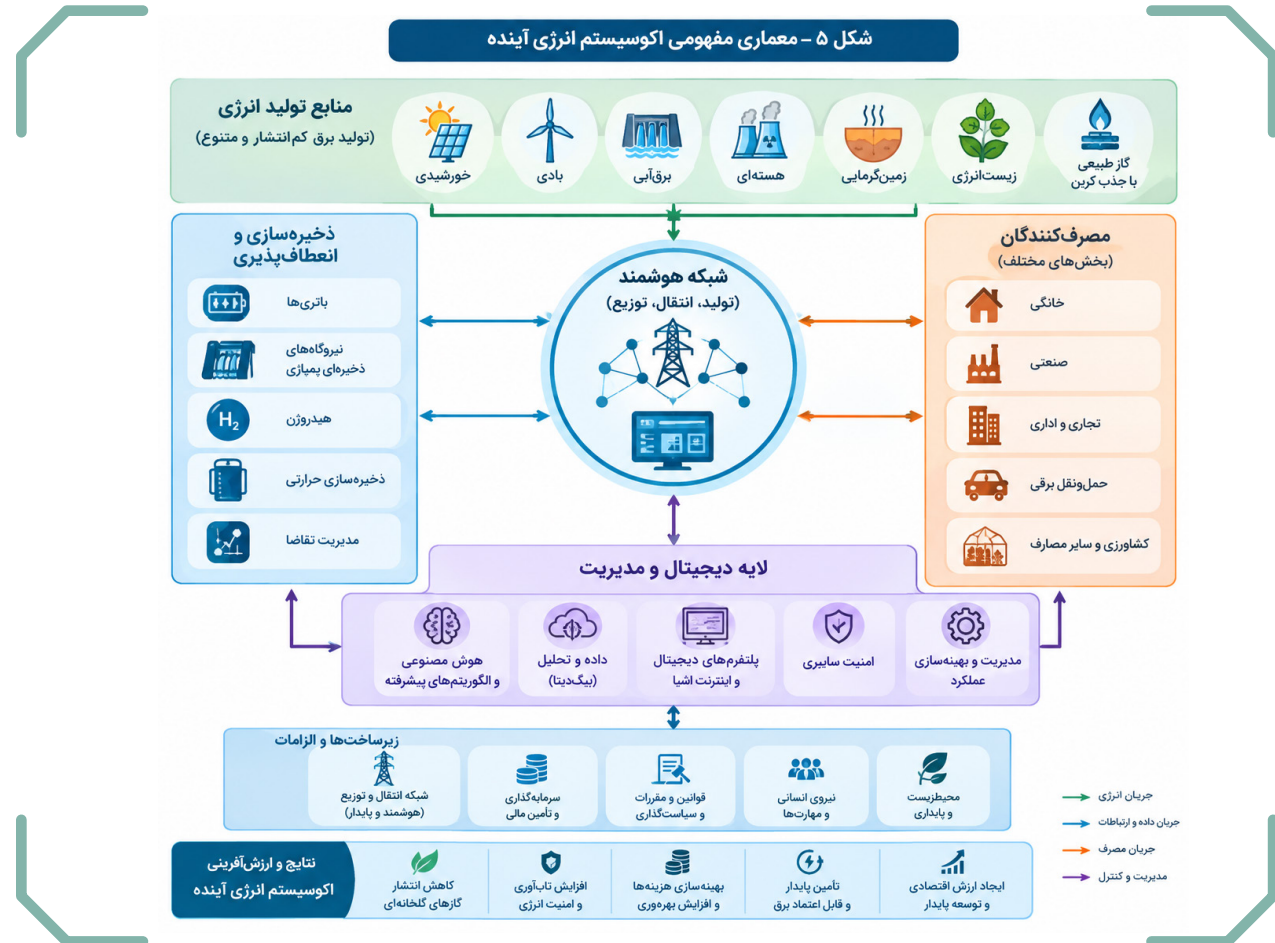
۹. سرمایه‌گذاری جهانی؛ حرکت سرمایه از انرژی به برق

