
بسم الله الرحمن الرحيم

شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران
توانیر

سازمان بهره‌وری انرژی ایران
سابا

فنّاوری‌ها، اصول طراحی و بهره‌برداری از سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما (CHP)

(راهنمای مولدهای مقیاس کوچک)

مولف: دکتر محسن پارسامقدم
استاد تمام مهندسی برق
دانشگاه تربیت مدرس

پارسا مقدم، محسن، ۱۳۳۵-
فناوری ها، اصول طراحی و بهره برداری از سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما CHP راهنمای مولدهای مقیاس کوچک/ تألیف: محسن پارسا مقدم. - - ویراستار : کیان نجف زاده. - - تهران: سازمان بهره وری انرژی ایران(سابا)، شرکت توانیر، ۱۳۹۱
ISBN: 964-6553-27-3
فهرستنویسی براساس اطلاعات فیپا.
واژه‌نامه.
کتابنامه.
۱. نیروگاه‌ها، مولدهای مقیاس کوچک، CHP. ۲. انرژی- مصرف. ۳. انرژی- صرفه جویی.
الف. پارسا مقدم، محسن، ۱۳۳۵- . ب. نجف‌زاده، کیان، ۱۳۴۹- . ج. سازمان بهره‌وری انرژی ایران(سابا). هـ. عنوان .
۴ ک ۲۴ س/TJ/۱۶۳۵
کتابخانه ملی ایران
۲۹۱-۳۸۷۹۱

فناوری‌ها، اصول طراحی و بهره‌برداری از سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما(CHP)

(راهنمای مولدهای مقیاس کوچک)

ناشر: سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)، شرکت توانیر

تهیه و تألیف : دکتر محسن پارسا مقدم

(استاد دانشکده مهندسی برق، دانشگاه تربیت مدرس)

ویراستار: کیان نجف زاده

لیتوگرافی، چاپ و صحافی: طیف نگار

نوبت چاپ: اول– بهار ۱۳۹۱

تیراژ: ۲۰۰۰ جلد

شابک: ۳-۲۷-۶۵۵۳-۹۶٤ / ISBN: 964-6553-27-3

حق چاپ برای ناشر محفوظ است

هرگونه نقل و استفاده از مطالب این کتاب فقط با ذکر مأخذ و نام ناشر امکان‌پذیر است

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

پیشگفتار

بخش اول - فناوری‌های CHP

فصل ۱- مبانی تولید همزمان برق و گرما

۱-۱ آشنایی با مفهوم CHP ۱

۱-۱-۱ CHP چیست؟ ۱

۱-۱-۲ مقایسه CHP با سامانه‌های سنتی تولید انرژی ۳

۱-۱-۳ تبیین بازدهی CHP ۸

۱-۱-٤ اجزاء اصلی سامانه CHP ۱۱

۱-۲ مزایای CHP ۱۵

۱-۲-۱ منافع مالکین CHP ۱۵

۱-۲-۲ منافع جامعه ۱٦

۱-۲-۳ منافع شرکت‌های برق ۱۷

۱-۲-٤ منافع محیط زیست ۱۸

۱-۳ جایگاه CHP در صنعت برق تجدید ساختار یافته ۱۸

مراجع ۲۰

فصل ۲ - موتورهای رفت و برگشتی

۲-۱ تشریح فنّاوری ۲٤

۲-۱-۱ اصول فرآیند کار موتور ۲٤

۲-۱-۲ انواع موتورهای رفت و برگشتی ۳۰

۲-۱-۳ مشخصات طراحی ۳٦

۲-۱-٤ اجزاء موتورهای رفت و برگشتی ۳۷
۲-۲ عملکرد ۵۱
۲-۲-۱ بازدهی گرمایی موتورهای رفت و برگشتی ۵۲
۲-۲-۲ عملکرد موتورهای رفت وبرگشتی در وضعیت تولید برق ٦۱
۲-۲-۳ عملکرد موتورهای رفت و برگشتی در وضعیت تولید همزمان برق و گرما ٦۳
۲-۲-٤ بهبود عملکرد و بازدهی موتورهای رفت و برگشتی ٦۷
۲-۳ آلایندگی ٦۸
۲-٤ کاربردها ۷٤
۲-٤-۱ تولید برق ۷۵
۲-٤-۲ تولید همزمان برق و گرما ۷۸
۲-۵ هزینه‌ها ۸۰
مراجع ۸۳

فصل ۳ - توربین‌های گاز

۳-۱ تشریح فنّاوری ۸٦
۳-۱-۱ اصول فرآیند کار توربین‌گاز ۸٦
۳-۱-۲ انواع توربین‌های گاز ۹۱
۳-۱-۳ مشخصات طراحی ۹۱
۳-۱-٤ اجزاء توربین‌های گاز ۹۲
۳-۲ عملکرد ۱۰۱
۳-۲-۱ بازدهی گرمایی چرخه برایتون ۱۰۲
۳-۲-۲ عملکرد توربین‌های گاز در وضعیت تولید برق ۱۰٦
۳-۲-۳ عملکرد توربین گاز در وضعیت تولید همزمان برق و گرما ۱۱۰
۳-۲-٤ بهبود عملکرد و بازدهی توربین‌های گاز ۱۱۲
۳-۳ آلایندگی ۱۱٤
۳-٤ کاربردها ۱۲۰
۳-٤-۱ تولید برق ۱۲۰
۳-٤-۲ تولید همزمان برق و گرما ۱۲۲
۳-۵ هزینه‌ها ۱۲۳
مراجع ۱۲۷

فصل ٤- میکروتوربین‌ها

٤-١ تشریح فنّاوری ١٣٠
٤-١-١ اصول فرآیندکار میکروتوربین ١٣٠
٤-١-٢ انواع میکروتوربین‌ها ١٣٢
٤-١-٣ مشخصات طراحی ١٣٢
٤-١-٤ اجزاء میکروتوربین‌ها ١٣٣
٤-٢ عملکرد ١٣٨
٤-٢-١ عملکرد میکروتوربین در وضعیت تولید برق ١٣٩
٤-٢-٢ عملکرد میکروتوربین در وضعیت تولید همزمان برق و گرما ١٤٣
٤-٢-٣ بهبود عملکرد و بازدهی میکروتوربین‌ها ١٤٤
٤-٣ آلایندگی ١٤٧
٤-٤ کاربردها ١٤٨
٤-٤-١ تولید برق ١٤٨
٤-٤-٢ تولید همزمان برق و گرما ١٥١
٤-٥ هزینه‌ها ١٥٢
مراجع ١٥٤

فصل ٥- توربین‌های بخار

٥-١ تشریح فنّاوری ١٥٦
٥-١-١ اصول کار توربین بخار ١٥٦
٥-١-٢ انواع توربین‌های بخار ١٥٨
٥-١-٣ مشخصات طراحی ١٦٥
٥-١-٤ اجزاء توربین‌های بخار ١٦٦
٥-٢ عملکرد ١٨١
٥-٢-١ چرخهٔ ایده‌آل رانکین ١٨٢
٥-٢-٢ عملکرد توربین‌های بخار در حالت تولید برق ١٨٧
٥-٢-٣ عملکرد توربین بخار در حالت تولید همزمان برق و گرما ١٨٧
٥-٢-٤ بهبود عملکرد و بازدهی توربین‌های بخار ١٨٩
٥-٣ آلایندگی ١٩١
٥-٣-١ آلاینده‌های بویلر ١٩١

