فصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصادیِ کاربردی ایران
سال هفتم، شماره‌ی ۲۸، زمستان ۱۳۹۷
صفحات: ۸۹-۱۰۹
DOI: 10.22084/aes.2018.14089.2533

رتبه‌بندی اجرای سامانه CCHP در تهران از منظر معیارهای کمی و کیفی

مسعود کسرائی‌نژاد[۱]
حسن طائی[۲*]
کیومرث حیدری[۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۸/۰۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۵/۳۰

چکیده

از مهم‌ترین راه‌های افزایش کارایی انرژی، کاهش هزینه‌های توزیع و جلوگیری از اتلاف انرژی است. در این مقاله احداث نیروگاه تولید همزمان برق، حرارت و برودت، در ظرفیت‌های ۵ مگاوات (نیروگاه هدف) و ۱، ۸ و ۲۵ مگاواتی (گزینه‌های جانشین) بررسی‌شده است. با تکیه بر اصول مکانیسم توسعه پاک (CDM)، ارزیابی پیش از اجرا و تحلیل هزینه-فایده از روش‌هایی چون نرخ بازده داخلی، دوره بازگشت سرمایه و ارزش حال استفاده شده و نتایج به‌دست‌آمده از منظر آزمون‌های کیفی چون مطلوبیت، بهینه پرتو و هیکس‌کالدور مورد بررسی قرار گرفته‌اند. ظرفیت‌های مذکور نیروگاه طی سه سناریو شامل ۱) فروش برق، ۲) فروش برق و حرارت و ۳) فروش برق، حرارت و درآمدهای زیست‌محیطی مورد ارزیابی اقتصادی قرار گرفتند؛ نتایج به‌دست‌آمده، توجیه‌پذیری مالی و اقتصادی ساخت نیروگاه CCHP (به‌استثنای نیروگاه ۱ مگاواتی در سناریوی فروش برق) را تأیید نمود. همچنین در صورت عدم‌محدودیت منابع، اولویت اجرایی جهت احداث نیروگاه در دو سناریوی اول به‌ترتیب ظرفیت‌های ۲۵، ۸، ۵ و ۱ مگاوات می‌باشد، با اعمال درآمدهای زیست-محیطی نیز اجرای نیروگاه ۱ مگاواتی نسبت به نیروگاه‌های ۵ و ۸ مگاواتی اولویت می‌یابد. براساس نتایج به‌دست‌آمده و مزایای فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی نیروگاه‌های تولید همزمان، گسترش این سامانه به‌عنوان یک راهبرد اقتصادی جهت افزایش کارایی صنعت برق توصیه می‌گردد.

کلیدواژه‌ها: رتبه‌بندی، ارزیابی اقتصادی، ارزش حال، نرخ بازدهی، مکانیسم توسعه پاک، CCHP.

طبقه‌بندی JEL: D29, R29, R12.

۱. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دانشگاه علامه طباطبایی **Email:** masoud.kasraee@atu.ac.ir
۲. دانشیار گروه اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبایی (*نویسنده مسئول) **Email:** Taee@atu.ac.ir
۳. استادیار گروه اقتصاد برق و انرژی، پژوهشگاه نیرو **Email:** Kioumars.h@gmail.com

۱. مقدمه

استفاده از سیستم گرمایش مرکزی به‌نوعی از قرن‌های سوم و چهارم پیش از میلاد آغـاز شـد. اولـین سوابق اجرای این سامانه در امپراتوری روم و یونان مشاهده می‌شود که آب گرم خروجی از لایه‌هـای آهکی را با حفر کانال به حمام‌های عمومی، ورزشگاه‌ها، قصرها و قلعه‌های نظامی منتقل مـی‌کردنـد. در سال ۱۸۸۸ در شهر هامبورگ آلمان نخستین سیستم همزمان تولید بـرق و حـرارت بـرای تـأمین حرارت تالار شهر[1] فعال شد (چیت‌چیان، ۱۳۸۳: ۱۰۶). اولین تولیدکنندگان همزمان در دنیـای مـدرن نیز واحدهای صنعتی بوده‌اند. بیشتر محرک‌های اولیه در ابتدای قرن بیستم موتورهای بخاری رفـت و برگشتی بوده و از بخار خروجی با فشار پایین، بـرای مصـارف گرمایشـی اسـتفاده مـی‌شـد (میـری و همکاران، ۱۳۸۳: پیشگفتار).

در انگلستان سال ۱۹۱۱ یک طرح قابل‌توجه گرمایش ناحیه‌ای در مرکز شهر منچستر ساخته شـد. کمبود سوخت بعد از جنگ جهانی اول و رکود اقتصـادی پـس از آن، گرمـایش ناحیـه‌ای را در طـول دهه‌های ۱۹۲۰ و ۱۹۳۰ به امری مهم در اروپا تبدیل کرد. اوایل دهه ۱۹۵۰، در تعـدادی از شـهرهای آمریکا و برخی کشورهای اروپایی مانند آلمان، روسیه و اسکاندیناوی سیستم‌هـای گرمـایش ناحیـه‌ای برقرار شدند (بریز؛ رفیعی‌سخائی، ۱۳۸۶: ۸۵-۸۳).

در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹، جهان بحران‌های عمده‌ای را در حوزه تأمین انرژی تجربـه کـرد کـه بیشتر آن ناشی از شوک نفتی بود. فاصله سال‌های ۸۳-۱۹۷۳، قیمت سـوخت و انـرژی الکتریکـی ۵ برابر شد، در آن زمان تمام صنایع متقاضی انرژی الکتریکی، مطالعاتی را در حـوزه صـرفه‌جـویی‌هـای ناشی از به‌کارگیری سیستم تولید همزمان، انجام دادند. همچنین دولت‌ها در راستای رفع موانع مسـیر تولید مشترک قوانین جدیدی وضع کردند، برای مثال در سال ۱۹۷۸ دولت آمریکا قانون انرژی ملـی[2] (شامل قانون مصرف سوخت، سیاست گاز طبیعی و سیاست‌هـای قـانونی نیروگـاه‌هـا) را بـه تصـویب رساند، همچنین قوانینی در خصوص مدیریت آلودگی هوا و آب تصویب شده که به‌دلیل همخـوانی بـا سیستم تولید همزمان به گسترش آن کمک کرد (میری و همکاران، ۱۳۸۳: پیشگفتار).

پیشـرفت‌هـای تکنولـوژیکی در دهـه‌هـای ۹۰-۱۹۸۰ نصـب سیسـتم‌هـای تولیـد همزمـان را در کارخانه‌ها، دفاتر کوچک و حتی منازل ممکن ساخت، از اواسط دهه ۱۹۹۰ مفهـوم تولیـد غیرمتمرکـز عمومی و رایج شده و به‌نوبه خود موجبات رشد تولید همزمان برق و حرارت[3] را فراهم سـاخت (بریـز؛ رفیعی‌سخائی، ۱۳۸۶: ۸۵).

هدف این مقاله بررسی توجیه‌پذیری مالی و اقتصادی گسترش چنین سامانه‌ای و رتبه‌بندی اولویت اجرایی آن در تهران به‌عنوان یک راهبرد اقتصادی برای افزایش کارایی سیستم برق‌رسانی مـی‌باشـد.

1. City Hall
2. National Energy Act
3. Combined Heating and Power

توجیه‌پذیری مالی به بررسی عوامل درونی و سودآوری تجاری یا خصوصی طرح می‌پردازد و توجیه-پذیری اقتصادی با استفاده از معیارهای کیفی آثار خارجی و تأثیرات اقتصادی ملی و اجتماعی طرح را نیز در نظر می‌گیرد. داده‌ها و اطلاعات موردنیاز این پژوهش براساس روش مطالعات کتابخانه‌ای و بررسی اسنادی و با استفاده از ابزارهایی چون مشاهده، بررسی تجربیات پیشین و مصاحبه با صاحب-نظران تهیه شده‌اند.

۲. ادبیات موضوع

از آنجا که یک مطالعه امکان‌سنجی پیش از اجرای طرح انجام می‌شود، در حوزه مطالعات آینده‌شناسی دسته‌بندی می‌شود. نتایج یک مطالعه امکان‌سنجی از سویی در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران و از سوی دیگر در تصمیم‌گیری اعتباردهندگان برای پرداخت تسهیلات نقش مهمی ایفا می‌کند. انتخاب دقیق و درست، مستلزم وجود شاخص‌ها و معیارهای کمی یکسانی است که به‌صورت جهانی پذیرفته شده باشند. در این خصوص مطالعات بسیاری انجام شده و براساس جریان‌های نقدینگی با توجه به نرخ تنزیل، هزینه فرصت پول، همسان‌سازی نوع و زمان، برخی شاخص‌ها معرفی و ثبت شده‌اند که به‌عنوان روش‌های ارزیابی اقتصادی شناخته می‌شوند.

