دو راهکار پیشنهادی برای کاهش پیک بار ۱۳۹۸
شبکه سراسری برق

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۶۵۶۲
مردادماه ۱۳۹۸

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
بخش اول ـ پاسخگویی بار ۲
۱-۱. مقدمه ۲
۱-۲. تجربه پاسخگویی بار در کشور ۴
۱-۳. چالش‌های مدیریت بار در کشور ۶
۱-۴. به‌کارگیری مولد محلی در پاسخگویی بار ۷
بخش دوم ـ پیشنهاد کاهش دیماند قراردادی ۹
۲-۱. کلیات ۹
۲-۲. تحلیل پتانسیل ۱۰
بخش سوم ـ به‌کارگیری مولدهای غیرسنکرون موجود ۱۲
۳-۱. کلیات راهکار پیشنهادی ۱۲
۳-۲. تحلیل موجودی مولدهای غیرسنکرون دیزلی و گازسوز ۱۳
۳-۳. تحلیل اقتصادی ۱۵
منابع و مآخذ ۱۹

دو راهکار پیشنهادی برای کاهش پیک بار ۱۳۹۸ شبکه سراسری برق

چکیده

در چارچوب کلی به‌کارگیری روش‌های جدید پاسخگویی بار در کشور، این گزارش به پیشنهاد دو راهکار برای کاهش پیک بار سال ۱۳۹۸شبکه سراسری برق کشور می‌پردازد. راهکارهای پیشنهادی عبارتند از:

- اول: الزام مشترکان دیماندی با قدرت قراردادی بیش از ۲ مگاوات به کاهش دیماند مصرفی طی دوره اوج بار (خرداد ـ شهریور) به میزان ۲۰ درصد نسبت به دیماند مصرفی سال ۱۳۹۷.
- دوم: به‌کارگیری مولدهای غیرسنکرون موجود در کشور به صورت سنکرون با شبکه طی دوره اوج بار.

برمبنای اطلاعات در دسترس، با اجرای راهکار اول، درمجموع ۲,۶۹۷ مشترک هدف در کشور وجود دارد که با محدود کردن قدرت مصرفی آنها به ۸۰ درصد قدرت مصرفی در تابستان ۱۳۹۷، امکان کاهش پیک بار سال ۱۳۹۸ به میزان ۲,۱۱۸ مگاوات فراهم خواهد بود.

بررسی اجرای راهکار دوم با تحلیل اطلاعات گمرک نشان می‌دهد با فرض آنکه از ۲,۰۳۱ مگاوات مولد دیزلی وارد شده طی سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۹۶، میزان ۱,۶۹۳ مگاوات قدرت عملیاتی موجود باشد و با به‌کارگیری ۲۲۶ مگاوات مولدهای گازسوز غیرسنکرون با شبکه، درمجموع حداقل ۱,۹۱۹ مگاوات از پیک بار شبکه با سنکرون کردن مولدهای غیرسنکرون موجود تأمین خواهد شد.

بررسی اقتصادی نشان می‌دهد تأمین ۱,۹۱۹ مگاوات از پیک بار با توسعه شبکه مستلزم بیش از ۴ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری جدید (شامل ۲/۵ میلیارد دلار هزینه احداث خط و پست) است. هزینه استهلاک سالیانه سرمایه‌گذاری در خط و پست از ۵۰ درصد هزینه سوخت سالیانه مولدهای دیزلی با قیمت فوب خلیج فارس بوده و قیمت تمام شده برق بیش از ۲ برابر قیمت برق مولدهای دیزلی خواهد بود.

با عنایت به جزء «۱» بند «ب» محدوده راندمان مولدهای دیزلی یا گازسوز، یک پیش‌نیاز اساسی برای اجرای طرح پیشنهادی، اصلاح ماده (۴۴) قانون برنامه ششم توسعه کشور است به نحوی که امکان صدور موافقت اصولی و مجوز احداث برای نیروگاه‌های با راندمان بیشتر از ۴۰ درصد فراهم شود که در حال حاضر با توجه به تکنولوژی‌های موجود در شرکت مپنا قابل دستیابی است.

بخش اول ـ پاسخگویی بار

۱-۱. مقدمه

به‌رغم افزایش قدرت نصب شده نیروگاه‌ها از ۷۰,۲۹۷ مگاوات در سال ۱۳۹۲ به ۷۶,۴۲۸ مگاوات در سال ۱۳۹۵، همچنان تأمین اوج تقاضای برق در کشور با مشکل مواجه است. مشکل در تأمین اوج تقاضای برق می‌تواند ناشی از پنج عامل زیر باشد:

- کمبود ظرفیت تولید در نیروگاه‌ها،
- کمبود ظرفیت شبکه به دلیل نبود شرایط فنی لازم،
- شرایط آب و هوایی و تغییرات جوی،
- عدم رعایت الگوی مصرف توسط مشترکان به دلیل نقص تعرفه‌ها،
- عدم اجرای دقیق برنامه پنجم توسعه کشور.

منظور از کمبود ظرفیت تولید در نیروگاه‌ها آن است که مجموع قدرت تولیدی در نیروگاه‌ها کمتر از نیاز بار باشد. کمبود ظرفیت، از سوی دیگر، به این معناست که امکان تولید برق در نیروگاه فراهم بوده اما به دلیل مشکلات فنی در خطوط و پست‌های برق در سطوح ولتاژ مختلف، امکان رسانیدن توان تولیدی به مشترکان فراهم نباشد. برای مثال در این خصوص می‌توان به حبس تولید در شبکه برق خراسان و عدم امکان انتقال مازاد قدرت تولیدی در استان مذکور به شبکه سراسری اشاره کرد.

در حالی که تشدید بحران در تأمین اوج تقاضای برق در سال ۱۳۹۷ ناشی از کمبود ظرفیت تولید به دلیل از دست رفتن نیروگاه‌های برق آبی بوده است، مشکلات ناشی از کمبود ظرفیت شبکه اغلب در شهرهای بزرگ بروز می‌کند. به عنوان مثال، در شهر تهران، از مجموع ۱۸۰ پست فوق توزیع ـ که وظیفه تبدیل ولتاژ ۶۳ کیلوولت به ۲۰ کیلوولت برای مصرف‌کنندگان نهایی در سطح توزیع را برعهده دارند ـ بیش از ۴۰ پست دارای ظرفیت اشغال شده بیش از ۸۰ درصد هستند. برخی از پست‌های مذکور، به بارگذاری بالاتر از ۹۰ درصد نیز رسیده‌اند. نکته مهم اینکه پست‌های اخیر به صورت عمده در مراکز متراکم شهری قرار دارند.

همچنین از مجموع ۲۹ پست انتقال در برق منطقه‌ای تهران، تعداد ۲۴ پست دارای بارگذاری حداقل ۶۰ درصد در اوج بار سال ۱۳۹۵بوده‌اند که اسامی آنها در جدول ۱ آمده است. به طور مشخص، تعداد ۱۱ پست انتقال بارگذاری بیش از ۷۵ درصد را تجربه کرده‌اند.