۲-۳-۵ روشهای کنترل آلایندگی بویلر ۱۹۳
٤-۵ کاربردها ۱۹۷
۱-٤-۵ تولید برق ۱۹۸
۲-٤-۵ تولید همزمان برق و گرما ۱۹۸
۵-۵ هزینه‌ها ۱۹۹
مراجع ۲۰۰

فصل ٦- پیل‌های سوختی و موتورهای استرلینگ

۱-٦ پیل سوختی ۲۰۲
۱-۱-٦ تشریح فنّاوری ۲۰۵
۱-۱-۱-٦ اصول فرآیند کار پیل سوختی ۲۰۵
۲-۱-۱-٦ انواع پیل‌های سوختی ۲۰۸
۳-۱-۱-٦ مشخصات طراحی ۲۱۵
٤-۱-۱-٦ اجزاء پیل‌های سوختی ۲۱٦
۲-۱-٦ عملکرد ۲۲۱
۱-۲-۱-٦ عملکرد پیل سوختی در وضعیت تولید برق ۲۲۱
۲-۲-۱-٦ عملکرد پیل‌های سوختی در وضعیت تولید همزمان برق و گرما ۲۲۲
۳-۲-۱-٦ بهبود عملکرد و بازدهی پیل‌های سوختی ۲۲٤
۳-۱-٦ آلایندگی ۲۲۵
٤-۱-٦ کاربردها ۲۲۷
۱-٤-۱-٦ تولید برق ۲۲۷
۲-٤-۱-٦ تولید همزمان برق و گرما ۲۲۸
۵-۱-٦ هزینه‌ها ۲۲۹
۲-٦ موتورهای استرلینگ ۲۳۱
۱-۲-٦ تشریح فنّاوری ۲۳۲
۱-۱-۲-٦ اصول فرآیند کار موتوراسترلینگ ۲۳۲
۲-۱-۲-٦ انواع موتورهای استرلینگ ۲۳۵
۳-۱-۲-٦ مشخصات طراحی ۲۳٦
٤-۱-۲-٦ اجزاء موتورهای استرلینگ ۲۳۸
۲-۲-٦ عملکرد ۲٤۱

۶-۲-۱- بازدهی موتورهای استرلینگ ۲۴۱
۶-۲-۲- بهبود عملکرد و بازدهی موتورهای استرلینگ ۲۴۳
۶-۲-۳ آلایندگی ۲۴۴
۶-۲-۴ کاربردها ۲۴۵
۶-۲-۴-۱ تولید برق ۲۴۵
۶-۲-۴-۲ تولید همزمان برق و گرما ۲۴۶
۶-۲-۵ هزینه‌ها ۲۴۷
مراجع ۲۴۹

فصل ۷- مقایسه فنّاوری‌های تولید همزمان برق و گرما

۷-۱ معیارهای انتخاب محرکه اولیه ۲۵۱
۷-۱-۱ معیار ساعات بهره‌برداری ۲۵۱
۷-۱-۲ معیار نیازهای تعمیر و نگهداری ۲۵۲
۷-۱-۳ معیار سوخت مورد نیاز ۲۵۲
۷-۱-۴ معیار محدودیت ظرفیت ۲۵۳
۷-۲ مزایا و معایب انواع فنّاوری‌های CHP ۲۵۴
۷-۳ مقایسه ویژگیهای فنّاوری‌های مختلف ۲۵۵
۷-۴ مقایسه روند توسعه فنّاوری‌های CHP ۲۵۶
مراجع ۲۶۰

بخش دوم - اصول طراحی و بهره‌برداری از سامانه‌های CHP

فصل ۸- اصول طراحی سامانه‌های CHP

۸-۱ فرآیند توسعه پروژه‌های CHP ۲۵۹
۸-۲ مراحل توسعه پروژه‌های CHP ۲۶۴
۸-۲-۱ مرحله اول – کفایت‌سنجی ۲۶۴
۸-۲-۲ مرحله ۲ – مطالعات امکان‌سنجی - فاز ۱ ..... ۲۶۷
۸-۲-۳ مرحله ۳- مطالعات امکان‌سنجی - فاز ۲ ..... ۲۷۱
۸-۲-۳-۱ کلیات مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ ..... ۲۷۱
۸-۲-۳-۲ گستره فعالیتهای مرحله سوّم ۲۷۳
۸-۲-۴ مرحله ۴- مهندسی خرید و تدارکات اجرای پروژه ۲۷۸

۸-۲-٤-۱ انتخاب پیمانکار احداث CHP ۲۷۹
۸-۲-٤-۲ تأمین مالی پروژه‌های CHP ۲۸٦
۸-۲-٤-۳ اخذ مجوز احداث CHP ۲۹۰
۸-۲-٤-٤ تأئیدیه‌های مورد نیاز ۲۹۱
۸-۲-٤-٥ فرآیند اخذ مجوزها ۲۹۲
۸-۲-٤-٦ نیازمندی‌های اتصال به شبکه برق ۲۹۲
۸-۲-٤-۷ هزینه‌های اخذ مجوز ۲۹٥
۸-۲-٥ مرحله ٥- بهره‌برداری و نگهداری ۲۹٦
مراجع ۲۹۷

فصل ۹- تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP

۹-۱ ابزارهای رایج تحلیل سرمایه‌گذاری ۳۰۱
۹-۲ تشریح انواع روشهای تحلیل اقتصادی ۳۰۳
۹-۲-۱ روش دوره برگشت ساده سرمایه ۳۰٥
۹-۲-۲ روش تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه (ROR) ۳۰٦
۹-۲-۳ روش ارزش فعلی خالص (NPV) ۳۰۷
۹-۲-٤ روش نرخ بازده داخلی (IRR) ۳۱٤
۹-۲-٥ روش نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری (SIR) ۳۱٥
۹-۳ استهلاک دارایی‌های پروژه ۳۱٦
۹-۳-۱ تعریف استهلاک ۳۱۷
۹-۳-۲ دلایل وجود استهلاک ۳۱۸
۹-۳-۳ روشهای تعیین استهلاک ۳۱۹
۹-٤ تحلیل اقتصادی بعد از مالیات ۳۲٦
۹-٤-۱ محاسبه جریان وجوه نقدی خالص ۳۲۷
۹-٤-۲ اثر مالیات در تحلیل‌های اقتصادی ۳۲۹
۹-٥ نکاتی پیرامون امکان‌سنجی اقتصادی پروژه‌های CHP ۳۳۰
۹-٥-۱ اطلاعات مورد نیاز برای ارزیابی اقتصادی CHP ۳۳۰
۹-٥-۲ مطالعات موردی تحلیل اقتصادی CHP ۳۳۳
۹-٥-۳ سایر ملاحظات در تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP ۳۳٦
۹-٦ تأثیر عدم ثبات قیمت حامل‌های انرژی براقتصاد پروژه‌های CHP ۳۳۷