روندهای سرمایه‌گذاری جهانی نشان می‌دهند که برق در حال تبدیل شدن به محور اصلی سرمایه‌گذاری انرژی است. آژانس بین‌المللی انرژی، سرمایه‌گذاری جهانی انرژی در سال ۲۰۲۵ را حدود ۳/۳ تریلیون دلار برآورد کرده است که حدود ۲/۲ تریلیون دلار از این مبلغ به انرژی‌های کم‌انتشار (گازهای گلخانه‌ای)، تجدیدپذیرها، شبکه، ذخیره‌سازی، بهره‌وری و برقی‌سازی اختصاص می‌یابد. سرمایه‌گذاری در بخش برق حدود ۱/۵ تریلیون دلار، یعنی حدود ۵۰ درصد بیشتر از مجموع سرمایه‌گذاری برای عرضه نفت، گاز و زغال‌سنگ است[۸]. اما در توسعه زیرساخت‌های برق یک عدم‌تعادل مهم وجود دارد، زیرا حدود یک تریلیون دلار در سال صرف دارایی‌های تولید برق می‌شود، درحالی‌که سرمایه‌گذاری در زیرساخت شبکه حدود ۴۰۰ میلیارد دلار است؛ لذا آژانس بین‌المللی انرژی هشدار می‌دهد که رشد شبکه از رشد تولید و تقاضا عقب مانده است[۸]. اما این شکاف در خود یک فرصت سرمایه‌گذاری ایجاد می‌کند، زیرا بدون شبکه کافی، ظرفیت جدید تولید و مصرف‌های جدید امکان اتصال و بهره‌برداری کامل را ندارند. در نتیجه، سرمایه‌گذاران آینده باید از ساخت "دارایی تولید" به ایجاد "ظرفیت کل سیستم" رهنمون شوند و بدیهی است؛ هرچه سهم تولید متغیر بیشتر شود، ارزش شبکه، ذخیره‌سازی و انعطاف‌پذیری نیز بیشتر خواهد شد.

۱۰. تغییر منطق ارزیابی و انتخاب سرمایه‌گذاری

در سرمایه‌گذاری سنتی، ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی، دوره بازگشت سرمایه و هزینه هم‌سطح تولید برق یا متوسط هزینه تولید هر واحد برق در طول عمر یک نیروگاه (LCOE)، ابزارهای پایه تصمیم‌گیری هستند و اگرچه این شاخص‌ها همچنان ضروری هستند، اما در محیطی که فناوری و مقررات به‌سرعت تغییر می‌کنند، کافی نیستند. یک پروژه ممکن است در مدل پایه؛ نرخ بازده و شاخص‌های مالی و اقتصادی جذابی داشته باشد، اما ممکن است همان پروژه در برابر تغییر نرخ ارز، قیمت سوخت، تغییر مقررات، قیمت بازار برق یا فناوری‌های جدید شکننده و ضعیف باشد. ولی پروژه‌ای با بازده اولیه کمتر، ممکن است امکان توسعه مرحله‌ای، تغییر فناوری یا ورود به بازار جدید را ایجاد کند و این همان جایی است که مفهوم "اختیار





واقعی " اهمیت پیدا می‌کند. به عنوان نمونه؛ سرمایه‌گذاری مرحله‌ای به سرمایه‌گذار اجازه می‌دهد، ابتدا وارد مقیاس محدود شود، داده کسب کند، فناوری و بازار را اعتبارسنجی کند و سپس سرمایه بیشتری تخصیص دهد؛ بنابراین فرایند تصمیم‌گیری می‌تواند از "پیش‌بینی نقطه‌ای" به "یادگیری مرحله‌ای" تغییر کند. در این چارچوب، سرمایه‌گذار به جای پرسش "بازده پروژه چقدر است؟" باید بپرسد: این پروژه در چه سناریوهایی ارزشمند می‌ماند؟ چه میزان انعطاف دارد؟ در صورت تغییر فناوری چه اتفاقی می‌افتد؟ امکان توسعه یا توقف وجود دارد؟ چه مزیت شبکه‌ای یا داده‌ای ایجاد می‌کند؟ و آیا دارای جایگاه راهبردی در زنجیره ارزش آینده است؟