جدول ۱. پست‌های انتقال با بارگذاری بالا در برق منطقه‌ای تهران

ردیف	نام پست	نسبت تبدیل ولتاژ	ظرفیت پست (مگاولت آمپر)	حداکثر بار در سال		بارگذاری پست (درصد)
				مگاوات	مگاوات	
۱	تهرانپارس	۲۳۰,۴۰۰	۱۰۰۰/۰	۸۱۸/۰	۳۹۳/۰	۹۰/۹
۲	فیروزبهرام	۲۳۰,۴۰۰	۲۰۰۰/۰	۱۱۹۸/۰	۴۵۷/۰	۶۶/۶
۳	ری شمالی	۲۳۰,۴۰۰	۱۵۰۰/۰	۸۶۷/۰	۵۵۰/۰	۶۴/۲
۴	ورداورد	۲۳۰,۴۰۰	۱۰۰۰/۰	۷۰۵/۰	۴۰۸/۰	۷۸/۳
۵	شیخ بهایی	۲۳۰,۴۰۰	۱۰۰۰/۰	۶۱۳/۰	۲۲۱/۰	۶۸/۱
۶	منتظر قائم	۶۳,۲۳۰	۵۴۰/۰	۴۵۸/۰	۱۶۵/۰	۹۴/۲
۷	هشتگرد	۶۳,۲۳۰	۳۲۰/۰	۱۹۳/۰	۷۹/۰	۶۷/۰
۸	کرج	۶۳,۲۳۰	۵۰۰/۰	۲۹۴/۰	۱۴۷/۰	۶۵/۳
۹	کمال آباد	۶۳,۲۳۰	۵۰۰/۰	۳۴۲/۰	۸۶/۰	۷۶/۰
۱۰	فیروزی	۶۳,۲۳۰	۳۴۰/۰	۱۸۸/۰	۱۲۸/۰	۶۱/۴
۱۱	ازگل	۶۳,۲۳۰	۳۵۰/۰	۲۲۸/۰	۶۱/۰	۷۲/۴
۱۲	نمایشگاه	۶۳,۲۳۰	۵۴۰/۰	۳۲۸/۰	۸۹/۰	۶۷/۵
۱۳	دوشان تپه	۶۳,۲۳۰	۵۴۰/۰	۳۵۷/۰	۱۲۷/۰	۷۳/۵
۱۴	معنوی	۶۳,۲۳۰	۵۴۰/۰	۳۴۳/۰	۱۱۱/۰	۷۰/۶
۱۵	کن	۶۳,۲۳۰	۳۲۰/۰	۲۵۶/۰	۸۸/۰	۸۸/۹
۱۶	ری گازی	۶۳,۲۳۰	۳۶۰/۰	۲۹۴/۰	۱۴۷/۰	۹۰/۷
۱۷	ری شمالی	۶۳,۲۳۰	۶۸۰/۰	۳۷۸/۰	۲۲۹/۰	۶۱/۸
۱۸	مصلی	۶۳,۲۳۰	۷۲۰/۰	۵۷۷/۰	۱۶۰/۰	۸۹/۰
۱۹	قورخانه	۶۳,۲۳۰	۷۲۰/۰	۵۱۲/۰	۲۰۴/۰	۷۹/۰
۲۰	اسلامشهر	۶۳,۲۳۰	۴۸۰/۰	۳۸۰/۰	۱۴۸/۰	۸۸/۰
۲۱	مشیریه	۶۳,۲۳۰	۳۲۰/۰	۱۸۴/۰	۶۴/۰	۶۳/۹
۲۲	شوش	۶۳,۲۳۰	۳۶۰/۰	۲۱۸/۰	۱۰۳/۰	۶۷/۳
۲۳	قیطریه	۶۳,۲۳۰	۳۲۰/۰	۲۲۷/۰	۵۸/۰	۷۸/۸
۲۴	وردآورد	۶۳,۲۳۰	۳۲۰/۰	۲۴۷/۰	۱۰۰/۰	۸۵/۸

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفضیلی صنعت برق ایران، انتقال نیروی برق.

نکته حائز اهمیت آن است که بخشی از ظرفیت پست‌های انتقال یا فوق توزیع باید برای جبران کمبود ظرفیت ناشی از خروج تجهیزات، به‌ویژه ترانسفورمرها، به صورت رزرو باقی بماند. بارگذاری بیش از ۷۵ درصد ظرفیت پست به آن معناست که در صورت بروز خروج تصادفی در تجهیزات پست، به ویژه به دلیل گرمای تابستان، شبکه ناچار از تحمل خاموشی خواهد شد.

ازاین‌رو، در تابستان ۱۳۹۴ و ۱۳۹۵ مواردی از خاموشی در تهران بزرگ به دلیل کمبود ظرفیت انتقال و توزیع در شبکه بروز کرده است. لازم به ذکر است نقش محدودیت‌های شبکه در محدودیت تأمین اوج بار تابستان کمتر در اخبار رسمی مورد اشاره قرار می‌گیرد.

رویکرد متداول در جبران کمبود ظرفیت در تولید و شبکه، انجام سرمایه‌گذاری جدید است. در حالی که به نظر می‌رسد انجام سرمایه‌گذاری مورد نیاز در بخش تولید با توجه به رشد سالیانه تقاضا و هزینه‌های سرمایه‌گذاری کاری سر راست و ساده باشد، سرمایه‌گذاری در بخش شبکه بسیار پیچیده است. یک دلیل عمده آن، احداث شبکه در سطح شهرها، به‌ویژه در کلان‌شهرها، با محدودیت‌های قانونی از نظر عبور خطوط فشار قوی مواجه بوده و احداث تأسیسات برق نیاز به هماهنگی با نهادهای متولی مدیریت شهری دارد. همچنین تملک زمین، مسیرها و حرایم مربوطه دارای پیچیدگی‌های فنی ـ حقوقی متعدد بوده و به زمان و منابع مالی عمده نیاز دارد.

در مقابل انجام سرمایه‌گذاری‌های جدید، استفاده از پاسخگویی بار یک راه جایگزین برای مقابله با جبران کمبودهای تولید و شبکه در تأمین اوج تقاضای بار است.

۲-۱. تجربه پاسخگویی بار[1] در کشور

در کشور ایران، مدیریت و پاسخگویی بار به صورت برنامه قابل مشارکت از دهه ۸۰ شمسی مورد توجه قرار گرفته است. سیاست غالب به‌کار گرفته شده در کشور در این زمینه، استفاده از تعرفه‌های دوره مصرف بوده است که طبق آن تعرفه‌های مصارف اوج بار، میانه بار و کم باری برای مشترکان خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تهیه شده است. به عبارت متداول از کنتورهای دو یا سه زمانه در کشورمان برای استفاده اعمال قیمت‌های دوره مصرف استفاده شده است.

در این راستا، تعویض کنتورهای ساده به کنتورهای چندزمانه در دستور کار قرار گرفته به نحوی که در حال حاضر بیش از ۱۷ میلیون کنتور سه زمانه برای مشترکان مختلف نصب شده است. دلیل اصلی تمرکز طرح پاسخگویی بار در کشور، جبران کمبود منابع مالی و اصلاح الگوی مصرف است.

براساس ماده (۲۰) قانون برنامه پنجساله چهارم، زمینه مشارکت همه مصرف‌کنندگان بالای ۲۰۰ کیلووات در برنامه مدیریت بار فراهم شده و براساس ماده (۱۳۴) قانون برنامه پنجساله پنجم، مشارکت بارهای بزرگ‌تر از ۲ مگاوات در برنامه مدیریت بار الزامی شد. همچنین از سال ۱۳۹۳ طرح ذخیره عملیاتی صنایع به‌کار گرفته شد. در این طرح، صنایع با مصرف بیش از یک مگاوات می‌توانستند در قالب همکاری با شرکت‌های توزیع نسبت به جابه‌جایی ساعات کاری یا برنامه‌های تعمیرات اقدام کرده و از

---

۱. پاسخگويي بار عبارت است از «تغيير مصرف برق مشتركان نسبت به الگوي متداول در پاسخ به تغييرات قيمت برق يا مشوق‌هايي است كه به منظور كاهش مصرف برق در زمان‌هاي اوج مصرف برق يا مواقع بروز مخاطرات براي قابليت امنيت شبكه اعمال شده‌اند». سياست‌هاي مختلف پاسخگويي بار از دهه ۷۰ ميلادي كه در كشورهاي مختلف تجربه شده به شرح زير است:

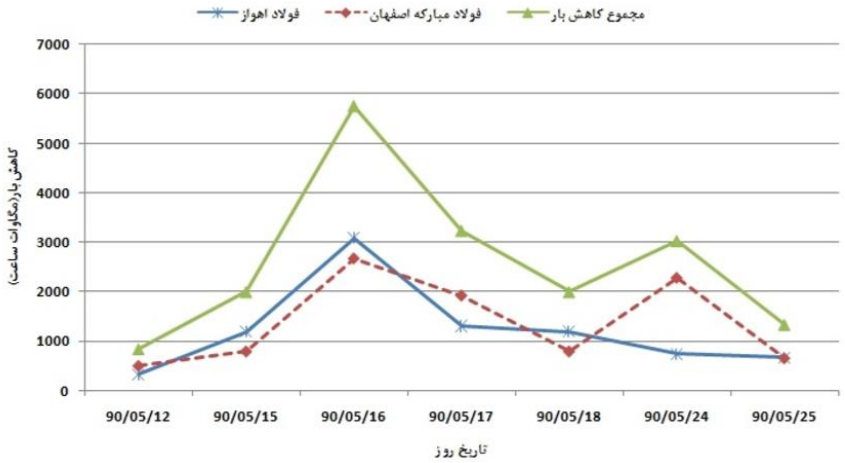
۱. كنترل مستقيم بار: كنترل مستقيم بارهاي مصرف‌كنندگان عمده ،
۲. تعرفه‌هاي دوره مصرف: تعيين قيمت‌هاي متفاوت براي بازه‌هاي باري مختلف طي دوره‌هاي مختلف،
۳. تعرفه‌هاي لحظه مصرف، تغيير قيمت برق به صورت لحظه‌اي به‌ويژه براي مشتركان بزرگ صنعتي،
٤. پيك‌سايي،
٥. جابه‌جايي بار،
٦. به‌كارگيري مولد محلي، نصب مولدهاي اختصاصي براي مشتركان و با مصرف بار براي تأمين تمام يا بخشي از تقاضاي برق اين مشتركان.

مشوق‌های موجود برخوردار شوند. البته بررسی جامعی درخصوص آثار مثبت و منفی به‌کارگیری طرح مذکور طی سال‌های گذشته در دسترس نیست.

از سوی دیگر، در راستای اجرای زیرساخت شبکه هوشمند برق، اجرای طرح فهام[۱] نیز با ابلاغ مصوبه سال ۱۳۸۸ هیئت وزیران در دستور کار وزارت نیرو قرار گرفت. به‌کارگیری کنتورهای هوشمند امکان دسترسی لحظه‌ای به مصارف مشترکان و نیز اعمال فرمان‌های بلادرنگ شرکت‌های برق را جهت قطع بخش یا تمامی بار مشترکان فراهم می‌کند. تا پایان سال ۱۳۹۶ بیش از ۱۸۰ هزار کنتور فهام در کشور نصب شد که این آمار تا پایان مردادماه سال ۱۳۹۷ به بیش از ۲۶۳ هزار کنتور رسیده است.[۲] در حال حاضر حدود ۶ هزار مگاوات از تقاضای برق تحت نظارت کنتورهای هوشمند است. همچنین در سال ۱۳۹۷ با به‌کارگیری سامانه فهام ۱۵۰۰ مگاوات مدیریت بار انجام شده است.[۳]

بنابراین صنایع بزرگ دارای انشعاب مستقیم از شبکه انتقال به عنوان منبعی برای مدیریت شرایط اوج بار به‌کار گرفته می‌شدند که در حال حاضر برآورد می‌شود حدود ۵ هزار مگاوات مدیریت مصرف در شرایط اوج بار تابستانی توسط وزارت نیرو اعمال می‌شود. نمودار ۱ مشارکت شرکت‌های فولاد مبارکه و فولاد اهواز در مدیریت بار در سال ۱۳۹۰ را نشان می‌دهد.[۴]

نمودار ۱. مشارکت فولاد مبارکه و فولاد اهواز در اوج بار ۱۳۹۰



مأخذ: علیرضا ذکریازاده، سازمان ارتقای بهره‌وری انرژی، بررسی روند فعلی اجرای برنامه مدیریت بار در ایران.

۱. فراسامانه هوشمند اندازه‌گیری ملی (فهام).
۲. مونتکو ایران، گزارش عملکرد مهام، شهریور ۱۳۹۷.
۳. مدقق، هادي، وبسایت توانیر، کد خبر ۸۶۹۱۲، اول مهر ۱۳۹۷.
٤. زکریازاده، علیرضا، بررسي روند فعلي اجراي مدیریت بار در ایران، سازمان ارتقاي بهره‌وري ارزي.

۳-۱. چالش‌های مدیریت بار در کشور

با توجه به توضیحات بخش قبل، مدیریت بار در کشور تاکنون با دو رویکرد عمومی و اختصاصی دنبال می‌شده است. رویکرد عمومی در مدیریت و پاسخگویی بار عبارت از به‌کارگیری تعرفه‌های دوره مصرف برای همه مصرف‌کنندگان و رویکرد اختصاصی عبارت از تعامل با بارهای صنعتی، به‌ویژه صنایع بزرگ، بوده است.

در حالی‌که اتکای صنعت برق برای مدیریت شرایط پیک بار بر رویکرد اختصاصی بوده است، با توجه به استفاده از همه ظرفیت موجود در مدیریت بار صنایع طی سال‌های گذشته، صرفنظر از برخی مشکلات فنی ـ مالی رویکرد مذکور، به نظر می‌رسد پتانسیل جدیدی در رویکرد اختصاصی برای جبران رشد پیک بار در سال‌های آتی باقی نمانده باشد.

ادامه رویکرد عمومی در مدیریت و پاسخگویی بار نیز با چالش‌های زیر مواجه است:

۱. تحلیل دقیق و مستدلی از سهم تعرفه‌های مختلف مصرف، به‌ویژه کشاورزی و خانگی، در پیک بار برق کشور وجود ندارد.

۲. از چارچوب فنی ـ اقتصادی پیشنهاد تعرفه‌ها اطلاعی در دست نیست و مشخص نیست چگونه عوامل مختلف مرتبط با مصرف برق در چارچوب مذکور لحاظ شده‌اند.

۳. وضع تعرفه در کشور در بخش عمومی به‌شدت متأثر از وضعیت بودجه عمومی دولت است.

۴. وضع تعرفه در بخش‌های خانگی، کشاورزی و صنعت اغلب متأثر از شرایط اجتماعی و سیاسی کشور بوده و چشم‌اندازی برای تعیین چارچوب فنی ـ اقتصادی برای وضع تعرفه‌های مذکور وجود ندارد.

۵. با توجه به تغییر ذائقه خانوارها و افزایش ارزش‌افزوده زیربنای ساختمانی، استفاده از سیستم‌های سرمایشی تراکمی در منازل مسکونی، به‌ویژه در کلان‌شهرها، رو به گسترش است.

۶. دامنه موجه برای افزایش قیمت برق در بخش خانگی با توجه به بودجه خانوار بسیار محدود است. در دامنه مذکور نیز مصرف برق در بخش خانگی نسبت به قیمت کشش‌پذیر نیست.

۷. با توجه به مشکلات راهبری و هزینه نگهداری، استفاده از سیستم‌های تبرید جذبی در حال کاهش بوده و استفاده از سرمایش تراکمی در ساختمان‌های عمومی و تجاری رو به رشد است.

با توجه به مجموع چالش‌های فوق، به نظر می‌رسد استفاده از تعرفه‌های زمانی مصرف (رویکرد عمومی) نتواند به عنوان ابزاری قابل اتکا برای دستیابی به اهداف کمی معین در زمینه مدیریت شرایط پیک بار عمل کند.

دو روش دیگر پاسخگویی بار، شامل پیک‌سایی و به‌کارگیری مولد محلی، به عنوان الگوهای متداول در جهان به‌ویژه برای جبران مشکلات تأمین اوج بار به‌کار گرفته می‌شوند. متأسفانه تاکنون در کشور به روش‌های مذکور اعتنا نشده است حال آنکه، به نظر می‌رسد قابلیت فراوانی در به‌کارگیری دو روش اخیر وجود داشته باشد.

۴-۱. به‌کارگیری مولد محلی در پاسخگویی بار

منظور از به‌کارگیری مولد محلی، نصب مولد برق در شبکه مربوط به مشترکان است. مولدهای مذکور به نام مولد خودتأمین نیز شناخته می‌شوند. مولدهای مذکور می‌توانند از فناوری‌های مختلفی، به ترتیب افزایش قدرت نامی نوعی، به شرح زیر برخوردار باشند:

۱. منابع تجدیدپذیر؛

۲. میکروتوربین‌های گازسوز؛

۳. مولدهای درونسوز دیزلی؛

۴. مولدهای درونسوز گازی؛

۵. توربین‌های گازی.