۹-٦-۱ علل بی‌ثباتی قیمت انرژی ۳۳۷
۹-٦-۲ مکانیزم‌های پوشش ریسک ۳۳۸
۹-٦-۳ تأثیر بی‌ثباتی قیمت‌های انرژی ۳۳۸
مراجع ۳٤۱

فصل ۱۰- نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری از سامانه‌های CHP

۱۰-۱ نصب سامانه‌های CHP ۳٤٤
۱۰-۱-۱ مدیریت نصب ۳٤٤
۱۰-۱-۲ ملاحظات عملی در نصب CHP ۳٤٦
۱۰-۱-۳ کمینه‌سازی تداخل عملیات نصب CHP با فعالیتهای جاری سایت ۳٤۷
۱۰-۱-٤ تغییرات در مشخصات فنی ۳٤۸
۱۰-۱-٥ نمونه‌هایی از چیدمان سامانه‌های CHP ۳٤۹
۱۰-۲ راه‌اندازی سامانه‌های CHP ۳٥۸
۱۰-۲-۱ مسئولیت‌ها و اهداف عملیات راه‌اندازی ۳٦۰
۱۰-۲-۲ انواع تست‌ها در مراحل راه‌اندازی ۳٦۱
۱۰-۲-۳ ملاحظات خاص در تست سامانه‌های CHP ۳٦٤
۱۰-۳ بهره‌برداری از سامانه‌های CHP ۳٦٥
۱۰-۳-۱ اصول بهره‌برداری ۳٦٥
۱۰-۳-۲ حالت‌های بهره‌برداری از CHP ۳٦٦
۱۰-۳-۳ اتصال CHP به شبکه برق ۳۷۱
۱۰-۳-٤ ملاحظات فنی در اتصال CHP به شبکه برق ۳۷۷
۱۰-۳-٥ استراتژی کنترل سامانه CHP برای بهره‌برداری بهینه ۳۸٤
۱۰-۳-٦ برنامه‌ریزی و مدیریت خروج سامانه CHP ۳۸۸
۱۰-۳-۷ آموزش بهره‌برداران ۳۸۹
۱۰-۳-۸ ملاحظات ایمنی در بهره‌برداری از سامانه CHP ۳۸۹
۱۰-٤ تعمیر و نگهداری سامانه‌های CHP ۳۹۰
۱۰-٤-۱ گزینه‌های تعمیر و نگهداری واحدهای CHP ۳۹۰
۱۰-٤-۲ قرارداد تعمیر و نگهداری CHP ۳۹۲
۱۰-٤-۳ نیازهای تعمیر و نگهداری برای انواع فناوریهای CHP ۳۹۳
۱۰-٥ تأمین سوخت CHP ۳۹۹

۱-۵-۱۰ تأمین گازطبیعی ۳۹۹
۲-۵-۱۰ تأمین سایر سوختهای فسیلی ۴۰۲۲
۳-۵-۱۰ استفاده از سوخت‌های زیستی ۴۰۳
۶-۱۰ ملاحظات زیست محیطی سامانه‌های CHP ۴۱۶
مراجع ۴۱۹

فصل ۱۱- ارزیابی عملکرد سامانه‌های CHP

۱-۱۱ اصول ارزیابی عملکرد ۴۲۲
۱-۱-۱۱ تعیین مرزهای سیستم در ارزیابی عملکرد ۴۲۳
۲-۱-۱۱ فازهای مختلف تست میدانی ۴۲۷
۳-۱-۱۱ پیش نیازهای تست عملکرد ۴۲۷
۲-۱۱ ارزیابی عملکرد الکتریکی ۴۲۸
۱-۲-۱۱ پارامترهای مؤثر بر عملکرد الکتریکی ۴۲۹
۲-۲-۱۱ تجهیزات و روش اندازه‌گیری پارامترها ۴۳۰
۳-۲-۱۱ محاسبه بازدهی الکتریکی ۴۳۳
۳-۱۱ ارزیابی عملکرد گرمایی CHP ۴۳۴
۱-۳-۱۱ مفهوم عملکرد گرمایی ۴۳۴
۲-۳-۱۱ تجهیزات و روش اندازه‌گیری ۴۳۶
۳-۳-۱۱ محاسبه بازدهی گرمایی ۴۳۸
۴-۱۱ ارزیابی عملکرد آلایندگی ۴۳۹
۱-۴-۱۱ اندازه‌گیری پارامترهای آلایندگی ۴۴۰
۲-۴-۱۱ روش‌ها و تجهیزات اندازه‌گیری ۴۴۱
۵-۱۱ ارزیابی آلایندگی صوتی ۴۴۲
۱-۵-۱۱ عوامل مؤثر بر آلایندگی صوتی ۴۴۲
۲-۵-۱۱ اندازه‌گیری پارامترهای آلایندگی صوتی ۴۴۳
۳-۵-۱۱ تجهیزات اندازه‌گیری شدت نویز ۴۴۴
۶-۱۱ ساختار گزارش تست عملکرد ۴۴۵
۱-۶-۱۱ گزارش عملکرد الکتریکی ۴۴۷
۲-۶-۱۱ گزارش بازدهی الکتریکی ۴۴۷
۳-۶-۱۱ گزارش عملکرد گرمایی ۴۴۸

٤-٦-١١ گزارش آلایندگی هوا ٤٤٩
٥-٦-١١ گزارش آلایندگی صوتی ٤٤٩
مراجع ٤٥١

فصل ۱۲- کاربردهای CHP

۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش‌های مختلف انرژی ٤٥٤
۱-۱-۱۲ کاربرد CHP در صنعت ٤٥٥
۲-۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش‌های تجاری و عمومی ٤٦٣
۳-۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش مسکونی ٤٧٢
۲-۱۲ تجربیات استفاده از CHP در جهان ٤٧٩
۱-۲-۱۲ روند توسعه CHP در جهان ٤٧٩
۲-۲-۱۲ بررسی استفاده از CHP در برخی از کشورهای توسعه‌یافته ٤٨٤
۳-۲-۱۲ بررسی وضعیت استفاده از **CHP** در برخی از کشورهای در حال توسعه ٤٩٥
مراجع ٥٠٦

پیوست الف- داده‌های مورد نیاز برای مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ ..... ۵۰۷
پیوست ب - تبدیل واحدها ۵۲۱
واژه‌نامه فارسی به انگلیسی ۵۳۳
واژه‌نامه انگلیسی به فارسی ۵۳۹
نمایه ٥٤٥

پیشگفتار

از گذشته‌ای نسبتاً دور برق مورد نیاز بخش‌های مختلف مصرف به صورت متمرکز توسط نیروگاههای برق تولید، و از مکان‌های دوردست توسط شبکه‌های انتقال و توزیع نیرو به محل مصرف منتقل می‌گردد. در کنار تأمین نیازهای الکتریکی مصرف‌کنندگان به روش متمرکز، نیازهای گرمایشی آنها نیز عمدتاً توسط تأسیسات گرمایشی مستقل و مستقر در محل حضور مصرف‌کنندگان اعم از صنعتی، تجاری، مسکونی و غیره صورت می‌گرفته و هم اکنون نیز این شرایط حاکم می‌باشد. البته در برخی از کشورهای اروپائی، سامانه‌های گرمایش ناحیه ای نیز مرسوم بود، به‌طوریکه در چند کشور قدمت آن به حدود یک قرن پیش باز می‌گردد. تجربیات چندین دهه گذشته در خصوص الگوی متمرکز تولید برق حاکی از آن است که میانگین بازدهی سوخت در نیروگاههای حرارتی در حدود ۳۵٪ می‌باشد. این خود بیانگر این حقیقت است که حدود ٦٥٪ از انرژی سوخت به صورت گرما به محیط تخلیه شده و تلف می‌گردد.