۲-۱. بررسی شماتیک سامانه تولید همزمان

از دیدگاه انرژی، تولید برق در نیروگاه‌ها به‌دلیل هدررفت حدود ۵۰ درصد از انرژی سوخت به‌صورت انرژی حرارتی، فرآیندی اتلاف‌گر محسوب می‌شود. ایده مطرح‌شده در این خصوص، بازیافت انرژی است، به‌عبارت‌دیگر تولید همزمان یک روش صرفه‌جویی انرژی است که در آن برق و حرارت به‌صورت همزمان تولید می‌شوند (پاکدین و همکاران، ۱۳۸۸: ۱).

سامانه تولید همزمان برق، حرارت و برودت[1] با به‌کارگیری یک منبع اولیه به تولید ترکیبی برق با توان محوری و حرارت مفید می‌پردازد؛ به‌عبارت‌دیگر تولید همزمان ترمودینامیکی دو یا چند شکل انرژی از یک منبع ساده اولیه است که به‌اختصار (CCHP) نامیده می‌شود.

نیروگاه‌های کوچک مقیاس (معروف به مولدهای پراکنده[2] (DG))، دارای قابلیت اتصال به شبکه توزیع محلی بوده و متشکل از موتورهای گازسوز کوپل[3] شده با ژنراتور می‌باشند (دو نیروی هم‌اندازه و در جهت مخالف را کوپل یا زوج نیرو می‌گویند که اثر آن ایجاد چرخش بدون انتقال است). ازجمله انواع آنان می‌توان به بازیافت از توربین‌های زیرکش‌دار[4]، توربین‌های پس-فشاری[5]، توربین‌های

1. Combined Cooling , Heating and Power
2. Distributed Generation
3. Couple
4. Extraction Condensing
5. Back-Pressure

گازی[1]، توربین‌های میکرو، سیکل ترکیبی[2]، موتورهای رفت‌وبرگشت[3]، پیل‌های سوختی و توان هسته‌ای اشاره کرد. راندمان بالای موتورهای گازسوز با فن‌آوری جدید، عمر قابل‌توجه آن‌ها، عدم ایجاد آلودگی قابل‌توجه زیست‌محیطی، نیاز به فضای کوچک و بهره‌برداری در مدت‌زمان کوتاه، ازجمله دلایلی است که تولید پراکنده را با استفاده از گاز طبیعی مقرون‌به‌صرفه می‌نماید.

اساس کار یک مولد برق (ژنراتور) اعم از مولد جریان مستقیم یا متناوب، حرکت نسبی یک هادی در میدان مغناطیسی است. ایراد مولد در این است که برخلاف باطری توانایی ذخیره انرژی الکتریکی را ندارد، به‌عبارت‌دیگر برقی که مولد تولید می‌کند باید در حین تولید مصرف شود. همه مولدها نیاز به یک منبع قدرت دارند تا استوانه حامل هادی‌ها یا آهنربای مولد میدان مغناطیسی را بچرخاند (فخررحیمی و همکاران، ۱۳۹۲: ۱۴-۱۳).

در سیستم تولید همزمان یک محرک اولیه (موتور یا توربین) انرژی شیمیایی سوخت را آزاد نموده و به توان مکانیکی در محور خروجی تبدیل می‌کند. محور محرک با یک ژنراتور، کوپل شده و برق تولید می‌شود. در حالت بهینه راندمان موجود برای محرک اولیه دستگاه و مولد کمتر از ۵۰ درصد است و این به معنی اتلاف بیش از نیمی از انرژی سوخت به‌صورت حرارت می‌باشد. منابع اتلاف در این سیستم‌ها عبارت از گازهای خروجی از محرک اولیه، سیکل خنک‌کن و روغن روغن‌کاری می‌باشند. با قرار دادن مبدل‌های حرارتی گرمای اتلافی به‌صورت حرارت با دمای بالا بازیافت می‌شود (میری و همکاران، ۱۳۸۳: ۲).

برای مثال در یک موتور گازی ابتدا سوخت (گاز) در موتور احتراق داخلی با هوا ترکیب شده و سوزانده می‌شود. در این مرحله با استفاده از دینام[4]، بار الکتریکی[5] تولید می‌شود، همزمان با این رویداد گرمای زیادی در نتیجه احتراق تلف می‌شود. این گرمای تلف‌شده[6] به‌وسیله دستگاه‌های بازیافت[7] با اضافه شدن سوخت تکمیلی[8]، مورد استفاده قرارگرفته و از آن، بار گرمایی[9]، بار سرمایی[10] و آب گرم[11] به‌دست می‌آید، همچنین قسمتی از گرما نیز تخلیه[12] می‌شود.

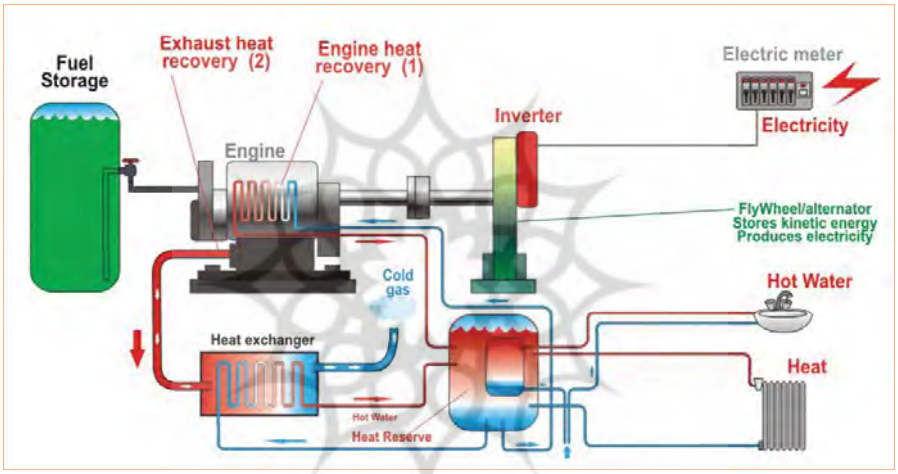
بازده نیروگاه تولید همزمان از رابطه زیر به‌دست می‌آید.

1. Gas Turbine Heat Recovery
2. Combined Cycle
3. Reciprocating Engines
4. Alternator
5. Electrical Load
6. Wasted Heat
7. Recovery Device
8. Complementary gas
9. Heat Load
10. Refrigrating Load
11. Hot Water
12. Exhaust

$$\eta_{co} = \frac{E + \Delta H_S}{Q_A} \qquad (۱)$$

Q_A که در آن E انرژی الکتریکی تولیدشده، H انرژی گرمایی که برابر است بـا اخـتلاف آنتـالپی[1] (مقدار گرمای سیستم در فشار ثابت) بخار ورودی و آنتالپی مواد چگالشی در برگشت به نیروگاه و گرما (سوخت) دادهشده به نیروگاه است (سایت ویکیپیگ).

بررسی بازدهی یک سیستم تولید همزمان نشان میدهد از ۱۰۰ درصد انرژی سوخت[2] واردشده بـه سیستم، ۳۰ درصد به تولید الکتریسیته و ۵۵ درصد به تولید گرما منجـر مـیشـود کـه بـا اسـتفاده از سردکن[3] جذبی از گرمای به وجود آمده سرمایش مورد نیاز نیز تأمین مـیگـردد. ۱۵ درصـد باقیمانـده انرژی نیز اتلاف میگردد.



شکل ۱: نمای فنی عملکرد سیستم تولید همزمان برق و حرارت

منبع: سایت شرکت دیمالوکس

در شکل ۱، نمای فنی عملکرد یک سیستم تولید همزمان برق و حرارت مشاهده میشود. بـا ورود سوخت به موتور، درنتیجه احتراق بهوسیله مبدل[4] برق تولید میگردد. در فرآیند عملکرد موتور، گرمای اتلافی از دو ناحیه بازیافت و با استفاده از مبدل حرارتی[5] برای مصارف گرمایی آماده میگردد.

با قرار دادن یک چیلر جذبی در مسیر بار حرارتی امکان تأمین سرمایش موردنیاز نیز فراهم شـده و سیستم تولید همزمان سهگانه آماده استفاده میگردد. همچنین در رویکردی مشابه، میتوان سرمایش

1. Enthalpy
2. Fuel
3. Chiller
4. Inverter
5. Heat Exchanger

موردنیاز را از دو حوزه یکی در ناحیه ژنراتور تولید برق با چیلر تراکمی و یکی در ناحیه مبدل حرارتی با استفاده از چیلرهای جذبی تأمین نمود.

تولیدات جداگانه برق و حرارت[1] به یک نیروگاه برق و یک دیگ بخار[2] نیازمندند. در صورت استفاده ۱۰۰ واحد سوخت از نیروگاه برق ۳۶ واحد و از دیگ بخار ۸۰ واحد محصول به دست می‌آید، میانگین کارایی این دو سیستم ۵۸ درصد (۳۶ درصد برق و ۸۰ درصد گرما) خواهد بود. در صورت استفاده از سیستم تولید همزمان، از ۱۰۰ واحد سوخت مصرفی ۳۰ واحد برق و ۵۵ واحد گرما به‌دست خواهد آمد، کارایی مجموع سیستم ۸۵ درصد (۳۰ درصد برق و ۵۵ درصد گرما) می‌باشد (سبزپوشانی، ۱۳۹۰: ۲).