بنابراین در مواردی که مولد محلی با قدرت کم مورد نیاز باشد، می‌توان از منابع تجدیدپذیر استفاده کرد در حالی‌که مولدهای محلی با قدرت بالا معمولاً از فناوری توربین گازی برخوردارند.

در بین فناوری‌های فوق، استفاده از مولدهای دیزلی به عنوان مولد اضطراری از دیرباز در مصرف‌کنندگان صنعتی عمده و اماکن حساس عمومی، نظیر بیمارستان‌ها، متداول بوده است. تفاوت عمده مولدهای محلی با مولدهای اضطراری متداول آن است که مولدهای اضطراری فقط در مواقع خاموشی و قطع شبکه به‌کار گرفته شده و دارای قابلیت کار به صورت سنکرون با شبکه نیستند. به عبارت دیگر مولدهای اضطراری تنها هنگامی به‌کار گرفته می‌شوند که برق قطع شده باشد. در حالی که مولدهای محلی در حال کار به شبکه سراسری متصل بوده و می‌تواند حتی بخشی از تولید خود را به شبکه تزریق کنند.

برخی مولدهای متصل به شبکه در سمت مشترکان همچنین با نام تولید پراکنده[1] یا مولدهای مقیاس کوچک[2] نیز شناخته می‌شوند. در دو دهه اخیر، مولدهای مقیاس کوچک به صورت بین‌المللی با استقبال روزافزون مواجه بوده‌اند. در کشور ما نیز از سال ۱۳۸۷ برنامه‌های متنوعی در وزارت نیرو برای به‌کارگیری مولدهای مقیاس کوچک توسعه داده شده و مشوق‌های متنوعی از جمله تضمین سوخت، تضمین خرید برق و اعطای پیش‌پرداخت در دستور کار قرار داشته است.

گفتنی است با توجه به یارانه موجود در قیمت برق و تفاوت عمده قیمت برق شبکه سراسری با قیمت تمام شده (شامل هزینه سوخت)، به طور کلی نصب مولد و استفاده از برق تولیدی مولدهای کوچک برای سرمایه‌گذاران جذابیت اقتصادی ندارد. توسعه مولدهای کوچک در کشور عمدتاً مرهون سیاست‌های حمایتی دولت است که پایداری سیاست‌های مذکور بستگی تام به منابع مالی دولت دارد.

1. Distributed Generation (DG)
2. Small-Scale Generation

به‌کارگیری مولدهای مقیاس کوچک همراه با معایب و مزایای متنوعی است. از جمله مزایای به‌کارگیری مولدهای مقیاس کوچک می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- افزایش راندمان مصرف انرژی با توجه به راندمان تولید برق بیش از ۴۰ درصد
- کاهش تلفات شبکه
- افزایش قابلیت اطمینان تأمین برق
- ایجاد زمینه شکل‌گیری کسب‌وکارهای کوچک در زمینه تولید برق

در زمره مشکلات مرتبط با مولد مقیاس کوچک می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ایجاد آلودگی زیست محیطی در اماکن شهری
- نیاز به تغییر تنظیمات تجهیزات حفاظتی و کنترلی در شبکه برق
- تأمین قطعات و تعمیر و نگهداری
- عدم ارتباط منطقی میان قیمت‌های انرژی

باید توجه داشت که تغییر تنظیمات تجهیزات حفاظتی و کنترلی در شبکه برق عامل مهمی است که باعث شده شرکت‌های برق اغلب استقبال چندانی از نصب مولدهای مقیاس کوچک به‌عمل نیاورند.

همچنین حسب تجارب موجود، استفاده از مولدهای مقیاس کوچک در کشور در قالب طرح‌های سرمایه‌گذاری با چالش‌های غیرفنی و اغلب حاکمیتی مواجه بوده است:

۱. عدم پرداخت به‌موقع هزینه برق خریداری شده توسط شرکت توانیر.

۲. به عنوان پیامد چالش فوق، قراردادهای خرید تضمینی برق فاقد اعتبار لازم نزد شبکه بانکی بوده و دریافت وام به منظور تأمین بخشی از سرمایه‌گذاری مورد نیاز به پشتوانه قراردادهای مذکور با مشکلات عدیده روبه‌رو شده است.

۳. از آنجا که گاز مصرفی مولدهای مذکور از دید شرکت ملی گاز ایران در زمره گاز نیروگاهی تلقی می‌شده است، تأمین این گاز برای تولید و فروش برق به شبکه به‌ویژه در فصل زمستان با دشواری همراه بوده است.

از سوی دیگر، به‌کارگیری مولدهای محلی به عنوان ابزاری در برنامه پاسخگویی بار می‌تواند در چارچوبی متفاوت با به‌کارگیری دائمی مولدها در قالب طرح‌های مقیاس کوچک اتفاق بیفتد. این امر مزایای زیر را به دنبال خواهد داشت:

۱. در به‌کارگیری مولدهای محلی به عنوان بخشی از برنامه پاسخگویی بار، عملکرد مولد طی ساعات پیک بار سالیانه ـ حدود ۴۰۰ ساعت در سال ـ مورد نیاز و الزام بوده و عملکرد مولد در سایر ساعات سال از دید شبکه برق اهمیت چندانی نخواهد داشت. این امر اجازه می‌دهد نرخ خرید برق در ساعات مذکور به‌شدت افزایش یافته تا جذابیت اقتصادی لازم را فراهم کند.

۲. به دلیل شرایط خاص شبکه در ساعات اوج بار، استفاده از مولدهای محلی منجر به مشکلاتی اعم از برهم خوردن کنترل ولتاژ در شبکه، شکل‌گیری جریان معکوس توان و نیز عملکرد جزیره‌ای نخواهد شد.

۳. به‌کارگیری مولد در ساعات اوج برق تبعات فنی کمتر و مزایای فنی فوق‌العاده‌ای برای شرکت‌های توزیع برق به دنبال داشته و با پذیرش شرکت‌های مذکور مواجه خواهد شد.

۴. امکان تضمین و تأمین سوخت مصرفی مورد نیاز مولدها اعم از گاز طبیعی یا دیزل برای ساعات پیک بار سالیانه نیز میسر خواهد بود.

۵. با توجه به محدود بودن کارکرد مولدها در طرح پاسخ‌گویی بار، امکان استفاده از مولدهای دیزلی نیز فراهم است که با توجه به تفاوت قیمت چشمگیر مولدهای دیزلی با مولدهای گازسوز یا میکروتوربین‌ها، توجیه‌پذیری اقتصادی نیز برای طرح با سهولت بیشتری خواهد بود.

۶. استفاده از مولدهای قابل حمل یا پرتابل در قالب مولدهای دیزلی گازسوز یا میکروتوربین‌ها برای پاسخگویی در ساعات اوج بار نیز میسر است.

۷. امکان شکل‌گیری کسب‌وکار جدید را در حوزه عرضه مولدهای استیجاری فراهم خواهد کرد. مولدهای مذکور، به‌ویژه می‌توانند برای ساعات پیک بار از پروژه‌های ساختمانی و عمرانی بزرگ به نقاط مورد نظر شبکه منتقل شده و زمینه کمک به عملکرد شبکه را فراهم سازند.

در بخش سوم کلیات راهکار پیشنهادی در قالب به‌کارگیری مولدهای محلی در پاسخگویی بار ارائه خواهد شد.

بخش دوم ـ پیشنهاد کاهش دیماند قراردادی

۱-۲. کلیات

راهکار اول پیشنهادی عبارت است از *«الزام کاهش دیماند قراردادی مشترکین دیماندی با قدرت قراردادی بیش از ۲ مگاوات در پیک بار ۱۳۹۸ به ۸۰ درصد دیماند مصرفی در پیک بار* ۱۳۹۷».

بنابر تعریف ارائه شده از سوی شرکت توانیر، منظور از مشترکان دیماندی، آن دسته از مشترکینی هستند که قدرت قراردادی آنها حداقل ۳۰۰ کیلووات باشد. در ادامه این گزارش، به مشترکان دیماندی با قدرت قراردادی بیش از ۲ مگاوات، مشترکان هدف اطلاق می‌شود.