محدودیت‌های منابع سوخت و ملاحظات زیست‌محیطی از یک سو، و تحولات ساختاری بخش انرژی، به‌خصوص مقررات‌زدایی در صنعت برق و مهیا شدن بسترهای مناسب برای ایجاد محیط رقابتی در عرضه حاملهای انرژی، ازسوی دیگر فرصتی مناسب برای تسریع و توسعه فناوری‌های جدید تولید پراکنده و نیز تولید همزمان برق و گرما (CHP) را فراهم نموده است.

با توجه به حمایت‌های جدی سیاست‌گذاران بخش انرژی در اغلب کشورهای صنعتی جهان، فناوری‌های تولید پراکنده انرژی الکتریکی و CHP در دهه‌های اخیر از رشد فزاینده کمی و کیفی برخوردار بوده است. حمایت دولت‌ها از توسعه این فناوری‌ها بگونه‌ای می‌باشد که تولید همزمان برق و گرما بعنوان یکی از مؤلفه‌های اصلی برنامه‌های راهبردی انرژی در دهه‌های آینده این کشورها تعیین شده است. براساس تکالیف تعیین شده در اسناد بالادستی و قوانین برنامه‌های پنج‌ساله توسعه فرهنگی، اجتماعی و اقتصادی جمهوری اسلامی ایران، سیاست‌گذاران صنعت برق در کشورمان نیز موضوع افزایش بازدهی انرژی را به‌طور جدی در دستور کار خود قرار داده و توسعه کاربرد سامانه‌های تولید پراکنده و CHP به‌عنوان یکی از راهکارهای مؤثر برای ارتقاء بازدهی انرژی را مورد تأکید قرار داده‌اند.

در این راستا و به‌منظور گسترش دانش تخصصی پیرامون توسعه پروژه‌های CHP در کشور، این کتاب با حمایت سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا) توسط اینجانب به رشته تحریر درآمده است. در تألیف این

کتاب سعی شده است مباحث گوناگون مرتبط با توسعه پروژه‌های CHP بگونه‌ای مطرح گردد که برای طیف وسیعی از گروههای مختلف علاقمند به موضوع از جمله، سرمایه‌گذاران، مهندسین مشاور، پیمانکاران، بهره‌برداران، اساتید ارجمند و محققین مراکز دانشگاهی و پژوهشی و نیز دانشجویان عزیز مفید واقع گردد.

مطاب کتاب در دو بخش اصلی تنظیم گشته است. در بخش اول که شامل هفت فصل می‌باشد ضمن معرفی فناوری‌های مختلف CHP، ویژگیهای هریک از آنها به تفصیل مورد بحث قرار می‌گیرد. فناوری‌هایی که در این کتاب به آنها اشاره شده است دربرگیرنده فناوری‌های تجاری شده CHP و همچنین فناوری‌هایی که مراحل توسعه و تکامل خود را طی می‌نمایند می‌باشد. این فناوری‌ها عبارتند از: موتورهای رفت و برگشتی، توربین‌های گاز، میکروتوربین‌ها، توربین‌های بخار، پیل‌های سوختی و موتورهای استرلینگ. در بخش دوّم کتاب که شامل پنج فصل می‌باشد، مباحث مختلف توسعه پروژه‌های تولید همزمان برق و گرما، شامل اصول طراحی سامانه‌های CHP، تحلیل اقتصادی، مسائل نصب، راه‌اندازی و بهره‌برداری از سامانه‌های CHP، چگونگی ارزیابی عملکرد، کاربردهای CHP در بخش‌های مختلف مصرف از جمله بخش صنعتی، بخش تجاری، بخش عمومی و نیز بخش مسکونی مورد بحث قرار گرفته است. در پایان نیز وضعیت بکارگیری CHP در کشورهای مختلف و تجربیات چندکشور توسعه یافته و در حال توسعه در خصوص استفاده از CHP مورد اشاره قرار گرفته است.

در پایان لازم می‌دانم از مساعدت‌ها و حمایت‌های جناب آقای مهندس سعید مهذب‌ترابی مدیرعامل محترم سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا) در تألیف این کتاب صمیمانه تشکر نمایم. همچنین از جناب آقای مهندس کیان نجف‌زاده معاون محترم بهینه‌سازی تأمین انرژی سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا) که با نظریات ارزشمند خود بر غنای محتویات کتاب افزودند صمیمانه سپاسگزاری می‌گردد.

امید است با تألیف چنین کتابی که با توجه به تنوع مطالب و گستره مخاطبین ذینفع در نوع خود کم نظیر می‌باشد، در راستای اصلاح الگوی مصرف انرژی کشور و تحقق هرچه موفق‌تر قانون هدفمندسازی یارانه‌ها در حوزهٔ انرژی و نهایتاً حفظ منابع ملی، خدمت ناچیزی را به کشور، جامعه علمی و صنعتی ارائه کرده باشم.

دکتر محسن پارسامقدم

استاد مهندسی برق – دانشگاه تربیت مدرس

تابستان ۱۳۹۰

بخش اول

فنّاوری‌های CHP

۱

مبانی تولید همزمان برق و گرما

۱-۱ آشنایی با مفهوم CHP

۱-۱-۱ CHP چیست؟

تولید همزمان برق و گرما[۱] (CHP) که گاهی اوقات تحت عنوان تولید مشترک[۲] نیز نامیده می‌شود در حقیقت تولید متوالی دو صورت مفید انرژی، یعنی برق و گرما، از یک منبع تولید انرژی (سوخت) می‌باشد. در اغلب کاربردهای CHP، انرژی شیمیایی سوخت به انرژی مکانیکی و گرمایی تبدیل می‌گردد. معمولاً انرژی مکانیکی برای تولید برق و انرژی گرمایی برای تولید بخار، آب گرم و یا هوای گرم مورد استفاده قرار می‌گیرد. براساس نوع کاربرد، گاهی اوقات این سیستم‌ها را به اختصار BCHP[۳]، CHPB[۴] و یا CCHP[۵] می‌نامند. در ادبیات موضوع، این سامانه‌ها تحت عناوینی چون منابع انرژی پراکنده[۶] (DER) و یا سیستم‌های یکپارچه انرژی[۷]

1- Combined Heat and Power
2- Cogeneration
3- Building Cooling , Heating and Power
4- Cooling , Heating and Power for Buildings
5- Combined Cooling , Heating and Power
6- Distributed Energy Resources
7- Integrated Energy Resources

(IES) نیز مورد اشاره قرار گرفته‌اند.