بعد ارزیابی	پرسش‌های کلیدی سرمایه‌گذار
بازده مالی	جریان نقدی و بازده تعدیل‌شده با ریسک چیست؟
قابلیت اطمینان	در سناریوهای اختلال چه میزان تاب‌آوری دارد؟
انعطاف‌پذیری	آیا تولید یا مصرف قابل جابه‌جایی است؟
بلوغ فناوری	ریسک منسوخ‌شدن یا شکست فناوری چقدر است؟
مقیاس‌پذیری	آیا می‌توان پروژه را مرحله‌ای توسعه داد؟
شبکه	اتصال و ارزش شبکه‌ای پروژه چیست؟
راهبردی	چه مزیت رقابتی بلندمدتی ایجاد می‌کند؟
اکوسیستم	با چه دارایی‌ها و کسب‌وکارهایی هم‌افزایی دارد؟

جدول ۴ - چارچوب هشت‌بعدی ارزیابی سرمایه‌گذاری در برق آینده

۱۱. از سرمایه‌گذاری در پروژه به سرمایه‌گذاری در اکوسیستم یکی از مهم‌ترین تغییرات آینده، عبور از پروژه‌محوری به اکوسیستم‌محوری است. در الگوی سنتی، نیروگاه یک پروژه مستقل با قرارداد، درآمد و ساختار مالی مشخص است؛ ولی در معماری جدید، ارزش پروژه به ارتباط آن با ذخیره‌سازی، شبکه، مصرف‌کننده، داده و بازار وابسته است. یک نیروگاه خورشیدی همراه با ذخیره‌ساز، قرارداد فروش برق، مدیریت بار و پیش‌بینی تولید می‌تواند ارزش بیشتری از همان نیروگاه به‌صورت منفرد ایجاد کند و همین منطق در مراکز داده، ریزشبکه‌های صنعتی و شهرک‌های صنعتی نیز صادق است. با رویکرد مدیریت پرتفوی، می‌توان سه لایه ایجاد کرد: نخست، هسته پایدار شامل؛ دارایی‌های بالغ و جریان نقدی قابل پیش‌بینی، دوم، موتور رشد شامل؛ تجدیدپذیرها، ذخیره‌سازی، خدمات انرژی و زیرساخت‌های برقی‌شدن و سوم، اختیار فناوری شامل سرمایه‌گذاری مرحله‌ای در هوش مصنوعی، نیروگاه مجازی، نرم‌افزارهای انرژی و فناوری‌های نوظهور است. این ساختار به سرمایه‌گذار اجازه می‌دهد از یک‌سو جریان نقدی و ثبات پرتفوی را حفظ کند و از سوی دیگر در معرض رشد فناوری‌های جدید قرار گیرد؛ بدون آنکه کل سرمایه را در معرض ریسک فناوری‌های اثبات‌نشده قرار دهد.

۱۲. سناریوهای آینده و راهبرد سرمایه‌گذار

آینده صنعت برق را نمی‌توان با یک پیش‌بینی قطعی توصیف کرد. سرعت تحول فناوری، مقررات، قیمت تجهیزات، نرخ ارز، هزینه سرمایه، دسترسی به شبکه و ساختار تقاضا می‌توانند مسیرهای متفاوتی ایجاد کنند. از این رو، سناریونویسی باید جایگزین اتکا به یک پیش‌بینی واحد شود. سناریوی

نخست، "گذار کند و ناترازی مزمن" است. در این وضعیت که توسعه ظرفیت تولید و زیرساخت شبکه با سرعت پایین انجام می‌شود و کمبودهای مقطعی پابرجا می‌مانند، دارایی‌های بالغ و بازتوانی آنها، تولید پراکنده، مدیریت مصرف و تأمین برق صنایع جذاب‌تر خواهند بود. سناریوی دوم، "گذار متوازن" است. در این مسیر، تولید، شبکه، ذخیره‌سازی و فناوری به‌صورت هماهنگ رشد می‌کنند و راهکارهای ترکیبی مانند خورشیدی همراه با ذخیره‌سازی و مدیریت هوشمند بار، جایگاه بالاتری پیدا می‌کنند. ولی در سناریوی سوم، با پدیده "جهش فناوری" مواجه خواهیم شد و در این حالت، هوش مصنوعی، ذخیره‌سازی، نیروگاه‌های مجازی و شبکه هوشمند با سرعت زیادی مقیاس می‌گیرند؛ لذا در چنین محیطی، قابلیت ارتقای دارایی و سازگاری با فناوری جدید ممکن است از عمر فیزیکی دارایی مهم‌تر شود؛ بنابراین؛ راهبرد مناسب، ساخت پرتفویی مقاوم در برابر سناریوهاست؛ یعنی ترکیبی از دارایی‌های پایدار، دارایی‌های رشدی و گزینه‌های فناورانه که در طیف وسیعی از آینده‌های محتمل توان خلق ارزش را داشته باشند.