۲-۲. پیشینه پژوهش

توکلی‌دستجرد و همکاران (۱۳۹۴)، با محاسبه سود سالیانه و دوره بازگشت سرمایه به بررسی اجرای سامانه تولید همزمان در هتلی در شهر کرمان پرداخته و نتیجه گرفته‌اند با افزایش تعداد محرک اولیه، سود سالیانه کاهش می‌یابد و این روند با پارامتر دوره بازگشت سرمایه نسبت عکس دارد.

معرفت و همکاران (۱۳۹۳)، اجرای سامانه CCHP در یک ساختمان اداری در تهران را با دو استراتژی تأمین بار الکتریکی و بار حرارتی و در دو حالت عدم‌فروش و فروش برق به شبکه مورد بررسی قرار داده‌اند. در این مطالعه با استفاده از تکنیک AHP بهترین استراتژی، تأمین بار حرارتی با فروش برق به شبکه به‌دست آمده و درصورتی‌که شرایط فروش برق فراهم نباشد، استراتژی تأمین بار الکتریکی در اولویت قرار می‌گیرد.

حسین‌زاده و همکاران (۱۳۹۱)، در مقاله خود با اشاره به مزیت‌های نیروگاه مقیاس کوچک مانند کاهش تلفات و آلودگی زیست‌محیطی به ارزیابی اقتصادی اجرای این سیستم در کارخانه ریسندگی در استان گلستان با تحلیل حساسیت درآمد و هزینه‌های عملیاتی پرداخته و توجیه‌پذیری اقتصادی نیروگاه را نتیجه گرفتند.

پاکدین و همکاران (۱۳۸۸)، در مقاله خود با توجه به سازوکار توسعه پاک، کارایی پایین تولید و توزیع برق در ایران، پتانسیل بالای افزایش کارایی و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، به بررسی اقتصادی تولید همزمان برق و حرارت در نیروگاه مشهد با تأکید بر گرمایش منطقه‌ای پرداخته‌اند. نتایج پژوهش ضمن تأیید توجیه‌پذیری اقتصادی، نشان می‌دهد درآمد ناشی از فروش گواهی‌های کاهش انتشار[3] CER ارزش حال را به‌شدت افزایش می‌دهد.

ماراور و همکاران (۲۰۱۴)، به بهینه‌سازی ترمودینامیکی چرخه‌های رانکین آلی همراه با جذب سرما از نیروگاه تولید همزمان با سوخت زیست‌توده پرداخته‌اند. براساس شرایط عملیاتی این نوع

1. Separated Production of Electricity and Heat
2. Boiler
3. Certificated Emission Reduction

سیستم‌ها با در نظر گرفتن محدودیت‌ها و بررسی کارخانه‌های موجود از نظر انرژی و عملکرد زیست-محیطی نتیجه‌گیری شد که در صورت به‌کارگیری توربین توسعه‌دهنده، اجرای سامانه CCHP توجیه‌پذیر است.

گائو و همکاران (۲۰۱۴)، ضمن نقد شفافیت محاسباتی و مدیریت علمی استفاده از CCHP با در نظر گرفتن انرژی مفید فرآیند تبدیل انرژی را تحلیل کرده و تغییرات مقداری انرژی و کیفیت عملیاتی سیستم CCHP را تبیین نموده‌اند. در این روش برای به‌دست آوردن یک عملکرد کارا و استفاده مناسب از انرژی، پارامترهای عملیاتی سیستم CCHP در سطوح مختلف انرژی مورد بررسی قرار گرفته و در نهایت اصول راهنمای مدیریت بهینه انرژی تبیین شده است.

ژنگ و همکاران (۲۰۱۴)، در مطالعه خود با رویکرد حداقل فاصله، یک استراتژی عملیاتی خاص پیشنهاد دادند، همچنین با معیار ارزیابی یکپارچه پیشنهادی به بررسی عملکرد تطبیقی سیستم CCHP در یک بیمارستان در شانگهای با یک ساختمان تحت سه استراتژی پیروی از بار الکتریکی، بار حرارتی و بار هیبرید الکتریکی-حرارتی پرداختند. نتیجه مطالعه سه استراتژی مذکور را انعطاف‌پذیر و سازگار شناخته و استفاده ترکیبی از آنان را استراتژی مطابق با عملکرد بهتر CCHP می‌داند.

یکی از تفاوت‌های ارزیابی مالی و اقتصادی، در نظر گرفتن آثار خارجی مثبت و منفی در محاسبات است. آثار زیست‌محیطی که با توجه به تغییرات اقلیم و گرمایش کره زمین مورد توجه روزافزون قرار گرفته‌اند از مهم‌ترین آثار خارجی تولید برق است که طی فرآیندی تاریخی و زمان‌بر، براساس ساز و کار توسعه پاک (CDM)[1] مبتنی بر پروتکل کیوتو روش‌هایی برای کمی‌سازی و بازارپذیری آن در نظر گرفته شده است.

اکوسیستم کره زمین به‌گونه‌ای است که از گازهای گلخانه‌ای به میزان موردنیاز وجود دارد. این گازها با ایجاد یک لایه محافظتی گرمای زمین را در حد متناسب حفظ می‌کنند (نوری‌نجفی، ۱۳۸۷: ۱۹). افزایش شواهد علمی مبنی بر دخالت انسان در سیستم آب‌وهوای جهانی، بررسی تغییرات آب‌وهوا را در اواسط سال ۱۹۸۸ در دستورات کاری سیاسی قرار داد. برنامه محیط‌زیست ملل متحد[2] (UNEP) و سازمان هواشناسی جهانی[3] (WMO)، هیئت میان دولتی تغییرات آب‌وهوا متشکل از صدها متخصص حوزه گرمایش جهانی را تشکیل داد که وظیفه ارزیابی علمی تغییرات آب‌وهوا، آثار زیست‌محیطی و اجتماعی-اقتصادی آن و فرموله کردن نظریات واقع‌گرایانه سیاسی را بر عهده گرفت. این هیأت در سال ۱۹۹۰، در خصوص رشد گازهای گلخانه‌ای، نسبت به گرمایش زمین در قرن آینده هشدار داد و برای حل آن یک توافق‌نامه بین‌المللی درخواست نمود (عتابی، ۱۳۸۸: ۳-۲).

1. Clean Development Mechanism
2. United Nation Environment Program
3. World Meteorological Organization

در دسامبر ۱۹۹۷ پروتکلی برای تقویت مکانیسم‌های اجرایی کنوانسیون تغییر آب‌وهـوای سـازمان ملل متحد به تصویب رسید که به پروتکل کیوتو معروف شد. این پروتکل تعهدات و ملزومات قـانونی را برای کشورهای صنعتی در اروپای میانه و غربی به وجود آورد تا آلاینده‌های گلخانه‌ای خود (شـامل CO_2، CH_4، NO_2، HFC_s، PFC_s و CF_6) را در دوره ۲۰۱۲–۲۰۰۸ به‌طور متوسط بـه ۵,۲ درصـد زیر سطوح سال ۱۹۹۰ برسانند (عتابی، ۱۳۸۸: ۴). پس از ۴ سال در سال ۲۰۰۱ در پیمان مراکش، بـر دستورالعمل قانونی اجرایی آن بـه توافـق رسـیدند و براسـاس ایـن پروتکـل هـر یـک از کشـورهای توسعه‌یافته مکلف به کاهش میزان انتشار به حد معینی شدند (محمـدی، ۱۳۹۰: ۳). در پروتکـل، سـه راهکار اساسی برای همکاری پیشنهاد شده است (عتابی، ۱۳۸۸: ۶):

۱. تجارت بین‌المللی انتشار[1] (IET): این روش برای کشورهای توسعه‌یافته شرایطی فراهم می‌سازد تا بتوانند میزان کاهش انتشاری را که مازاد بر سهمیه موردنظر آن‌هاست در بازار آزاد به فروش برسانند. این امر انگیزه مضاعفی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای ایجاد می‌کنـد و ایـن امکـان را بـرای کشورهای صنعتی فراهم می‌کند تا در صورت عدم دستیابی به سهمیه کاهش انتشار، با پرداخت هزینه به کشورهایی که مازاد کاهش انتشار دارند، بدعهدی خود را جبران نمایند.

۲. اجرای مشترک[2] (JI): این روش به کشورها اجازه می‌دهد تا بـرای کـاهش آلاینـده‌هـایی کـه بـا سرمایه‌گذاری در سایر کشورهای صنعتی به وقوع می‌پیوندد اعتبار دریافت نمایند کـه موجـب انتقـال واحدهای کاهش نشر مساوی بین کشورها می‌شود.

۳. سازوکار توسعه پاک: این روش برای طرح‌های کاهش آلاینـده کـه بـه توسـعه پایـدار کشـورهای درحال‌توسعه کمک می‌کنند، گواهی کاهش انتشار صادر می‌کند تا سرمایه‌گذار از این گواهی اسـتفاده نماید. به‌عبارت‌دیگر کشورهای توسعه‌یافته متعهد می‌تواننـد فعـالیتی را در کشـوری کـه تعهـدی بـه کاهش انتشار ندارد انجام داده، گواهی کاهش انتشار[3] دریافت کـرده و آن را بـه‌جـای تعهـد خـود بـه دبیرخانه کنوانسیون تغییر آب‌وهوا ارائه کنند.