در مقایسه با فنّاوری‌های سنتی سیستم‌های انرژی، مثل نیروگاههای متداول برق که فقط انرژی الکتریکی تولید می‌کنند، و یا بویلرهای صنعتی که فقط بخار و یا آب‌گرم مورد نیاز را تأمین می‌نمایند، سامانه‌های CHP دارای این مزیت فنی هستند که قابلیت استحصال انرژی مفید بیشتری از سوخت ورودی را دارا می‌باشند. استفاده از سوخت برای تولید همزمان برق و گرما، بازدهی انرژی را افزایش داده و امکان تولید برق با هزینه‌هایی قابل رقابت باقیمت برق شبکه سراسری را فراهم می‌آورد. یکی دیگر از مزایای مهم بکارگیری سامانه‌های CHP، کاهش و یا قطع وابستگی به برق مورد نیاز از شبکه می‌باشد. لازم به تأکید است که قطع برق برخی از صنایع فرآیندی می‌تواند خسارت‌های سنگینی را برآنها وارد نماید. در برخی از گزارشات فنی، ارزش بار از دست رفته[1] (VOLL) برای هر کیلووات ساعت قطع انرژی الکتریکی را به مراتب بیشتر از قیمت خود برق عنوان نموده‌اند.

همانگونه که ذکر گردید، کاهش هزینه‌های تولید برق به عنوان یکی از انگیزه‌های مهم بکارگیری سامانه‌های CHP قلمداد می‌گردد. بهینه‌ترین شرایط استفاده از سیستم‌های تولید همزمان برق و گرما وقتی است که قیمت برق قابل تأمین از شبکه زیاد و قیمت سوخت کم باشد. توجیه اقتصادی CHP به طور قابل توجهی به قیمت‌های حدی[2] تولید برق توسط نیروگاههای معمول بستگی دارد. اصولاً این قیمت‌ها تابعی از میزان سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های تعمیر و نگهداری می‌باشد. در ارزیابی اقتصادی واحدهای CHP باید دقت نمود که هزینه تولید برق به عنوان محصولی علاوه بر تولید انرژی گرمایی درنظر گرفته شود و آن را با هزینه برق خریداری شده از شبکه برق مقایسه نموده و براساس نتایج بدست آمده درخصوص بکارگیری واحدهای CHP تصمیم گیری گردد.

در مواقعی که قیمت سوخت زیاد بوده و نتیجتاً قیمت یک واحد انرژی الکتریکی تولید شده

1- Value of Lost Load
2- Marginal cost

توسط سامانه CHP بیشتر از قیمت برق قابل خریداری از شبکه تمام شود، می‌بایست معیارهای دیگری مثل بهبود قابلیت اطمینان برق برای تصمیم‌گیری ملاک عمل قرار گیرد.

معمولاً در اولین مرحله از مطالعات امکان‌سنجی بکارگیری سامانه‌های CHP باید به چند سؤال زیر پاسخ داده شود:

۱- آیا بکارگیری سامانه CHP از نظر فنی امکان‌پذیر می‌باشد؟

۲- آیا بکارگیری سامانه CHP از نظر اقتصادی مقرون به صرفه است؟

۳- آیا برای غلبه بر موانع پیش‌رو در بکارگیری CHP راهبردی مناسب می‌توان تدوین نمود؟

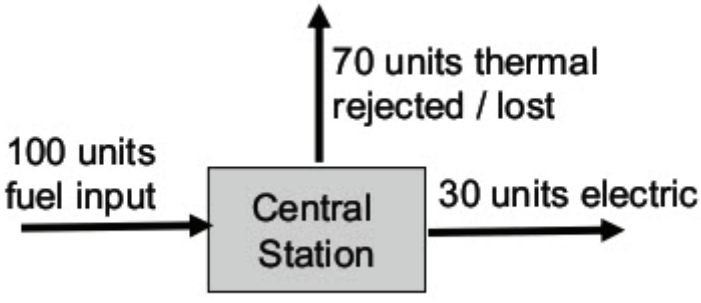
چنانچه تحلیل‌های صورت گرفته امکان‌پذیر بودن طرح از جنبه‌های فنی و اقتصادی را تأئید نموده و راه‌حلهای رفع موانع در دسترس باشد آنگاه می‌توان برنامه‌ریزی برای اجرای مطالعات مهندسی جامع را در دستور کار قرار داد.

۲-۱-۱ مقایسه CHP با سامانه‌های سنتی تولید انرژی

در روش‌های سنتی تولید انرژی الکتریکی که انرژی شیمیایی سوخت در نیروگاههای بزرگ به انرژی الکتریکی تبدیل می‌گردد، معمولاً بخش اعظمی از انرژی گرمایی بدست آمده از سوخت به محیط تخلیه شده و تلف می‌گردد. در شکل ۱-۱ موازنه ساده و تخمینی انرژی ورودی و خروجی یک نیروگاه مرکزی مشاهده می‌گردد. در چنین سیستمی مشترکان، برق مورد نیاز خود را فقط از طریق شبکه برق دریافت می‌کنند.

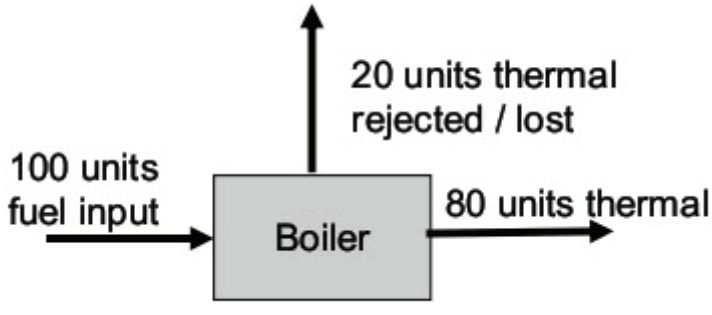
یکی از عمده‌ترین مزایای چنین سیستمهایی بهره‌مندی از مزیت اقتصادی ظرفیت نیروگاه[1] می‌باشد. این مزیت به معنی کاهش قیمت یک واحد ظرفیت نصب شده نیروگاه می‌باشد.