سناریو	ویژگی	اولویت سرمایه‌گذاری	ریسک اصلی
گذار کند و ناترازی مزمن	کمبود ظرفیت و شبکه	بازتوانی، تولید پراکنده، مدیریت مصرف	تنظیم‌گری و اقتصاد برق
گذار متوازن	رشد هماهنگ سیستم	تجدیدپذیر+ ذخیره‌سازی + شبکه هوشمند	هزینه سرمایه و اجرا
جهش فناوری	رشد سریع فناوری	هوش مصنوعی، نیروگاه مجازی، خدمات انرژی	ریسک فناوری و منسوخ‌شدن

جدول ۵ - سناریوهای تحلیلی آینده صنعت برق و پیامد سرمایه‌گذاری

۱۳. ماتریس اولویت سرمایه‌گذاری پیشنهادی

ماتریس زیر یک ابزار تصمیم‌سازی پیشنهادی برای سرمایه‌گذار نهادی است که با هدف تفکیک فرصت‌های سرمایه‌گذاری بر اساس دو مؤلفه کلیدی شامل؛ بلوغ فناوری، تجاری و جذابیت راهبردی و بازار طراحی شده است. ستون بلوغ فناوری؛ میزان آمادگی فناوری برای استقرار، تجاری‌سازی، مقیاس‌پذیری و ایجاد جریان درآمدی پایدار را نشان می‌دهد که در دو طیف؛ فناوری‌های نوظهور و کمتر آزموده‌شده و همچنین؛ فناوری‌ها و مدل‌های کسب‌وکاری قرار دارند که از نظر فنی و تجاری به بلوغ بیشتری رسیده‌اند و ستون جذابیت بازار؛ اندازه و رشد بازار، ظرفیت ایجاد ارزش، تناسب با روندهای آینده صنعت برق، مزیت رقابتی، نقش فناوری در حل ناترازی و میزان هم‌راستایی آن با راهبرد سرمایه‌گذاری را نشان می‌دهد.

حوزه	بلوغ فناوری	جذابیت بازار	رویکرد سرمایه‌گذاری
خورشیدی	بالا	بسیار بالا	توسعه و مقیاس‌گذاری
بازتوانی نیروگاه	بالا	بالا	توسعه هدفمند
ذخیره‌سازی	متوسط رو به بالا	بسیار بالا	ورود مرحله‌ای و توسعه
شبکه هوشمند	متوسط رو به بالا	بسیار بالا	سرمایه‌گذاری زیرساختی
مدیریت سمت تقاضا	بالا	بالا	توسعه خدمات
ریزشبکه	متوسط	بالا	پایلوت و توسعه
نیروگاه مجازی	متوسط	بسیار بالا	پایلوت، مشارکت فناورانه، سپس مقیاس
هوش مصنوعی انرژی	بالا و در حال توسعه	بسیار بالا	توسعه محصول و مشارکت
فناوری‌های مرزی ذخیره‌سازی	متغیر	بسیار بالا	پایش و سرمایه‌گذاری با اختیار واقعی

جدول ۶ - ماتریس تصمیم‌سازی سرمایه‌گذاری؛ پیشنهادی و غیررسمی

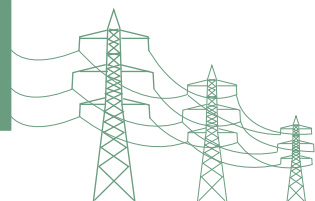
۱۴. جمع‌بندی؛ سرمایه‌گذاری برای عصر برق هوشمند