۳. روش‌شناسی تحقیق

در میان شاخص‌های ارزیابی اقتصادی، ارزش حال خالص[4] (NPV) از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در این روش تمام جریانات نقدی پیش‌بینی‌شده در طول عمر مفید پروژه بـا اسـتفاده از حـداقل نـرخ جذاب (مورد انتظار) سرمایه‌گذار به زمان حال تبدیل شده و از مجموع آن‌ها مـازاد یـا کسـری نقـدی

1. International Emission Trading
2. Joint Implementation
3. Certification Emission Reduction
4. Net Present Value

پروژه به‌دست می‌آید. مثبت بودن عدد به‌دست‌آمده نشان‌دهنده تأمین هزینه‌ها توسط درآمدها و وجود مازاد نقدی در طول عمر مفید پروژه است.

$$NPV = PV_B - PV_C = \sum_{t=0}^{n} \frac{(B_t - C_t)}{(1+i)^t} \quad (۲)$$

در رابطه ۲، B درآمد، C هزینه، i حداقل نرخ جذاب سرمایه‌گذار (نرخی که نشان‌دهنده حداکثر ریسک‌پذیری سرمایه‌گذار است و در صورتی‌که نرخ بازدهی از آن کمتر باشد، سرمایه‌گذار دیگر حاضر به سرمایه‌گذاری در این طرح نخواهد شد)، t زمان و n عمر مفید پروژه می‌باشد.

دیگر شاخص مطرح نرخ بازده (بازگشت) داخلی[1] (IRR) است، نرخی که مقدار ارزش حال خالص یک پروژه به ازای آن صفر می‌باشد (اسکونژاد، ۱۳۹۴: ۱۷۳). برای محاسبه این نرخ باید رابطه ۲ برابر صفر در نظر گرفته شود. از آن‌جا که استفاده از این روش به فرمول‌های محاسباتی پیچیده با توان و ریشه بالا منجر می‌شود، البته در محاسبات از این شیوه خودداری کرده و از آزمون و خطا استفاده می‌گردد. بدین‌صورت که مقداری فرضی برای نرخ در نظر گرفته شده و نتیجه طبق فرمول‌های جداول محاسبه می‌گردند، با توجه به نزدیکی پاسخ به صفر، نرخ حدسی افزایش (یا کاهش) داده می‌شود، در صورتی‌که نتیجه نهایی به‌دست‌آمده به پاسخ مطلوب نزدیک‌تر شد مجدداً نرخ افزایش (یا کاهش) داده می‌شود؛ اما در صورتی‌که از پاسخ مطلوب دورتر شود، نرخ کاهش (یا افزایش) داده می‌شود. این آزمون و خطا تا آنجا ادامه می‌یابد که نتیجه حدودی مطلوب به‌دست آید.

شاخص دیگر دوره بازگشت سرمایه[2] (PP) می‌باشد. تعداد دوره (سال)های مورد نیاز برای بازیابی سرمایه‌گذاری اولیه یک پروژه را دوره بازگشت سرمایه می‌نامند. این نرخ نشان‌دهنده بیشینه زمان لازم برای بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه سرمایه‌گذار می‌باشد (اسکونژاد، ۱۳۹۴: ۱۵۲). در اینجا مبحثی با عنوان حداکثر دوره بازگشت سرمایه جذاب[3] (MAPP) سرمایه‌گذار مطرح می‌شود. این مقدار مشابه حداقل نرخ جذاب سرمایه‌گذار برای مقایسه به‌کار می‌رود و نشان‌دهنده بیشترین زمانی که سرمایه‌گذار حاضر به صبر برای بازگشت سرمایه خود است، می‌باشد. این مقدار توسط سرمایه‌گذار براساس مواردی چون جذابیت صنعت برای او، شرایط اقتصادی جامعه و شخص او و ... تعیین می‌گردد.

1. Internal Rate of Return
2. Payback Period
3. Maximum Attractive Payback Period

جدول ۱: تصمیم‌گیری براساس شاخص‌های ارزیابی

ردیف	وضعیت ارزش حال خالص	وضعیت نرخ بازده داخلی	وضعیت دوره بازگشت	تصمیم
۱	NPV > 0	ROR > MARR	n< MAPP	طرح پذیرفته می‌شود
۲	NPV < 0	ROR < MARR	n > MAPP	طرح رد می‌شود
۳	NPV = 0	ROR = MARR	n = MAPP	بی‌تفاوت

منبع: بلنک؛ زیتون‌نژاد ۱۳۹۳

در حالت سوم مازاد درآمد یا هزینه وجود ندارد، ازاین‌رو به‌طورکلی طرح پذیرفته می‌شود؛ اما معمولاً در این موارد به برخی شاخص‌های مطرح‌شده توسط سرمایه‌گذار مراجعه شده و با بررسی آنان پذیرش یا رد پروژه تعیین می‌گردد، برای مثال ممکن است ریسک اجرای این پروژه بالا بوده و سرمایه‌گذار ریسک‌گریز حاضر به پذیرش اجرای آن بدون سود اضافی نباشد.

بیشتر مباحث مطرح‌شده تاکنون براساس اهداف مالی و منافع شخصی استوار بود. گرچه منافع فردی در راستای منافع اجتماعی است اما گاه طرح‌های عمومی فراتر بوده و ارزیابی مالی توانایی تحت پوشش قرار دادن تمام ابعاد آنان را ندارد، در این مواقع نیازمند روش‌های جامعی هستیم که اهداف اجتماعی را نیز در بر بگیرند. همچنین بازه زمانی طرح‌های فردی بسیار پایین‌تر از عمومی است، به‌طوری‌که در بسیاری از طرح‌های عمومی منافع بین نسلی مطرح می‌گردد. باید توجه شود که در بازار رقابت کامل تحلیل مالی به تحلیل هزینه فایده نزدیک و یکسان می‌شود؛ اما این امر در دنیای واقعی چندان امکان‌پذیر نیست. هزینه–فایده عامل تصمیم‌گیری نیست بلکه ابزاری است که اطلاعات مفیدی در اختیار تصمیم‌گیر قرار می‌دهد. این ابزار با شبیه‌سازی بازارهایی که وجود ندارند سعی می‌کند میل به قبول و پرداخت را استخراج و وارد فرآیند ارزیابی کند (مشیریان، ۱۳۸۸: ۴۹). در واقع تحلیل هزینه–فایده بررسی نظام‌مند نقاط قوت و ضعف یک طرح و گزینه‌های جانشین آن است که دو هدف امکان‌پذیری اجرای طرح و مقایسه آن با گزینه‌های جانشین را دنبال می‌کند.

ازجمله معیارهای کیفی ارزیابی طرح می‌توان به آزمون مطلوبیت مطلق[1] و نسبی[2] اشاره داشت. هدف آزمون مطلوبیت مطلق بررسی این است که آیا طرح مورد بررسی علاوه‌بر جبران حقوق و مزایای پرداختی، با ایجاد یک مازاد اجتماعی (مانند سود سهام)، منبعی برای توسعه اقتصادی بیشتر فراهم می‌آورد؟ آزمون مطلوبیت نسبی به مقایسه و تعیین اولویت میان چند طرح می‌پردازد، از این‌رو در صورتی به‌کار گرفته می‌شود که چند طرح سرمایه‌گذاری پیشنهادی در آزمون مطلوبیت مطلق پذیرفته شده باشند.

برای این آزمون ۵ حالت قابل تصور است:

الف– منابع تولید نامحدود: کلیه طرح‌های پذیرفته‌شده با آزمون مطلوبیت مطلق، اجرا می‌گردند.

1. Absolute Efficiency test
2. Relative Efficiency test

ب- محدودیت یکسان منابع تولیدی: طرحی اجرا می‌گردد که ارزش‌افزوده بیشتر و تفاضل ارزش‌افزوده با حقوق پرداختی بیشتری داشته باشد.
ج- کمیابی سرمایه: طرحی منتخب است که به ازای یک واحد سرمایه‌گذاری، بیشینه ارزش‌افزوده را ایجاد کند.
د- کمیابی ارز: هدف ایجاد بیشینه ارزش‌افزوده از یک واحد هزینه ارزی می‌باشد.
ه- کمیابی نیروی متخصص: هدف ایجاد بیشینه ارزش‌افزوده به ازای یک واحد هزینه نیروی کار متخصص است.

همچنین سایر موارد در صورتی‌که موردنیاز سرمایه‌گذار یا اعتباردهنده باشند، به همین ترتیب قابل محاسبه می‌باشند.