1- Power plant economy of scale



شکل ۱-۱: موازنه انرژی یک نیروگاه سنتی

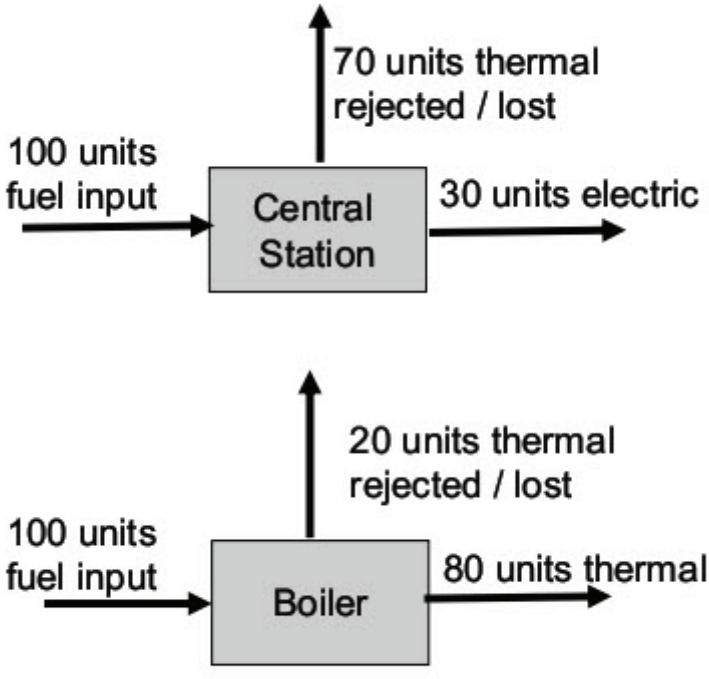
امروزه اغلب مشترکان صنعتی بطور خاص و مشترکان بخش‌های مسکونی، تجاری و عمومی بطور عام نیازهای حرارتی در فرآیندهای مختلف و نیز بارهای گرمایشی ازجمله آب، بخار و هوای گرم مورد نیاز خود را با استفاده از بویلرها و یا پکیج‌های حرارتی[1] تأمین می‌نمایند. معمولاً در این سامانه‌های حرارتی نیز قسمتی از انرژی گرمایی بدست آمده از سوخت به هدر می‌رود. شکل ۲-۱ موازنه ساده انرژی در این سیستم‌ها را نشان داده است.



شکل ۲-۱: موازنه انرژی در یک سامانه حرارتی

1- Thermal packages

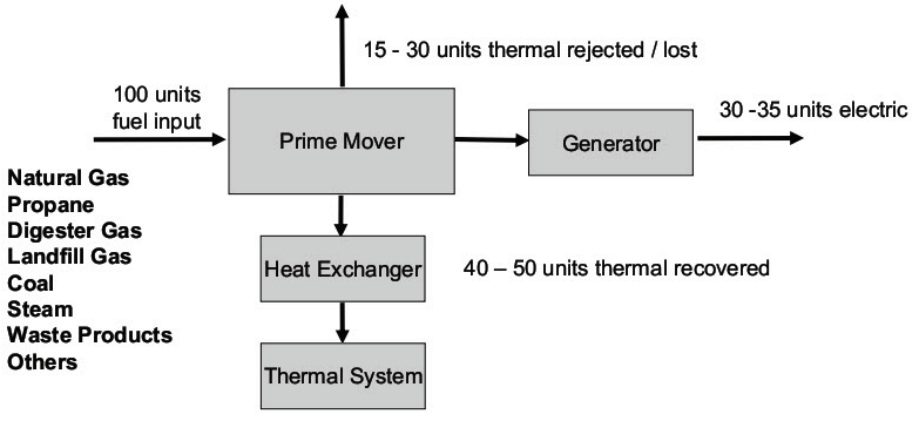
حال چنانچه در یک سیستم ترکیبی، تأمین برق از طریق شبکه و تأمین نیازهای گرمایی توسط بویلر صورت گیرد، بازدهی کلی این سیستم انرژی به نسبت میزان انرژی گرمایی مورد نیاز به انرژی الکتریکی بستگی دارد؛ همانگونه که در شکل ۳-۱ ملاحظه می‌شود بازدهی ترکیبی در محدوده ٤٠ تا ٥٥٪ می‌باشد.



شکل ۳-۱: موازنه انرژی در سیستم ترکیبی

در مقایسه با سیستم‌های انرژی سنتی فوق‌الذکر، سامانه CHP به عنوان یک مولد پراکنده، سیستمی است یکپارچه که در محل مصرف انرژی و یا نزدیک به آن نصب می‌گردد. این سامانه قابلیت تأمین حداقل بخشی از بار الکتریکی مورد نیاز را دارا بوده و ضمن بازیافت گرمای اتلافی،

آن را به منظور تأمین نیازهای گرمایی شامل تهیه آب گـرم مصـرفی، گرمـایش و سـرمایش فضـا، کاربردهای گرمایش و سرمایش فرآیندهای صنعتی و یا فرآیندهای رطوبت‌گیری مورد استفاده قرار می‌دهد. به این ترتیب سامانه CHP قادر به بهره‌برداری بیشتر از انرژی حرارتی سوخت ورودی به سیستم می‌باشد. در شکل ٤-١ موازنه ساده انرژی برای یک سامانه نـوعی CHP نشـان داده شـده است.