منظور از الزام، اعمال تنظیم مناسب روی ماکسیمتر مشترکان یا نصب تجهیزات کمکی به منظور قطع خودکار برق مشترکان هدف در صورت مصرف بیش از ۸۰ درصد قدرت مصرفی سال ۱۳۹۷ است.

۲-۲. تحلیل پتانسیل

تحلیل دقیق پتانسیل، راهکار اول پیشنهادی مستلزم اطلاع از تعداد مشترکان هدف و نیز میزان دیماند مصرفی آنها در اوج بار سال ۱۳۹۷ است. با توجه به در دسترس نبودن اطلاعات اخیر، سعی شد با استفاده حداکثری از اطلاعات منتشر شده عمومی، تحلیل اولیه از پتانسیل راهکار پیشنهادی انجام شود.

طبق آمار موجود، قدرت قراردادی مشترکان مستقیم توزیع، فوق توزیع و انتقال در کشور در سال ۱۳۹۷ برابر ۱۵,۵۱۵ مگاوات است. منظور از مشترکان مستقیم، آن دسته از مشترکانی است که مسیر تغذیه (فیدر) یا پست اختصاصی در شبکه‌های توزیع فوق توزیع و انتقال دارند. این مشترکان اغلب شامل واحدهای صنعتی، نهادها یا مؤسسات عمومی هستند.

از مجموع بیش از ۱۵ هزار مگاوات قدرت قراردادی مشترکان مستقیم، مقدار ۴,۵۱۳ مگاوات قدرت قراردادی مرتبط با تعداد ۳۸ مشترک مستقیم انتقال، شامل صنایع بزرگ فلزی و پتروشیمی است. مشترکان مستقیم انتقال، تعاملی نزدیک با وزارت نیرو و شرکت مدیریت شبکه برق ایران دارند و به نظر می‌رسد مدیریت مصرف شرایط اوج بار در حال حاضر با تعامل مستقیم با این مشترکان انجام می‌پذیرد.

از سوی دیگر، قدرت قراردادی تعداد ۹۵۷ مشترک مستقیم توزیع و فوق توزیع برابر ۱۰.۵۹۶ مگاوات است. از این مجموع، تعداد ۸۳۳ مشترک، با مجموع قدرت قراردادی ۱۰,۰۷۴ مگاوات، دارای قدرت قراردادی بالاتر از ۲ مگاوات بوده و ازاین‌رو، تعداد مشترکان هدف با انشعاب مستقیم برابر ۸۳۳ مشترک است. بررسی آمار فروش شرکت‌های توزیع در سال ۱۳۹۵ نشان می‌دهد انرژی فروخته شده به مشترکان هدف با انشعاب مستقیم برابر ۲۹,۱۲۲,۳۴۴ هزار کیلووات ساعت است.

از تقسیم مقدار مصرف مشترکان هدف بر تعداد آنها، مشاهده می‌شود متوسط قدرت مصرفی هر مشترک برابر ۳۹۹۰ کیلووات بوده است. از آنجا که اوج بار مصرفی مشترکان مشخص نیست، با فرض متوسط قدرت مصرفی ۳۹۹۰ کیلووات و ضریب بار ۵۰ درصد برای مشترکان هدف، متوسط اوج بار مصرفی ۸ مگاوات به‌دست می‌آید. ازاین‌رو، نسبت قدرت مصرفی به قدرت قراردادی برای مشترکان هدف با انشعاب مستقیم برابر ۶۶ درصد به‌دست خواهد آمد.

بنابراین، پتانسیل مرتبط با کاهش اوج بار مصرفی مشترکان هدف با انشعاب مستقیم به ۲۰ درصد برابر ۱/۶ مگاوات برای هر مشترک و معادل ۱,۳۳۲ مگاوات برای تعداد ۸۳۳ مشترک هدف است.

باید توجه داشت آنچه تاکنون تحت عنوان پتانسیل پاسخگویی بار در بین مشترکان مستقیم توزیع و فوق توزیع مورد بررسی قرار گرفت، نمایانگر کل پتانسیل موجود در زمینه مشترکان سنگین در کشور نیست. واقعیت امر آن است که دسته بزرگی از مشترکان سنگین دارای تغذیه اختصاصی نبوده و ازاین‌رو در زمره مشترکان مستقیم به‌شمار نمی‌روند. در حال حاضر در آمارهای منتشره وزارت نیرو، آمار مستقیمی از این دسته از مشترکان وجود ندارد.

به منظور تحلیل پتانسیل موجود در مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم، از آمار منتشر شده در زمینه تعداد کنتورهای چندزمانه نصب شده تا پایان سال ۱۳۹۶ بهره گرفته شد. این بهره‌گیری بر این

فرض استوار است که همه مشترکان سنگین دارای کنتور چندزمانه هستند.

آمار منتشر شده نشان می‌دهد بیش از ۱۹ میلیون کنتور چندزمانه در سطح مصرف‌کنندگان تک فاز، سه فاز و دیماندی تا پایان سال ۱۳۹۶ در کشور نصب شده است. از این مجموع، ۹۱۴,۱۶۴ کنتور برق برای مشترکان دیماندی به جز در جزیره کیش نصب شده است که نسبت به سال ۱۳۹۵ افزایش تعداد مشترکان مذکور به میزان ۲۴,۲۵۲ مشترک را نشان می‌دهد. ازاین‌رو، آمار مذکور حدود ۵ درصد کنتورهای سه زمانه نصب شده در کشور را شامل می‌شود. از تعداد کنتورهای مذکور بیش از ۴۲۴,۸۶۸ کنتور مرتبط با مشترکان دیماندی بیش از ۲ مگاوات اختصاص یافته که نسبت به سال ۱۳۹۵ تعداد ۷۳ مشترک افزایش یافته است. البته صحت ارقام ارائه شده در ادامه بررسی شده است.

بررسی دقیق‌تر آمار، نشان‌دهنده سهم عمده مشترکان شهرستان شیراز از کل آمار کشوری است. به دلیل انحراف عمده در آمار این شهرستان، تعداد آمار مشترکان شهرستان مذکور از آمار کل حذف شد. جدول ۲ تحلیل و تفکیک آمار تصحیح شده مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم در کشور را نشان می‌دهد.

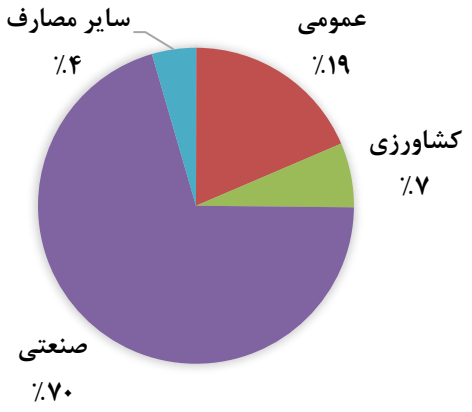
نمودار ۲ توزیع مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم بین تعرفه‌های مختلف را نشان می‌دهد. همانطور که در نمودار دیده می‌شود سهم عمده مشترکان هدف به تعرفه‌های صنعتی و عمومی اختصاص دارد. پس از آن تعرفه کشاورزی قرار داشته و سهم تعرفه سایر مصارف (آزاد) تقریباً ناچیز است.

جدول ۲. آمار تصحیح شده مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم به تفکیک تعرفه

قدرت قراردادی/ تعرفه	خانگی	عمومی	کشاورزی	صنعتی	سایر (تجاری)	مجموع
۲ تا ۷ مگاوات	۱	۳۱۵	۱۰۲	۱,۰۲۴	۸۱	۱,۷۰۳
بیش از ۷ مگاوات	۰	۳۰	۲۱	۱۰۷	۳	۱۶۱
مجموع	۱	۳۴۵	۱۲۳	۱,۳۱۱	۸۴	۱,۸۶۴

مأخذ: همان.

نمودار ۲. سهم تعرفه‌های مختلف از مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم پس از تصحیح آمار



مأخذ: محاسبات محقق.