دیگر معیار مطرح بهینه پرتو است که در واقع ریشه تحلیل هزینه فایده را شکل می‌دهد. براساس این معیار هر تغییری (مانند احداث نیروگاه) که بدون بدتر کردن وضع هیچ‌یک از اعضای جامعه، وضعیت حتی یک عضو جامعه را بهبود بخشد، یک بهبود پرتو محسوب می‌شود (شاکری، ۱۳۹۶: ۵۷۵). بهینه پرتو نیز شرایطی است که در آن‌همه اعضای جامعه در شرایط ایده‌آل قرار داشته و هیچ تغییری نمی‌تواند وضع هیچ‌یک از اعضای جامعه را بهبود بخشد. کمی‌سازی این معیار به‌صورت واقعی و در عمل بسیار دشوار و تقریباً ناممکن است، با این وجود در تحلیل‌های سرمایه‌گذاری خصوصاً طرح‌های عمومی، استدلال‌هایی مبتنی بر این معیار مطرح می‌گردد.

مطابق الگوی هیکس-کالدور (به‌عنوان دیگر معیار کیفی)، یک طرح سرمایه‌گذاری زمانی قابلیت اجرایی دارد که نفع برندگان آن توانایی جبران زیان ضرر دیدگان را داشته باشند. ویژگی اصلی این معیار در نظر گرفتن توزیع درآمد در جامعه است، برای مثال هنگام بررسی هزینه‌ها و منافع یک طرح، وزن متفاوتی برای منافع و ضررهایی که شامل گروه‌های متفاوت درآمدی (مثل دهک‌های مختلف) می‌شود، در نظر می‌گیرد. این بررسی‌ها به‌سختی قابل عملی‌سازی (خصوصاً با رعایت عدالت توزیعی) بوده و تعیین این وزن‌ها بیشتر جنبه ارزشی و اخلاقی دارد (هندرسون؛ قره‌باغیان، ۱۳۹۲: ۲۹۲-۲۹۰).

یکی دیگر از جنبه‌های ارزیابی اقتصادی یک طرح سرمایه‌گذاری بررسی آثار زیست‌محیطی آن است که تحت عنوان مکانیسم توسعه پاک مطرح می‌گردد.

٤. تحلیل داده‌ها و نتایج

محل اجرای یک طرح سرمایه‌گذاری همواره از اولین موارد مورد ارزیابی است که از مهم‌ترین مؤلفه‌های آن، اطمینان از وجود تقاضا برای محصول می‌باشد. در این خصوص با توجه به وجود شبکه سراسری توزیع برق و کوچک‌مقیاس بودن نیروگاه مورد بررسی، همه تولید نیروگاه توسط این شبکه، جذب خواهد شد؛ از این‌رو امکان اجرا در شهرک‌های صنعتی اطراف شهرهای بزرگ وجود دارد. با این

وجود در بررسی انجام‌شده اولویت مکانی احداث این نیروگاه به استان‌های تهران، اصفهان و مازندران تعلق گرفته است (کسرائی‌نژاد و همکاران، ۱۳۹۵: ۹۵).

جدول ۲: مشخصات کلی نیروگاه‌ها

ردیف	عنوان	ویژگی			
۱	نام پروژه	نیروگاه تولید همزمان برق، حرارت و برودت			
۲	ظرفیت اسمی (مگاوات)	۱	۵	۸	۲۵
۳	نرخ پایه خرید برق توسط دولت (ریال به ازای هر کیلووات ساعت)	۹۰۰	۹۰۰	۹۰۰	۹۰۰
۴	اشتغال‌زایی (نفر)	۱۵	۱۷	۱۷	۲۰
۵	زمین (مترمربع)	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۳۵۰۰	۴۰۰۰

منبع: گزارش‌های وزارت نیرو

تجهیزات اصلی به کار گرفته شده در این نیروگاه عبارت از سیستم تولید همزمان، موتور ژنراتور گازسوز با توان ۱۰۲۵ کیلووات به همراه جایگزین لویر سومر با تجهیزات کامل و چیلرهای جذبی و تراکمی می‌باشند.

هزینه‌های اجرای نیروگاه به دودسته ثابت و متغیر تقسیم می‌گردند. هزینه‌های ثابت به مقدار تولید وابسته نبوده و با تغییر در تولید، تغییر نمی‌کنند. مانند ساختمان، زمین و ماشین‌آلات و ... . البته با به صفر رسیدن تولید و تعطیلی کارخانه بخشی از آنان نیز مانند لوازم کارگاهی و ... حذف خواهند شد. بخش عمده هزینه‌های ثابت (بیش از ۳۵ درصد) به ماشین‌آلات اختصاص دارد. هزینه‌های متغیر اقلامی هستند که با تغییر در میزان تولید، تغییر می‌کنند. برجسته‌ترین مثال برای این بخش مواد اولیه می‌باشد. بخش‌های متفاوت در این قسمت درصد متفاوتی از وابستگی به تولید و به‌عبارت‌دیگر درصد متفاوتی از متغیر بودن را به خود اختصاص می‌دهند.

جدول ۳: هزینه‌های نیروگاه‌ها

ردیف	شرح هزینه	مبلغ (میلیون ریال)			
		نیروگاه ۱ مگاواتی	نیروگاه ۵ مگاواتی	نیروگاه ۸ مگاواتی	نیروگاه ۲۵ مگاواتی
۱	جمع هزینه‌های ثابت	۲۱۷۷۷,۹	۷۷۹۸۷,۷۵	۹۷۲۲۹	۱۹۴۹۵۵,۵
۲	جمع هزینه‌های متغیر	۹۳۲۱,۶	۴۹۳۶۴	۷۳۰۱۱,۸	۲۶۷۱۹,۱

منبع: کسرائی‌نژاد، ۱۳۹۴

درآمدها با توجه به ظرفیت اسمی نیروگاه، تقاضای موجود و تعرفه‌های مربوط به قیمت خرید، پیش‌بینی‌شده و به سه بخش تقسیم می‌شوند، درآمد حاصل از فروش برق که براساس نرخ تضمینی خرید وزارت نیرو (۹۰۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت) تعیین می‌شود، درآمد حاصل از فروش حرارت که براساس متوسط قیمت بازار برای نیروگاه ۱ مگاواتی ۶۰۰، برای ۵ مگاواتی ۲۰۰۰، برای ۸

مگاواتی ۳۰۰۰ و برای ۲۵ مگاواتی ۹۰۰۰ میلیون ریال برآورد شده است (کسرائی‌نژاد، ۱۳۹۴: ۱۲۷). درآمد حاصل از فروش گواهی کاهش انتشار آلایندگی نیز براساس قیمت جهانی آن، که در بازار کربن مشخص می‌شود، تعیین می‌گردد. جهت اضافه کردن درآمدهای زیست‌محیطی قیمت هر گواهی CER، که به ازای هر تن CO_2 صادر می‌شود ۱۶ دلار با لحاظ نرخ ارز ۳۰۰۰۰ ریال برای هر دلار، در نظر گرفته شده است (سایت سازمان تغییرات آب و هوا؛ سایت بانک جهانی).

نکته‌ای که باید به آن توجه شود، این است که در تعیین درآمدها، یک فرض اساسی مبنی بر عدم محدودیت تقاضا براساس تضمین خرید برق توسط وزارت نیرو با توجه به ظرفیت کم نیروگاه‌ها، در نظر گرفته شده است. به‌عبارت‌دیگر فروش برق در این پژوهش به سیستم برق‌رسانی مرکزی انجام می‌شود. در صورت فروش برق آزاد به واحدهای متقاضی اطراف، میزان درآمدها تا ۵ درصد قابل‌افزایش است.

٤-١. سناریوی اول: فروش برق

جدول ٤: نتایج اقتصادی گزینه‌های جانشین با لحاظ درآمد حاصل از فروش برق

ردیف	شاخص	مقدار			
		نیروگاه ۱ مگاواتی	نیروگاه ۵ مگاواتی	نیروگاه ۸ مگاواتی	نیروگاه ۲۵ مگاواتی
۱	ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری (میلیون ریال)	-۶۶۲	۳۶۲۸۶,۷۱	۴۰۶۰۸,۱۶	۱۹۷۱۰۶,۸
۲	IRR (درصد)	۸,۵۱	۲۴,۰۵	۲۴,۵۶	۳۶,۱۵
۳	دوره بازگشت سرمایه (ماه)	۵۶,۳	۳۷,۴	۳۶,۹	۲۸,۷

منبع: یافته‌های پژوهش

در بررسی ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری براساس نتایج به‌دست‌آمده، در صورتی‌که تنها منبع درآمدی طرح، فروش برق تولیدی باشد، احداث نیروگاه ۱ مگاواتی دارای توجیه اقتصادی نیست. با افزایش ظرفیت، ارزش حال نیز افزایش می‌یابد به‌طوری‌که اولویت اجرای نیروگاه تولید همزمان به شرح جدول ۵، ستون ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری می‌باشد. با این وجود در تصمیم‌گیری براساس ارزش حال سرمایه‌گذاری باید به میزان سرمایه اولیه و هزینه‌های دوران بهره‌برداری توجه نمود. فرض این پژوهش عدم‌محدودیت منابع در حد اجرای نیروگاه‌های مذکور است (این منابع بخشی توسط سرمایه‌گذاری و بخشی توسط حمایت‌های مالی بانکی و وزارت نیرو تأمین می‌گردند.) در صورتی‌که سرمایه‌گذار توانایی تأمین این هزینه‌ها را نداشته باشد، نتایج اولویت‌بندی تغییر خواهند یافت.