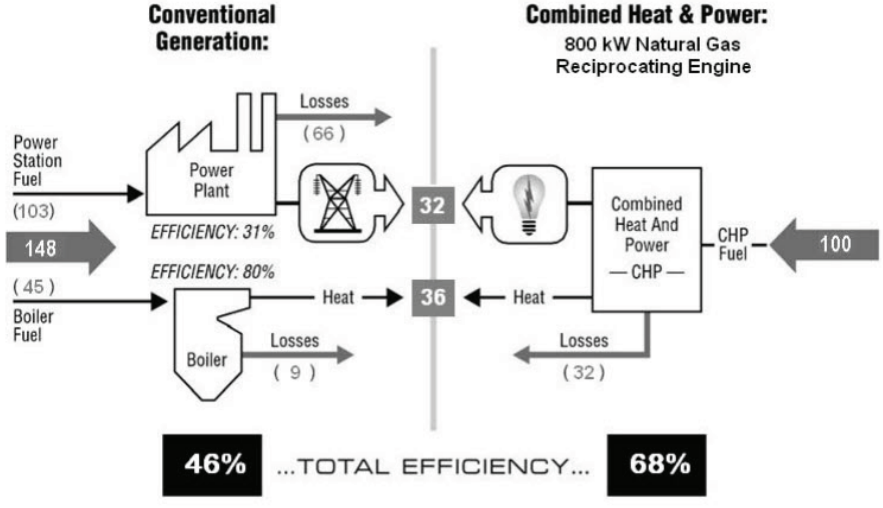


شکل ٤-١: موازنه ساده انرژی برای یک سامانه CHP

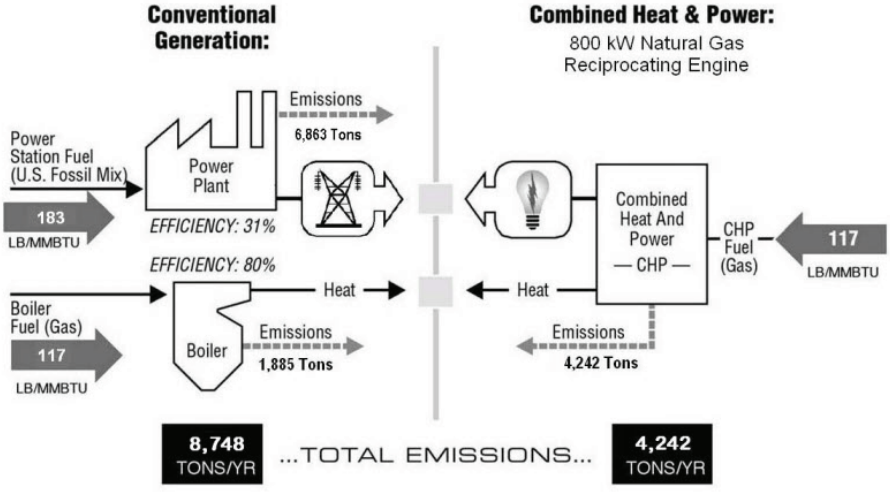
همانگونه که ملاحظه می‌گردد سامانه CHP در مقایسه با سیستم انرژی سنتی از بازدهی انرژی بیشتری برخوردار می‌باشد.

عملکرد یک سامانه CHP از نوع موتور رفت و برگشتی گازسوز با ظرفیت ٨٠٠ کیلـووات در مقایسه با سیستم انرژی سنتی متشکل از نیروگاه برق و بویلر در شکل ٥-١ نشان داده شده است.

یکی دیگر از ویژگیهای سامانه‌های CHP انتشار آلاینده‌های کمتر در محیط می‌باشد. در شکل ٦-١ میزان انتشار گاز گلخانه‌ای دی‌اکسیدکربن (CO_2) توسط سامانه CHP گازسوز فوق‌الذکر بـا سیستم سنتی مقایسه شده است.



شکل ۵-۱: مقایسه عملکرد یک نمونه CHP با سیستم انرژی سنتی



شکل ٦-۱: مقایسه میزان انتشار CO_2 توسط سامانه CHP و سیستم انرژی سنتی

۳-۱-۱ تبیین بازدهی CHP

بسیاری از منافع حاصل از بکارگیری CHP به بازدهی نسبتاً بالای این سامانه‌ها در مقایسه با سامانه‌های تولید جداگانه برق و گرما[1] (SHP) مربوط می‌گردد. لازم به یادآوری است که محاسبه بازدهی یا براساس ارزش حرارتی پایین[2] (LHV) و یا براساس ارزش حرارتی بالا[3] (HHV) صورت می‌پذیرد. HHV دربرگیرنده گرمای تقطیر بخار آب در محصولات بدست آمده از بکارگیری سوخت نیز می‌باشد. در ادامه به تبیین و مقایسه بازدهی سیستم‌های SHP و CHP می‌پردازیم.

بازدهی سامانه‌های SHP

بازدهی سامانه‌های SHP برای انرژی الکتریکی و انرژی گرمایی به صورت جداگانه تعریف می‌گردد.

بازدهی گرمایی (بویلر):

$$EFF_Q = \frac{\text{خروجی مفید گرمایی } (Q)}{\text{انرژی ورودی}} \qquad (۱-۱)$$

بازدهی تولید برق:

$$EFF_P = \frac{\text{توان الکتریکی خروجی } (P)}{\text{انرژی ورودی}} \qquad (۱-۲)$$

بازدهی کلی سامانه:

$$EFF_{SHP} = \frac{P+Q}{(P/EFF_P)+(Q/EFF_Q)} \qquad (۱-۳)$$

بازدهی سامانه‌های CHP

بازدهی کلی سامانه‌های CHP به صورت نسبت مجموع انرژیهای الکتریکی و گرمایی به سوخت مصرفی محاسبه می‌گردد.

1- Separate Heat and Power
2- Lower Heating Value
3- Higher Heating Value

بازدهی کلی سامانه CHP:

$$EFF_{CHP} = \frac{P+Q}{F} \qquad (۱-٤)$$

که در آن F بیانگر سوخت مصرفی می‌باشد. لازم به ذکر است هر چند که بازدهی کلی CHP نوعی اندازه‌گیری برای بیان نسبت مجموع انرژی الکتریکی و گرمای تولید شده به انرژی سوخت ورودی می‌باشد، لیکن باید توجه نمود که کیفیت انرژی الکتریکی و کیفیت انرژی گرمایی (مثلاً به صورت بخار) با یکدیگر متفاوت است. از این جهت در برخی از آئین‌نامه‌ها (مثل FERC[1] و PURPA[2])، نیمی از انرژی گرمایی را معادل کیفیت انرژی الکتریکی در نظر می‌گیرند. بر این اساس استاندارد بازدهی FERC به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$EFF_{FERC} = \frac{P+(Q/۲)}{F} \qquad (۱-٥)$$

یکی دیگر از تعاریفی که برای بازدهی CHP مورد استفاده قرار می‌گیرد بازدهی مؤثر الکتریکی[3] است که گاهی اوقات به آن میزان بهره‌برداری مؤثر از سوخت[4] (FUE) نیز می‌گویند و به صورت زیر تعریف می‌گردد.

$$FUE = \frac{P}{F-(Q/EFF_Q)} \qquad (۱-٦)$$

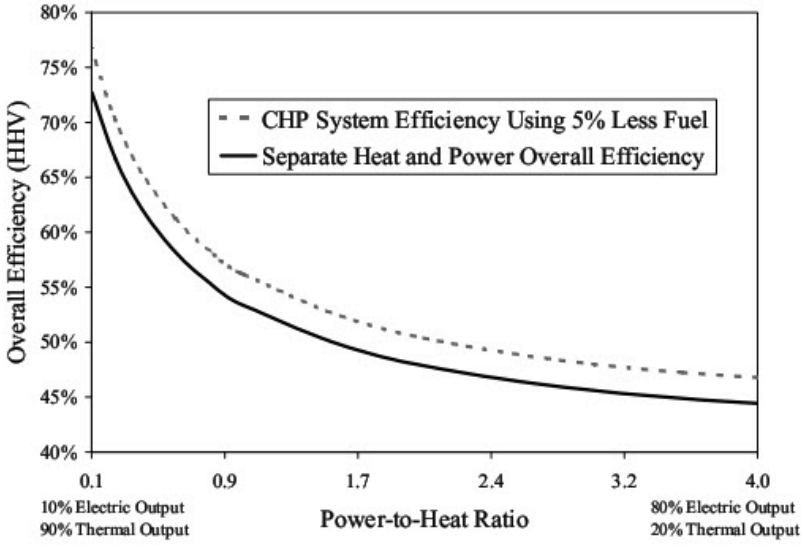
میزان سوخت قابل صرفه‌جویی در صورت استفاده از سامانه CHP به جای SHP را می‌توان از رابطه زیر محاسبه نمود.

$$S = ۱ - \frac{F}{(P/EFF_P)+(Q/EFF_Q)} \qquad (۱-۷)$$

در رابطه (۱-۷)، صورت کسر بیانگر سوخت مصرفی توسط سامانه CHP و مخرج کسر بیانگر سوخت مصرفی توسط سامانه SHP می‌باشد.