به منظور محاسبه پتانسیل صرفه‌جویی و با توجه به در دسترس نبودن اطلاعات قدرت مصرفی، برای مشترکان با قدرت قراردادی بین ۲ تا ۷ مگاوات، متوسط قدرت قراردادی برابر ۴/۵ مگاوات و برای مشترکان با قدرت بیش از ۷ مگاوات، متوسط قدرت قراردادی برابر ۷ مگاوات لحاظ شد. با فرض آنکه نسبت قدرت مصرفی به قدرت قراردادی برای این مشترکان نیز همانند مشترکان هدف انشعاب مستقیم برابر ۶۶ درصد دارد، متوسط قدرت مصرفی برآورد شده و پتانسیل صرفه‌جویی متناظر با آن در جدول ۳ آمده است.

جدول ۳. قدرت مصرفی و صرفه‌جویی مشترکان هدف فاقد انشعاب مستقیم

قدرت قراردادی/ تعرفه	تعداد	قدرت مصرفی (مگاوات)	پتانسیل صرفه‌جویی (مگاوات)
۲ تا ۷ مگاوات	۱,۷۰۳	۳,۱۸۶	۶۳۷
بیش از ۷ مگاوات	۱۶۱	۷۴۴	۱۴۹
مجموع	۱,۸۶۴	۳,۹۳۰	۷۸۶

مأخذ: همان.

جدول ۴ خلاصه پتانسیل سنجی انجام شده را به تفکیک نوع مشترک هدف نشان می‌دهد.

جدول ۴. خلاصه پتانسیل‌سنجی مشترکان هدف

نوع مشترک هدف	تعداد	پتانسیل کاهش مصرف (مگاوات)
دارای انشعاب مستقیم توزیع/ فوق توزیع	۸۳۳	۱,۳۳۲
فاقد انشعاب مستقیم	۱,۸۶۴	۷۸۶
مجموع	۲,۶۹۷	۲,۱۱۸

مأخذ: همان.

که با محدود کردن قدرت مصرفی آنها به ۸۰ درصد قدرت مصرفی در تابستان ۱۳۹۷، امکان کاهش پیک بار سال ۱۳۹۸ به میزان ۲,۱۱۸ مگاوات فراهم خواهد بود.

بخش سوم ـ به‌کارگیری مولدهای غیرسنکرون موجود

۱-۳. کلیات راهکار پیشنهادی

دومین راهکار پیشنهادی برای مدیریت شرایط پیک بار ۱۳۹۸ عبارت است از «*به‌کارگیری مولدهای غیرسنکرون با قدرت حداقل ۵۷ کیلووات موجود در کشور به صورت سنکرون برای استفاده در پیک بار ۱۳۹۸*».

منظور از مولدهای غیرسنکرون، مولدهای دیزلی یا گازسوز موجود در کشور است که در مالکیت بخش‌های مختلف دولتی یا خصوصی قرار داشته و به صورت نصب نشده باقی مانده یا به منظور مولد اضطراری به صورت غیرسنکرون با شبکه استفاده می‌شوند.

منظور از به‌کارگیری، نصب تجهیزات کمکی (شامل رله سنکرونایزر) روی مولدهای مذکور برای فراهم شدن زمینه عملکرد سنکرون مولدها با شبکه در شرایط پیک بار است.

۲-۳. تحلیل موجودی مولدهای غیرسنکرون دیزلی و گازسوز

به منظور تحلیل موجودی مولدهای دیزلی، از آمار منتشر شده در سایت گمرک جمهوری اسلامی ایران استفاده شد. به این منظور، آمار ثبت شده از سال ۱۳۷۶ تا ۱۳۹۶ درخصوص تعرفه‌های مذکور در جدول ۵، با توجه به تغییر کد تعرفه در سال ۱۳۸۳، استخراج شد. گفتنی است آمار سال ۱۳۷۸ در دسترس قرار ندارد.

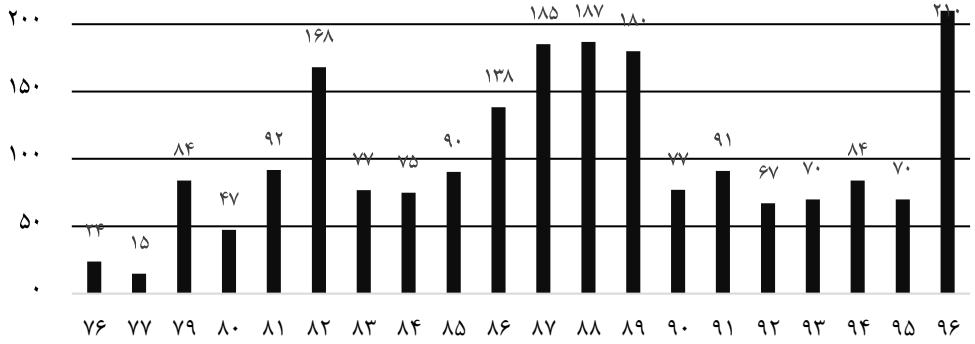
جدول ۵. تعرفه‌های بررسی شده درخصوص مولدهای دیزلی

دوره زمانی	کد تعرفه	عنوان تعرفه
۱۳۷۶-۱۳۸۲	۸۵۰۲۱۲	مجموعه مولدهای دارای موتورهای تراکمی - احتراقی، به قدرت بیشتر از ۷۵ کیلوولت آمپر تا حداکثر ۳۷۵ کیلوولت آمپر
	۸۵۰۲۱۲	مجموعه مولدهای دارای موتورهای تراکمی - احتراقی، به قدرت بیشتر از ۳۷۵ کیلوولت آمپر
۱۳۸۳-۱۳۹۶	۸۵۰۲۱۲۹۰	سایر مجموعه مولدهای دارای موتور پیستونی تراکمی - احتراقی به قدرت بیش از ۷۵ تا ۳۷۵ kva غیرمذکور در جای دیگر
	۸۵۰۲۱۳۱۰	مجموعه مولدهای دارای موتور پیستونی تراکمی - احتراقی به قدرت بیشتر از ۳۷۵ کیلوولت آمپر لغایت ۱۵۰۰ کیلوولت آمپر

مأخذ: گمرک جمهوری اسلامی ایران.

سپس برمبنای ارزش دلاری ثبت شده برای هر تعرفه و برمبنای هر مگاوات مولد دیزل معادل ۲۰۰ هزار دلار، آمار قدرت مولدهای دیزلی وارد شده به کشور استخراج شد. صرف‌نظر از تفاوت ارزش واقعی و ارزش ثبت شده مولدها، بررسی انجام شده نشان می‌دهد در بازه زمانی ۱۳۷۶ تا ۱۳۹۶ حداقل معادل ۲,۰۳۱ مگاوات مولد دیزلی به ارزش بیش از ۴۰۶ میلیون دلار وارد کشور شده است. نمودار ۳ میزان قدرت مولدهای دیزلی وارد شده طی سال‌های مختلف را نشان می‌دهد.

نمودار ۳. قدرت مولدهای دیزلی وارد شده در هر سال به کشور



مأخذ: همان.

بررسی آمار سالیانه نشان می‌دهد حداقل ۱,۳۵۹ مگاوات از مولدهای دیزلی در دهه اخیر وارد کشور شده و الباقی در دهه ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۶ وارد کشور شده است. با فرض آنکه ۷۰ درصد مولدهای وارد شده در سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۶ عملیاتی باقی مانده باشند و ۹۰ درصد مولدهای وارد شده در سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۶ عملیاتی باشند، قدرت مولدهای دیزلی عملیاتی حداقل برابر ۱,۶۹۳ مگاوات خواهد بود.

گفتنی است طبق اعلام مدیرعامل محترم توانیر در حاشیه رزمایش مولدهای برق اضطراری در ۱۰ آبان ۱۳۹۷، حدود ۲ هزار مگاوات مولد دیزلی در کشور وجود دارد که بررسی انجام شده نیز نشان می‌دهد اعداد اعلامی سازگاری مناسبی با اطلاعات گمرک کشور دارد.[۱]

به منظور تحلیل موجودی موتورهای گازسوز، آمار تعرفه‌های نشان داده شده در جدول ۶ طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۶ مورد بررسی قرار گرفت.