از سوی دیگر نرخ بازده داخلی پایین نیروگاه ۱ مگاواتی (۸,۵۱ درصد)، انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذار ایجاد نمی‌کند، به این دلیل از منظر این شاخص نیز اجرای این نیروگاه دارای توجیه اقتصادی نمی‌باشد. این نرخ برای نیروگاه ۸ مگاواتی ۲۴,۵۶ درصد یعنی تنها ۰,۵۱ درصد بیشتر از نیروگاه هدف

(۲۴,۰۵ درصد) به‌دست آمد، با افزایش ظرفیت نیروگاه این نرخ روند صعودی خود را حفظ کرده و به ۳۶,۱۵ درصد افزایش می‌یابد. نیروگاه‌های ۵ و ۸ مگاواتی با توجه به نرخ بازدهی طرح‌های سرمایه‌گذاری مشابه و نرخ سود سپرده‌های بانکی در مرز قبولی و ردی از منظر این شاخص قرار می‌گیرند. با این وجود کلیت اجرای طرح پذیرفته می‌شود. به این‌ترتیب رتبه‌بندی نیروگاه‌ها از منظر اولویت اجرایی براساس این شاخص به شرح جدول ۵ می‌باشد.

دوره بازگشت سرمایه طولانی (۴ سال و ۸ ماه و ۹ روز) مطلوب نیست، از این‌رو از منظر این شاخص نیز اجرای نیروگاه ۱ مگاواتی توجیه‌پذیر نمی‌باشد. براساس نتایج جدول ۴، دوره بازگشت سرمایه برای نیروگاه هدف ۳ سال و ۱ ماه و ۱۲ روز، برای نیروگاه ۸ مگاواتی ۳ سال و ۲۷ روز و برای نیروگاه ۲۵ مگاواتی ۲ سال و ۴ ماه و ۲۱ روز می‌باشد. مشاهده می‌شود نیروگاه ۸ مگاواتی در این شاخص نیز فاصله بسیار کمی تا نیروگاه هدف دارد.

اولویت اجرایی نیروگاه‌ها در شرایطی که درآمد نیروگاه مبتنی بر فروش تولید برق باشد به شرح جدول زیر است.

جدول ۵: اولویت اجرایی نیروگاه‌های موردمطالعه، با لحاظ درآمدهای حاصل از فروش برق

ردیف	نوبت	نیروگاه		
		ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری	نرخ بازگشت سرمایه	دوره بازگشت سرمایه
۱	اولویت اول	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی
۲	اولویت دوم	۸ مگاواتی	۸ مگاواتی	۸ مگاواتی
۳	اولویت سوم	۵ مگاواتی	۵ مگاواتی	۵ مگاواتی
۴	اولویت چهارم	۱ مگاواتی مردود شده است.		

منبع: یافته‌های پژوهش

٤-۲. سناریوی دوم: فروش برق و حرارت

جدول ٦: نتایج اقتصادی گزینه‌های جانشین با لحاظ درآمد حاصل از فروش برق و حرارت

ردیف	شاخص	مقدار			
		نیروگاه ۱ مگاواتی	نیروگاه ۵ مگاواتی	نیروگاه ۸ مگاواتی	نیروگاه ۲۵ مگاواتی
۱	ارزش حال (میلیون ریال)	۱۰۸۸۳	۴۴۰۰۵,۱۸	۵۱۰۷۸	۳۰۲۸۰۶,۸
۲	IRR (درصد)	۲۷,۵۲	۳۰,۴۷	۳۱,۲۶	۴۴,۹
۳	دوره بازگشت سرمایه (ماه)	۳۴,۵	۳۲,۵	۳۱,۷	۲۴,۲

منبع: یافته‌های پژوهش

با اعمال درآمدهای حاصل از فروش حرارت، نخستین تغییر در توجیه‌پذیر شدن اجرای نیروگاه ۱ مگاواتی از منظر شاخص ارزش حال نمایان می‌شود. نتایج به‌دست‌آمده در جدول فوق، نشان‌دهنده روند صعودی ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری با افزایش ظرفیت تولیدی نیروگاه می‌باشد.

نرخ بازده داخلی نیروگاه ۱ مگاواتی در صورت اضافه شدن درآمدهای ناشی از فروش حرارت، با رشدی چشم‌گیر به ۲۷,۵۲ درصد افزایش می‌یابد. این نرخ برای نیروگاه هدف ۳۰,۱۶، برای نیروگاه ۸ مگاواتی ۳۱,۲۶ و برای نیروگاه ۲۵ مگاواتی ۴۴,۹ درصد به‌دست‌آمده که مؤید توجیه‌پذیری آنان است. اولویت اجرایی بر اساس این شاخص در جدول ۷، در ستون نرخ بازگشت سرمایه ذکر می‌گردد.

دوره بازگشت سرمایه برای چهار نیروگاه موردمطالعه با لحاظ درآمد ناشی از فروش حرارت، کاهش می‌یابد. بیشترین کاهش برای نیروگاه ۱ مگاواتی است که با ۱ سال و ۹ ماه و ۲۴ روز، اجرای آن را نسبتاً توجیه‌پذیر می‌نماید و کم‌ترین کاهش برای نیروگاه هدف با ۴ ماه و ۲۷ روز می‌باشد. تعیین دقیق رد یا پذیرش اجرای نیروگاه براساس این شاخص، بستگی به حداکثر دوره بازگشت موردنظر سرمایه‌گذار دارد که براساس وضعیت بازار و بررسی سرمایه‌گذاری‌های مشابه تعیین می‌گردد. اولویت اجرایی نیروگاه‌ها براساس این شاخص به شرح جدول ۷، ستون دوره بازگشت سرمایه خواهد بود.

جدول ۷: اولویت اجرایی نیروگاه‌های موردمطالعه، با لحاظ درآمدهای حاصل از فروش برق و حرارت

ردیف	نوبت	نیروگاه		
		ارزش خالص حال سرمایه‌گذاری	نرخ بازگشت سرمایه	دوره بازگشت سرمایه
۱	اولویت اول	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی
۲	اولویت دوم	۸ مگاواتی	۸ مگاواتی	۸ مگاواتی
۳	اولویت سوم	۵ مگاواتی	۵ مگاواتی	۵ مگاواتی
۴	اولویت چهارم	۱ مگاواتی	۱ مگاواتی	۱ مگاواتی

منبع: یافته‌های پژوهش

در صورتی‌که نیروگاه علاوه بر فروش برق به شبکه سراسری، حرارت بازیافتی را نیز به واحدهای اطراف به فروش برساند، به‌طورکلی وضعیت شاخص‌های اقتصادی بهبود می‌یابد. با این وجود از نتایج پیداست که این بهبود در همه نیروگاه‌ها تأثیر نسبتاً برابری داشته و اختلاف تأثیرگذاری به میزانی نبوده که نتایج رتبه‌بندی اجرایی مطالعات موردی را تغییر دهد.

٤-۳. سناریوی سوم: فروش برق، حرارت و گواهی کاهش انتشار آلایندگی

جدول ۸: نتایج اقتصادی گزینه‌های جانشین با لحاظ درآمد حاصل از فروش برق، حرارت و CER

ردیف	شاخص	مقدار			
		نیروگاه ۱ مگاواتی	نیروگاه ۵ مگاواتی	نیروگاه ۸ مگاواتی	نیروگاه ۲۵ مگاواتی
۱	ارزش حال (میلیون ریال)	۴۳۲۰۵	۵۰۵۳۶,۷۳	۷۶۱۶۸,۳۵	۴۴۹۹۸۸,۳۵
۲	IRR (درصد)	۴۳,۲۸	۳۴,۸	۳۵,۴	۵۷,۴
۳	دوره بازگشت سرمایه(ماه)	۲۵	۲۹,۶	۲۹,۱	۱۹,۶

منبع: یافته‌های پژوهش

در نتیجه اعمال درآمدهای زیست‌محیطی ارزش حال نیروگاه‌های ۵، ۸ و ۲۵ مگاواتی در حدود ۵۰ و برای نیروگاه ۱ مگاواتی در حدود ۳۰۰ درصد افزایش می‌یابد. درآمدهای زیست‌محیطی به‌طورکلی ارزش حال همه نیروگاه‌ها را افزایش می‌دهند. اختلاف ارزش حال خالص به‌جز نیروگاه ۱ مگاواتی که کاهش‌یافته در مقایسه سایر موارد باهم افزایش می‌یابد. اولویت اجرایی نیروگاه‌ها در این حالت مطابق جدول ۹، ستون ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری می‌باشد.