صنعت برق در حال تبدیل‌شدن به یکی از ستون‌های اصلی اقتصاد آینده است. توسعه هوش مصنوعی، مراکز داده، حمل‌ونقل برقی، تولید هوشمند و خدمات دیجیتال، برق را از یک نهاده عمومی به زیرساخت راهبردی تبدیل می‌کند. آینده صنعت برق فقط در افزایش ظرفیت تولید خلاصه نمی‌شود. مسئله اصلی ایجاد نظامی است که بتواند برق را به‌موقع، باکیفیت، پایدار، انعطاف‌پذیر و هوشمند؛ تولید، ذخیره، منتقل و مصرف کند؛ بنابراین ذخیره‌سازی، شبکه هوشمند، مدیریت مصرف، ریزشبکه‌ها، نیروگاه‌های مجازی، داده و هوش مصنوعی بخشی از اقتصاد جدید برق خواهند بود. از همین رو؛ به ویژه در کشور ما، ناترازی برق هم‌زمان، تهدید‌کننده و فرصت‌آفرین است. تهدید است؛ زیرا محدودیت انرژی می‌تواند رشد صنعتی و فناوری را مختل کند و فرصت است؛ چون مجموعه‌ای از نیازهای انباشته‌شده برای سرمایه‌گذاری ایجاد کرده است و بدیهی است که تبدیل این نیاز به فرصت، مستلزم اقتصاد برق قابل اتکا، تنظیم‌گری شفاف، قراردادهای بانک‌پذیر و امکان‌پذیری تأمین مالی است. در چنین محیطی، سرمایه‌گذار موفق کسی نیست که آینده را دقیق‌تر پیش‌بینی می‌کند؛ بلکه کسی است که پرتفویی می‌سازد که در برابر چند آینده متفاوت تاب‌آور باشد، به گونه‌ای که؛ سرمایه‌گذاری مرحله‌ای، اختیار واقعی، تنوع فناوری و اکوسیستم‌محوری، ابزارهای مهم این رویکرد هستند.

در پایان، لازم است بر این نکته تأکید شود؛ رابطه میان فناوری و برق یک رابطه دوسویه و تقویت‌شونده است؛ فناوری برق بیشتری می‌خواهد و فناوری بهتر، صنعت برق را کارآمدتر و هوشمندتر می‌کند. این چرخه در حال تبدیل‌شدن به یکی از موتورهای اصلی رشد اقتصاد آینده است؛ بنابراین؛ سرمایه‌گذاری در صنعت برق، سرمایه‌گذاری در مگاوات نیست؛ سرمایه‌گذاری در ظرفیت خلق ارزش اقتصاد و فناوری آینده است.

منابع و مراجع

- [1] International Energy Agency (IEA). (2025). Electricity 2025. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-2025>
- [2] International Energy Agency (IEA). (2025). Energy and AI. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai>
- [3] International Energy Agency (IEA). (2025). Energy and AI: En-ergy supply for AI. <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/energy-supply-for-ai>
- [4] European Commission, Directorate-General for Research and Innovation. (2021). Industry 5.0: Towards a sustainable, hu-man-centric and resilient European industry
- [5] European Commission. (2025). Industry 5.0: Human-centric-ity, sustainability and resilience. https://research-and-innovation.ec.europa.eu/research-area/industrial-research-and-innovation/industry-50_en
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025). Re-newable Power Generation Costs in 2024. Abu Dhabi: IRENA
- [7] International Energy Agency (IEA). Seventh Development Plan [7]. Bill 1402-1406: Iran energy policy database
- [8] International Energy Agency (IEA). (2025). World Energy Investment 2025. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>
- [9] U.S. Department of Energy. Virtual Power Plants Projects and Grid Flexibility resources
- [10] International Energy Agency (IEA). (2025). Global Energy Review 2025. Paris: IEA





خوارزمی

ثروت آفرینی پایدار برای نسل‌ها



شرکت گروه سرمایه‌گذاری

خوارزمی (سهامی عام)



آدرس: تهران سعادت آباد، بلوار فرهنگ

نبش خیابان ۲۴ شرقی، پلاک ۱۸

کدپستی: ۱۹۹۷۸۴۳۶۶۵

تلفن: ۰۲۱۸۸۵۶۹۲۰۳-۰۲۱۸۸۵۶۹۲۸۷

ایمیل: info@kharazmi.ir

وبسایت: www.kharazmi.ir