جدول ۶. تعرفه‌های بررسی شده برای ارزیابی مولدهای گازسوز

کد تعرفه	عنوان تعرفه
۸۵۰۲۲۰۱۰	مولد گازی تولید همزمان برق و گرما دارای موتور پیستونی جرقه‌ای - احتراقی
۸۵۰۲۲۰۹۰	سایر مجموعه مولدهای دارای موتور پیستونی در جرقه‌ای - احتراقی به جز مولد گازی تولید همزمان برق وگرما
۸۵۰۲۱۳۹۰	سایر مجموعه مولدهای دارای موتور پیستونی تراکمی- احتراقی به قدرت مساوی یا بیش از ۱۵۰۰ KVA

سپس برمبنای ارزش دلاری ثبت شده و با فرض هر مگاوات مولد گازسوز برابر ۶۰۰ هزار دلار و صرف‌نظر از اینکه برخی مولدهای گازسوز دست دوم به کشور وارد شده است، میزان واردات مولد گازسوز طی سال‌های ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۶ حداقل برابر ۱,۳۷۵ مگاوات به ارزش بیش از ۸۲۵ میلیون دلار به‌دست آمد.

۱. https://www.farsnews.com/news/13970810000057

از سوی دیگر، برمبنای آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۹۶، میزان قدرت نصب شده مولدهای پراکنده برابر ۱,۱۴۹ مگاوات است. ازاین‌رو، به نظر می‌رسد میزان ۲۲۶ مگاوات مولد گازسوز به کشور وارد شده که تاکنون نصب نشده یا به شبکه سراسری متصل نشده است. این امر با شنیده‌هایی تطابق دارد که در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۱ حجم عمده‌ای از مولدهای گازسوز وارد کشور شد که به‌دلیل شرایط خاص مالی دولت در سال‌های مذکور، امکان نصب نیافتند. از سوی دیگر، با توجه به اینکه بیش از پنج سال از زمان تولید مولدهای مذکور سپری شده است، امکان نصب مولدها در قالب طرح مولدهای مقیاس کوچک وجود ندارد. ازاین‌رو، میزان ۲۲۶ مگاوات مولد گازسوز نیز می‌تواند به صورت سنکرون برای تأمین شرایط اوج بار به‌کار گرفته شود.

خلاصه پتانسیل اجرای راهکار دوم در جدول ۷ آمده است.

جدول ۷. خلاصه پتانسیل اجرای راهکار دوم

نوع مولد	قدرت موجود	قدرت عملیاتی
دیزلی	۲,۰۳۱	۱,۶۹۳
گازسوز نصب نشده	۲۲۶	۲۲۶
مجموع	۲,۲۵۷	۱,۹۱۹

مأخذ: محاسبات محقق براساس اطلاعات گمرک و آمار تفضیلی صنعت برق.

بنابراین با فرض آنکه از ۲,۰۳۱ مگاوات مولد دیزلی وارد شده طی سال‌های ۱۳۷۶ تا ۱۳۹۶، میزان ۱,۶۹۳ مگاوات قدرت عملیاتی موجود باشد و با نصب ۲۲۶ مگاوات مولدهای گازسوز خارج از شبکه سراسری، درمجموع حداقل ۱,۹۱۹ مگاوات از پیک بار شبکه با سنکرون کردن مولدهای موجود تأمین خواهد شد.

۳-۳. تحلیل اقتصادی

به منظور ارزیابی اقتصادی اجرای راهکار دوم، از روش قیمت تراز شده برای محاسبه قیمت برق طی ساعات پیک (۴۰۰ ساعت در سال)، برحسب دلار بر مگاوات ساعت، استفاده شد که مطابق آن:

$$LCOE = {}^{TC}/_{TE}$$

که در آن TC نشان‌دهنده هزینه کلی طی ۱۵ سال برحسب دلار و TE نشان‌دهنده برق مصرف شده طی دوره پیک در مدت ۱۵ سال توسط ۱,۹۱۹ مگاوات پیک بار است. بنابر این، TE برابر ۷۶۷,۶۰۰ مگاوات ساعت خواهد بود.

محاسبه TC از رابطه زیر انجام می‌شود:

$$TC = (IC + 15 \times 400 \times MC + 15 \times 400 \times FC)$$

که در آن:

IC : هزینه سرمایه‌گذاری (دلار بر کیلووات)؛

MC : هزینه نگهداری (دلار بر مگاوات ساعت)؛

FC: هزینه سوخت (دلار بر مگاوات ساعت).

هزینه سرمایه‌گذاری شامل هزینه لازم برای مولد، خطوط و پست خواهد بود:

$$IC = GP \times GUC + LL \times LUC + SC \times SUC$$

که در آن:

GP: قدرت مولد (مگاوات)؛

GUC: هزینه واحد مولد (دلار بر کیلووات)؛

LL: طول خطوط شبکه مورد نیاز (کیلومتر)؛

LUC: هزینه احداث خط (میلیون دلار بر کیلومتر)؛

SC: ظرفیت پست (مگاولت-آمپر)؛

SUC: هزینه واحد احداث پست (دلار بر مگاولت - آمپر).

همچنین، سه سناریو مختلف مورد ارزیابی قرار می‌گیرد:

- **سناریو ۱:** استفاده از مولدهای غیرسنکرون موجود (راهکار پیشنهادی)؛
- **سناریو ۲:** سرمایه‌گذاری بخش دولتی در بخش‌های خط و پست؛
- **سناریو ۳:** سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در بخش تولید و سرمایه‌گذاری بخش دولتی در بخش خط و پست.

برمبنای اطلاعات ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۵، قدرت بخش تولید در سناریوهای ۲ و ۳ با فرض تأمین تلفات بخش تولید برابر ۳/۱ درصد، تلفات انتقال ۲/۹ درصد و تلفات توزیع ۱۱/۵ درصد و نیز لحاظ نسبت ظرفیت علمی به اسمی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی برابر ۰/۷۹ به‌دست آمده است. لازم به ذکر است اعداد ارائه شده برای تلفات در ترازنامه انرژی مرتبط با تلفات انرژی است که معمولاً از تلفات توان در پیک بار کمتر است. اما به دلیل در دسترس نبودن اطلاعات تلفات توان در پیک بار، از اعداد تلفات انرژی به جای آن استفاده شده است.

جدول ۸ مشخصات کلی بخش تولید در سه سناریوی فوق را نشان می‌دهد.

جدول ۸. مشخصات بخش تولید سه سناریوی تأمین پیک بار

سناریو	GP	راندمان	GUC	FC	MC
سناریو ۱	۱,۹۱۹	۳۴	۲۰۰	۵۰	۲۵
سناریو ۲	۲,۷۹۱	۴۵	۷۰۰	۲۳	۸۷/۵
سناریو ۳	۲,۷۹۱	۴۵	۷۰۰	۲۳	۵۷

مأخذ: محاسبات محقق.

راندمان و هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه سناریو ۱ معادل راندمان نیروگاه‌های دیزل کشور و راندمان نیروگاه در سناریوهای ۲ و ۳ برابر متوسط راندمان نیروگاه‌های سیکل ترکیبی انتخاب شده است.

هزینه سوخت در سناریو ۱ برمبنای استفاده از سوخت دیزل و در سناریوهای ۲ و۳ برمبنای ترکیب سوخت موجود در نیروگاه‌ها به‌دست آمده است که در آن قیمت گاز طبیعی برابر ۲۰ سنت به ازای هر مترمکعب لحاظ شده است.

هزینه نگهداری در دو سناریوی ۱ و ۲ با فرض نرخ استهلاک سالیانه ۵ درصد سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده است. در سناریو ۳، هزینه نگهداری برمبنای هزینه آمادگی پرداختی به نیروگاه‌ها در بازار برق کشور تعیین شده است.