نرخ بازگشت سرمایه، در نیروگاه ۱ مگاواتی روند صعودی خود را حفظ کرده و به ۴۳,۲۸ درصد می‌رسد. این نرخ برای نیروگاه‌های ۵، ۸ و ۲۵ مگاواتی به‌ترتیب ۳۴,۵، ۳۵,۴ و ۵۷,۴ درصد به‌دست‌آمده است. به‌این‌ترتیب از منظر این شاخص اجرای نیروگاه ۱ مگاواتی نسبت به ۵ و ۸ مگاواتی اولویت می‌یابد. رتبه‌بندی اولویت اجرای نیروگاه‌ها براساس این شاخص مطابق جدول ۹، ستون نرخ بازگشت سرمایه می‌باشد.

دوره بازگشت سرمایه نیز وضعیتی مشابه نرخ بازگشت سرمایه دارد. این شاخص برای نیروگاه‌های ۵ و ۸ مگاواتی تنها اختلاف ۱۵ روزی را پیش‌بینی می‌کند. همچنین برای نخستین بار در موارد موردبررسی قرارگرفته، دوره بازگشت سرمایه به کمتر از ۲ سال کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که در نیروگاه ۲۵ مگاواتی، بازگشت سرمایه ۱ سال و ۷ ماه و ۱۸ روز طول خواهد کشید. اولویت اجرایی نیروگاه‌ها براساس این شاخص در جدول ۹، ستون دوره بازگشت سرمایه ذکر می‌گردد.

جدول ۹: اولویت اجرایی نیروگاه‌های موردمطالعه، با لحاظ درآمدهای حاصل از فروش برق و حرارت و CER

ردیف	نوبت	نیروگاه		
		ارزش خالص حال سرمایه‌گذاری	نرخ بازگشت سرمایه	دوره بازگشت سرمایه
۱	اولویت اول	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی	۲۵ مگاواتی
۲	اولویت دوم	۸ مگاواتی	۱ مگاواتی	۱ مگاواتی
۳	اولویت سوم	۵ مگاواتی	۸ مگاواتی	۸ مگاواتی
۴	اولویت چهارم	۱ مگاواتی	۵ مگاواتی	۵ مگاواتی

منبع: یافته‌های پژوهش

با اضافه شدن درآمدهای زیست‌محیطی، مجدداً به‌طورکلی وضعیت توجیه‌پذیری اقتصادی نیروگاه‌ها بهبود می‌یابد، به‌طوری‌که نیروگاه ۲۵ مگاواتی در موقعیتی بسیار خوب از منظر شاخص‌ها برای اجرا قرار می‌گیرد. علاوه بر این با توجه به این‌که با افزایش توان نیروگاه‌ها میزان آلایندگی کمتر افزایش می‌یابد، تأثیر نسبی درآمدهای زیست‌محیطی بر نیروگاه با مقیاس کوچک‌تر بیشتر است، در این خصوص افزایش نرخ بازگشت و دوره بازگشت در نیروگاه ۱ مگاواتی، برجسته گشت، به‌طوری‌که اولویت‌های اجرایی از منظر دو شاخص نرخ بازگشت سرمایه و دوره بازگشت سرمایه تغییر می‌کنند.

در خصوص آزمون مطلوبیت مطلق، نیروگاه هدف با ایجاد جریان نقدینگی مثبت، نرخ بازدهی مناسب و ارزش حال خالص سرمایه قابل‌قبول، توجیه‌پذیر می‌باشد. در سناریوهای جانشین نیز شرایطی مشابه حاکم است. تنها حالت توجیه‌ناپذیر نیروگاه ۱ مگاواتی با تک منبع درآمدی (فروش برق) بود که درصورتی‌که مکان اجرای این طرح مناطق دورافتاده باشد، افزایش رفاه اجتماعی و خدمت‌رسانی به جامعه طرح را توجیه‌پذیر می‌سازد.

از منظر آزمون مطلوبیت نسبی نیروگاه هدف، توجیه‌پذیر نبوده و اولویت مطلق با نیروگاه ۲۵ مگاواتی می‌باشد. از این‌رو اجرای این نیروگاه در صورتی توصیه می‌گردد که زیرساخت‌های مکان اجرای طرح توان استفاده از برق بیش از ۵ مگاوات را نداشته باشد. در غیر این صورت اجرای نیروگاه‌های ۸ و ۲۵ مگاواتی و (۱ مگاواتی در صورت لحاظ درآمدهای زیست‌محیطی)، دارای مطلوبیت بیشتر می‌باشند.

توجیه‌پذیری اقتصادی نیروگاه به‌نوعی نشان‌دهنده یک وضعیت بهینه پرتو می‌باشد. در خصوص آسیب‌های احتمالی به محیط‌زیست، در صورتی‌که نیروگاه مورد بررسی در منطقه‌ای احداث شود که تأسیسات دیگری نیاز نباشد ساخت نیروگاه ممکن است از شرایط بهینه پرتو خارج شود؛ اما با توجه به پیش‌فرض وجود تقاضای برق و حرارت تأسیسات مربوطه در منطقه وجود خواهد داشت، از این‌رو طراحی این تأسیسات مطابق سیستم تولید همزمان نه تنها آسیب جدیدی نخواهد داشت بلکه با حذف تأسیسات جداگانه برای تأمین حرارت، آسیب‌های موجود را نیز کاهش خواهد داد، از این‌رو از جنبه‌های زیست‌محیطی و اقتصادی، احداث چنین نیروگاهی در وضعیت بهبود پرتو قرار می‌گیرد.

از منظر الگوی هیکس-کالدور نیز گسترش مولدهای پراکنده با فراهم کردن امکانات زیربنایی زندگی و اشتغال‌زایی در مناطق دورافتاده اثر مثبتی بر توزیع جمعیت و درآمد در سطح کشور خواهد گذاشت. همچنین با توجه به کاهش هزینه‌های تولید و توزیع، امکان کاهش قیمت برای مصرف‌کننده نهایی ایجاد می‌شود که این کاهش قیمت می‌تواند با اعمال ضرایبی برای دهک‌های درآمدی، متفاوت باشد، لذا از منظر این معیار نیز گسترش نیروگاه تولید همزمان توصیه می‌گردد.

نتیجه‌گیری

در تعیین ظرفیت تولید یک نیروگاه، عوامل مختلفی ازجمله نیاز منطقه، نوع کاربری (مسکونی، صنعتی، تجاری)، تعداد واحدهای فعال منطقه، توان دستگاه‌ها و ... تأثیرگذار است، به‌عبارت‌دیگر مهم‌ترین عوامل در تعیین ظرفیت یک نیروگاه میزان تقاضا، زیرساخت‌ها و توان اجرایی منطقه می‌باشد. در این مقاله با توجه به مقیاس کوچک نیروگاه‌های مورد مطالعه، فرضی اساسی، مبنی بر وجود تقاضا و توانایی جذب برق تولیدی توسط سیستم مصرفی منطقه در نظر گرفته شد. برای مقایسه نیروگاه‌ها در سه سناریو شامل فقط فروش برق، فروش برق و حرارت، فروش برق، حرارت و

گواهی کاهش انتشار از سه شاخص ارزش حال خالص سرمایه‌گذاری، نرخ بازده داخلی و دوره بازگشت سرمایه بهره گرفته شد. براساس نتایج به‌دست‌آمده ساخت و اجرای نیروگاه CCHP، برای نیروگاه هدف و گزینه‌های جانشین به‌استثنای نیروگاه ۱ مگاواتی در حالت فقط فروش برق توجیه‌پذیر است. در تمام حالات بررسی شده، نیروگاه ۲۵ مگاواتی، اولویت اول اجرایی از منظر هر سه شاخص مدنظر را به خود اختصاص داد؛ همچنین به‌غیر از حالت اعمال درآمدهای زیست‌محیطی که نیروگاه ۱ مگاواتی اولویت دوم اجرایی از منظر نرخ بازگشت سرمایه و دوره بازگشت سرمایه را به‌دست آورد، در سایر موارد نیروگاه ۸ مگاواتی و ۵ مگاواتی به‌ترتیب اولویت‌های دوم و سوم را به خود اختصاص دادند. بررسی معیارهای کیفی ارزیابی نیروگاه نیز مؤید توجیه‌پذیری توسعه سامانه تولید همزمان است. از منظر آزمون مطلوبیت مطلق افزایش رفاه اجتماعی و خدمت‌رسانی به جامعه اجرای طرح را توجیه‌پذیر می‌سازد، آزمون مطلوبیت نسبی با تکیه‌بر شاخص‌های کمی ارزیابی اقتصادی اجرای نیروگاه ۲۵ مگاواتی را در اولویت نشان می‌دهد. شرایط بهبود پرتو نیز با کاهش هزینه و آلایندگی به‌دلیل ترکیب دو سامانه تولید انرژی (برق و حرارت) ایجاد شده و ایجاد سامانه تولید همزمان جامعه را به شرایط بهینه پرتو نزدیک می‌سازد. از منظر الگوی هیکس–کالدور نیز گسترش مولدهای پراکنده با تقویت زیرساخت‌ها و اشتغال‌زایی در مناطق دورافتاده اثر مثبتی بر توزیع جمعیت و درآمد در سطح کشور خواهد گذاشت که این آثار مثبت قابل محاسبه و دهک‌بندی برای گروه‌های جامعه می‌باشند.