بنابر اطلاعات ارائه شده (در بررسی بازار برق، ۱۳۹۶)، متوسط نرخ آمادگی پرداختی در سال ۱۳۹۶ برابر ۱۹۰ ریال بر کیلووات ساعت بوده است. برمبنای نرخ دلار برابر ۳۳,۰۰۰ ریال در بودجه سال مذکور، هزینه نگهداری معادل ۵۷ دلار بر مگاوات ساعت به‌دست آمده است. جدول ۹ هزینه توسعه شبکه توزیع و انتقال را برای سه سناریوی مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۹. مشخصات بخش خط و پست سه سناریوی تأمین پیک بار

سناریو	LL	LUC	SC	SUC	MC
سناریو ۲	۱,۸۷۹	۱/۳	۶,۲۰۳	۱۰,۰۰۰	۴۵
سناریو ۳	۱۸۷۹	۱/۳	۶,۲۰۳	۱۰,۰۰۰	۴۵

مأخذ: همان.

درخصوص جدول ۹ نکات زیر لازم است:

۱. طول خطوط انتقال مورد نیاز برمبنای وضعیت موجود (۵۲,۸۷۶ کیلومتر خط انتقال برای تأمین ۵۴ هزار مگاوات پیک بار) تخمین زده شده و از هزینه توسعه مورد نیاز در خطوط توزیع و فوق توزیع صرف‌نظر شده است.

۲. ظرفیت پست مورد نیاز برمبنای ۲ برابر قدرت مولد در هر سناریو و با فرض ضریب توان ۹۰ درصد تخمین زده شده است.

۳. هزینه خط از مرجع شورای هماهنگی برق غرب (Western Electricity Cordinaling Council)[۱] استخراج شده و در بخش هزینه پست، صرفاً قیمت ترانسفورمر لحاظ شده است.

۴. هزینه نگهداری خط و پست با نرخ استهلاک سالیانه ۲ درصد سرمایه‌گذاری محاسبه شده است.

جدول ۱۰ نتایج محاسبات اقتصادی برای سه سناریوی تأمین پیک بار را نشان می‌دهد.

۱. Copital Costs for Transmission and Substations/ WECC, 2014.

جدول ۱۰. نتایج تحلیل اقتصادی سه سناریوی تأمین پیک بار

سناریو	سرمایه‌گذاری (میلیون دلار)	انرژی تولید شده سالیانه (مگاوات ساعت)	انرژی اولیه مصرف شده (مگاوات ساعت)	TC (میلیون دلار)	LCOE (دلار بر مگاوات ساعت)
سناریو ۱	۳۸۳	۷۶۷,۶۰۰	۲,۱۹۳,۱۴۳	۲,۳۱۶	۲۰۱
سناریو ۲	۴,۴۵۹	۱,۱۱۶,۵۰۹	۲,۴۸۱,۱۳۱	۷,۵۳۱	۶۵۴
سناریو ۳	۴,۴۵۹	۱,۱۱۶,۵۰۹	۲,۴۸۱,۱۳۱	۸,۱۸۷	۴۸۹

مأخذ: همان.

همانطور که در جدول ۱۰ مشاهده می‌شود سناریو ۱ به کمترین قیمت تراز شده برق منجر خواهد شد. این امر به‌رغم این موضوع است که قیمت سوخت مولد دیزلی بیش از ۲ برابر متوسط قیمت سوخت نیروگاهی است. بررسی بیشتر نشان داد حتی با فرض قیمت گاز طبیعی برابر ۱۴ سنت به ازای هر مترمکعب (معادل قیمت هانری هاب ایالات متحده) نیز همچنان سناریو ۱ دارای کمترین قیمت تراز شده خواهد بود.

دلیل این امر آن است که از ۴,۴۵۹ میلیون دلار سرمایه‌گذاری مورد نیاز در سناریوهای ۲ و ۳، مقدار ۲,۵۰۵ میلیون دلار مرتبط با احداث خط و پست است. هزینه استهلاک سالیانه سرمایه‌گذاری در خط و پست با نرخ استهلاک ۲ درصد افزون بر ۵۰ میلیون دلار خواهد شد که بیش از ۵۰ درصد هزینه سوخت سالیانه مولدهای دیزلی (۱۰۹ میلیون دلار) است.

همچنین، بین دو سناریوی ۲ و ۳، سناریوی ۳ دارای قیمت برق تراز شده کمتری نسبت به سناریوی ۲ است. این امر ناشی از تفاوت بهای آمادگی فرض شده با نرخ استهلاک نیروگاه است. با این حال، در سناریو ۳ نیز همچنان بیش از ۲ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری دولتی در بخش خط و پست مورد نیاز خواهد بود.

نتیجه آنکه راهکار پیشنهادی شامل به‌کارگیری ۱,۹۱۹ مگاوات مولد غیرسنکرون موجود، حتی با احتساب هزینه سوخت گازوئیل نیز ارزان‌ترین راهکار برای تأمین ۱,۹۱۹ مگاوات از پیک بار است.

همچنین نکات زیر مزایای بیشتری برای اجرای سناریوی ۱ (طرح پیشنهادی) فراهم آورد:

۱. به دلیل مشکلات شبکه در کلان‌شهرها، هزینه احداث شبکه می‌تواند از مقادیر در نظر گرفته شده فراتر رود.

۲. اجرای هر یک از سناریوهای ۲ یا ۳ به افزایش جذب نیروی انسانی در صنعت برق منجر می‌شود در حالی‌که طرح پیشنهادی تأثیری در آمار شاغلان در صنعت برق نخواهد داشت.

۳. با عنایت به هزینه و مشکلات موجود در تأمین گازوئیل، می‌توان تبدیل مولدهای دیزلی به مولدهای رقیق‌سوز را با مخلوط کردن سوخت دیزل و گاز طبیعی مدنظر قرار داد. این امر به شکل‌گیری زنجیره کسب و کار جدید منجر خواهد شد.

۴. با عنایت به وجود دانش فنی و تیم‌های متخصص در زمینه موتورهای دیزلی، اجرای راهکار پیشنهادی منجر به فعال شدن اشتغال در این بخش می‌شود.

گفتنی است در حال حاضر طبق بخش اول از بند «ب» ماده (۴۴) قانون برنامه پنج‌ساله ششم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران، وزارت نیرو موظف است به منظور افزایش بازدهی و ضریب بهره‌وری نیروگاه‌ها موافقت اصولی برای ایجاد نیروگاه‌ها با بازدهی ۵۵ تا ۶۰ درصد صادر کند.

با عنایت به محدوده راندمان مولدهای دیزلی یا گازسوز، یک پیش‌نیاز اساسی برای اجرای طرح پیشنهادی، اصلاح ماده (۴۴) قانون برنامه ششم توسعه کشور است به نحوی که امکان صدور موافقت اصولی و مجوز احداث برای نیروگاه‌های با راندمان بیشتر از ۴۰ درصد فراهم شود.

منابع و مآخذ

۱. وزارت نیرو، آمار تفضیلی صنعت برق، ۱۳۹۵.

۲. علیرضا ذکریازاده، علیرضا. بررسی روند فعلی اجرای برنامه مدیریت بار در ایران، سازمان ارتقای بهره‌وری انرژی.

۳. پایش و تحلیل بازار برق ایران از ۱۳۹۴ تا ۱۳۹۶.

۴. وزارت نیرو، ترازنامه انرژی ایران، ۱۳۹۵.

۵. مدقق، هادی. وب‌سایت توانیر، کد خبر: ۸۶۹۱۲، اول مهر ۱۳۹۷.

۶. مونتکو ایران، گزارش عملکرد فهام، شهریور ۱۳۹۷.

7. https://www.farsnews.com/news/13970810000057

8. Capital Costs for Transmission and Substations, WECC, 2014.

مرکز پژوهش‌ها
مجلس شورای اسلامی

شناسنامه گزارش	شماره مسلسل: ۱۶۵۶۲

عنوان گزارش: دو راهکار پیشنهادی برای کاهش پیک بار ۱۳۹۸ شبکه سراسری برق

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

مدیر مطالعه: سیده مریم موسوی

تهیه و تدوین‌کننده: عباس رجبی قهنویه

ناظران علمی: حسین افشین، هاشم خویی، علی‌اصغر اژدری، فریدون اسعدی

ویراستار تخصصی: ـــــــ

ویراستار ادبی: ـــــــ

واژه‌های کلیدی:

۱. برق

۲. پیک بار

تاریخ انتشار: ۱۳۹۸/۵/۱۴