با تکیه بر نتایج اقتصادی به‌دست‌آمده و مزایای فنی–زیست‌محیطی نیروگاه‌های تولید همزمان، می‌توان ادعا نمود گسترش سامانه تولید همزمان منجر به بهبود صنعت برق از منظر اقتصادی و فنی خواهد شد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

منابع

اسکونژاد، محمدمهدی (۱۳۹۴). *اقتصاد مهندسی (ارزیابی اقتصادی پروژه‌های صنعتی)*، چاپ ۴۲، تهران: انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر.

بریز، پاول (۲۰۰۵). *فن‌آوری‌های تولید انرژی برق*، ترجمه نادر رفیعی‌سخائی؛ (۱۳۸۶)؛ چاپ اول، تهران: انتشارات ستوده.

بلنک، لیلند و تارکوئین، آنتونی (۲۰۰۸). *مبانی اقتصاد مهندسی (ارزیابی پروژه‌های صنعتی)*، ترجمه سید علی زیتون‌نژاد موسویان (۱۳۹۳)، چاپ دوم، تهران: نشر آوای نور.

پاکدین، جواد؛ صالحی، غلامرضا؛ حق‌دوست، احسان‌الله و حامدی، محمدحسین (۱۳۸۸). «ارزیابی اقتصادی زیست‌محیطی طرح CHP نیروگاه مشهد»؛ تهران: دومین سمپوزیوم بین‌المللی محیط‌زیست.

توکلی دستجرد، فاطمه؛ غفوریان، محمدمصطفی و شکیب، سیداحسان (۱۳۹۴). «بهینه‌سازی فنی اقتصادی سیستم تولید همزمان CCHP با تکیه‌بر نقش ارزش زمانی پول در دوره بازگشت سرمایه»، *مجله مهندسی مکانیک مدرس*، ۱۵(۵)، ۲۶۰-۲۵۴.

چیت‌چیان، حمید (۱۳۸۳). *کاربرد سیستم‌های تولید ترکیبی برق و حرارت*، اولین همایش روش‌های پیشگیری از اتلاف منابع ملی، تهران: فرهنگستان علوم جمهوری اسلامی ایران.

حسین‌زاده، مریم؛ حسین‌زاده، حامد؛ عزیزی، برزو و آقاجان‌زاده، جواد (۱۳۹۱). *امکان‌سنجی اقتصادی احداث نیروگاه مقیاس کوچک CHP در کارخانه ریسندگی املش*، پانزدهمین کنفرانس دانشجویی مهندسی برق ایران، کاشان، سازمان علمی دانشجویی مهندسی برق کشور.

سایت بانک جهانی: www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon.

سایت سازمان تغییرات آب‌وهوا: www.climate-change.ir.

سایت شرکت دیمالوکس: www.dimalux.it.

سایت ویکی‌پیگ: Dir.wikipg.com.

سبزپوشانی، مجید و گلابی، سعید (۱۳۹۰). *بررسی و ارزیابی اقتصادی سیستم تولید همزمان برق، حرارت و تبرید (CCHP) با ظرفیت تولید برق یک مگاوات (مطالعه موردی: سیستم تولید همزمان دانشگاه کاشان)*، اولین کنفرانس بین‌المللی رویکردهای نوین نگهداشت انرژی؛ تهران: پژوهشگاه نیرو.

شاکری، عباس (۱۳۹۶). *اقتصاد خرد ۲ نظریه‌ها و کاربردها*، چاپ دهم، تهران: نشر نی.

عتابی، فریده، دانسفاله، رامین، سجودی، هانیه و صفری، ساسان (۱۳۸۸). *مکانیسم توسعه پاک (CDM)*، تهران: روابط عمومی شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت، شرکت ملی نفت ایران.

فخررحیمی، علیرضا؛ وزیری‌مهر، مهلا و فخررحیمی، الهام (۱۳۹۲). *آشنایی با اصول کار نیروگاه‌های برق*، چاپ اول، تهران: نشر گستر.

کسرائی‌نژاد، مسعود (۱۳۹۴). *مطالعه فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی ساخت نیروگاه تولید همزمان برق، حرارت و برودت (CCHP)*؛ پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد؛ تهران: دانشگاه علامه‌طباطبایی.

کسرائی‌نژاد، مسعود؛ طائی، حسن و حیدری، کیومرث (۱۳۹۵). «بهینه‌یابی مکانی احداث نیروگاه برق کوچک مقیاس»، *فصلنامه مطالعات اقتصادی کاربردی*، ۵(۲۰)، ۹۶-۸۱.

گزارش‌های وزارت نیرو ۱۳۸۶.

محمدی، سید ابوالفضل؛ خوشخواهش، محمدتقی؛ کاظمی‌زاد، لیلا و اصغری، مژگان (۱۳۹۰). *بررسی نقش پروژه‌های سازوکار توسعه پاک (CDM)*، پنجمین همایش ملی و نمایشگاه تخصصی مهندسی محیط‌زیست؛ تهران: انجمن مهندسی محیط‌زیست ایران.

مشیریان، عاطفه (۱۳۸۸). *بهینه‌سازی مصرف گاز در مصارف خانگی*، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، تهران: دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکز.

معرفت، مهدی و شفیعی، پیام (۱۳۹۳). «ارزیابی چندمعیاره سیستم CCHP تحت استراتژی‌های عملکرد مختلف برای یک ساختمان اداری در تهران با تکنیک AHP»، *مجله مهندسی مکانیک مدرس*، ۱۴(۸)، ۳۷-۴۸.

میری، مطلب، بیاتی، غلامرضا و زربخش، محمدحسن (۱۳۸۳). *مقدمه‌ای بر سیستم‌های تولید مشترک برق و حرارت*، چاپ اول، تهران: وزارت نیرو، سازمان بهره‌وری انرژی.

نوری‌نجفی، سید قاسم و صدیقی، امیرعباس (۱۳۸۷). «انتقال فناوری از طریق مکانیسم توسعه پاک»؛ *فصلنامه رشد فناوری*، ۱۷، ۲۶-۱۸.

هندرسون، جیمز. م. و کوانت، ریچارد. ا. (۱۹۲۹). *تئوری اقتصاد خرد (تقرب ریاضی)*، ترجمه مرتضی قره‌باغیان و جمشید پژویان (۱۳۹۲). چاپ پانزدهم، تهران: مؤسسه خدماتی فرهنگی رسا.

Comfar III Expert, Comfar III Business Planner for Windows; (2003). UNIDO.

Gao, Pe., Dai, Yan., Tong, Yen., Dong, Pen.; (2014). "Energy Matching And ptimization Analysis Of Waste To Energy CCHP (Combined Cooling, Heating And Power) System With Exergy And Energy Level", *Energy*, 11, 1-14.

Maraver, D., Quoilin, S., Roy, J. (2014). "Optimization Of Biomass-Fuelled Combined Cooling, Heating And Power (CCHP) Systems Integrated With Subcritical Or Transcritical Organic Rankine Cycles (Orcs)", *Entropy*, 16, 2433-2453.

Zheng, C.Y., Wu, J.W., Zhai, X.Q. (2014). "A novel operation strategy for CCHP systems based on minimum distance", *Applied Energy*, 128, 325-335.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

Applied Economics Studies, Iran (AESI) 109

Volume 7, Number 28, Winter 2019

Ranking of CCHP System Implementation in Tehran in terms of Qualitative and Quantitative Criteria

Kasraee Nezhad, M.[1], Taee, H.[2*], Heydari, K.[3]

Abstract

Of the most important ways to increase energy efficiency, is reducing distribution costs and avoiding of wasting energy. In this paper combined cooling, heating and power plant at the capacity of 5 MW (target power plant) and 1, 8 and 25 MW (alternative options) are studied. Based on the Principles of clean development mechanism, Assessing before fulfillment and social cost-benefit analysis; techniques such as internal rate of return, payback period, and the present value were used; and the results have been studied in terms of Qualitative test such as utility, Hicks-Caldor efficiency and Pareto optimality. Different Capacity mentioned, Were assessed from an economic perspective by 3 scenarios including the sale of power, the sale of electricity and heat and sale of electricity, heat and environmental revenues; Results confirms the CCHP financial and economic feasibility (except for 1-megawatt power plant in electricity sales scenario). Also in case of unlimited resources, priority of execution of power plants at the first two scenarios, respectively capacities of 25, 8, 5 and 1 MW; By applying environmental revenues, 1-megawatt power plant performance Priors than 5 and 8-megawatt power plants. Based on the results and technical, economic and environmental benefits of cogeneration power plants, expanding the system is recommended as an economic strategy to increase the efficiency of the power industry.

Keywords: Ranking, Economic evaluation, present value, rate of return, cleans development mechanism, CCHP.

JEL Classification: D29, R29, R12.

1. Master of Science in Energy Economics, Allameh Tabataba'i University — **Email:** masoud.kasraee@atu.ac.ir
2. Associate Professor, Department of Economics, Allameh Tabataba'i University — **Email:** Taee@atu.ac.ir
3. Assistant Professor, Department of Electrical Economics and Energy, Niroo Research Institute — **Email:** Kioumars.h@gmail.com