1- Federal Electricity Regulatory Council (USA)
2- Public Utilities Regulatory Polices Act of 1978
3- Efective electrical efficiency
4- Fuel Utilization Efficiency

از دیگر پارامترهای مرتبط با بازدهی CHP نسبت تولید برق به گرما[1] می‌باشد. این نسبت بیانگر سهم انرژی الکتریکی (یا مکانیکی) تولید شده به سهم انرژی گرمایی تولید شده توسط سامانه CHP می‌باشد. از آنجائیکه بازدهی تولید انرژی الکتریکی و بازدهی تولید انرژی گرمایی کاملاً متفاوت می‌باشند، بنابراین در تعیین بازدهی کلی CHP نسبت تولید برق به گرما از اهمیت خاصی برخوردار می‌باشد. در شکل ۷-۱ با فرض اینکه سامانه CHP به میزان ۵٪ سوخت کمتری نسبت به سامانه SHP مصرف می‌نماید، بازدهی کلی به صورت تابعی از نسبت برق به گرما نشان داده شده است. دراین مشخصه فرض شده است که بازدهی تولید برق برابر ٤٠٪ و بازدهی تولید گرما برابر ۸۰٪ می‌باشد.

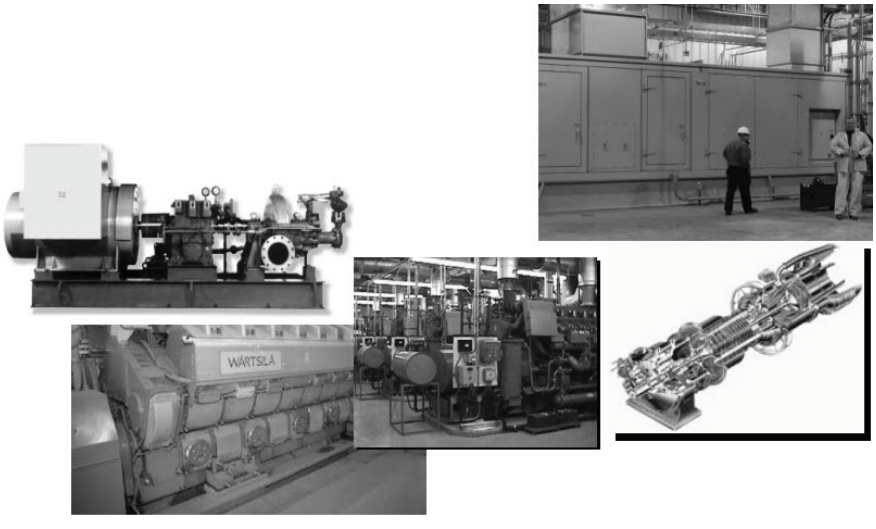


شکل ۷-۱: مشخصه بازدهی کلی به صورت تابعی از نسبت تولید برق به گرما

1- Power - to- heat ratio

٤-١-١ اجزاء اصلی سامانه CHP

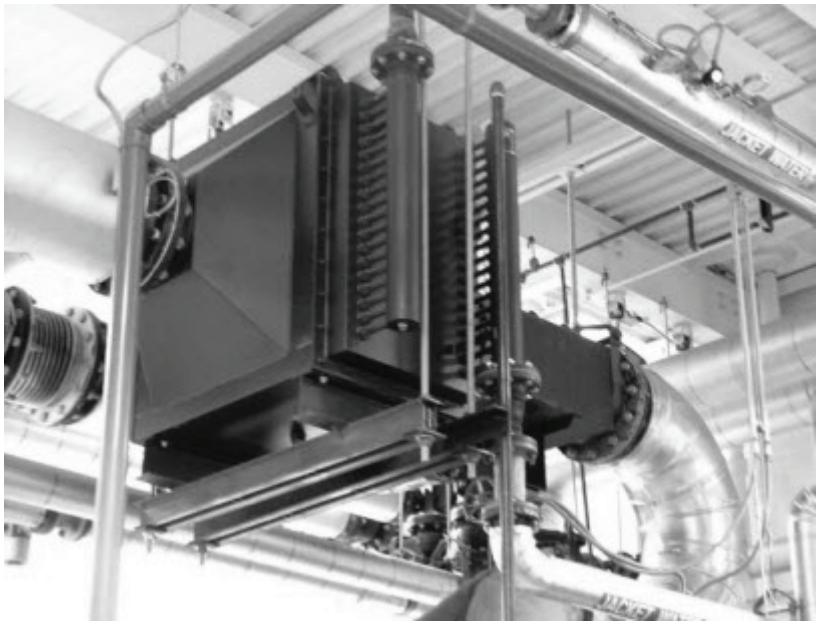
اکثر سامانه‌های CHP از سه مؤلفه اصلی شامل: محرکه اولیه، ژنراتور و تجهیزات بازیافت حرارت تشکیل یافته‌اند. برخی از سامانه‌های CHP مجهز به تجهیزات سرماسازی نیز می‌باشند. نقش اصلی محرکه اولیه، به حرکت درآوردن ژنراتور می‌باشد. رایج‌ترین محرکه‌های اولیه موتورهای رفت و برگشتی، توربین گاز، توربین بخار و میکروتوربین می‌باشند. در برخی از سامانه‌های CHP، از پیل سوختی و یا موتور استرلینگ نیز استفاده می‌گردد. لیکن محرکه‌های اخیر در مقایسه با سایر محرکه‌ها سهم کمتری از بازار CHP را به خود اختصاص داده‌اند. در شکل ۸-۱ چند نمونه از محرکه‌های اولیه نشان داده شده‌اند. انواع فنّاوری‌های محرکه‌های اولیه مورد استفاده در سامانه‌های CHP به تفصیل در فصل‌های بعدی کتاب تشریح شده‌اند.



شکل ۸-۱: چند نمونه محرکه اولیه CHP

بازیافت حرارت معمولاً توسط مبدل‌های خاص حرارتی صورت می‌گیرد. از جمله این مبدلها،

مولد بخار بازیافت حرارت[1] (HRSG) و یا مبدلهایی همانند رادیاتور موتورهای احتراقی می‌باشند. شکل ۹-۱ نمونه‌ای از یک مبدل حرارتی سامانه CHP را نشان می‌دهد.



شکل ۹-۱: نمونه یک مبدل حرارتی سامانه CHP

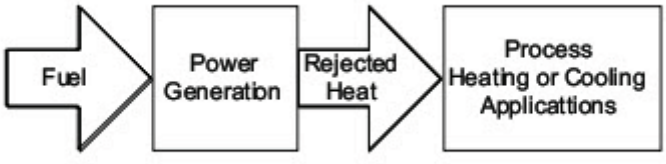
برای درک بیشتر قابلیت‌های فنّاوری تولید همزمان برق و گرما توجه به این نکته مهم که سامانه CHP براساس چندین فرآیند ترمودینامیکی متوالی جهت تبدیل گرما به کار مفید طراحی شده‌اند ضروری است.

بطور کلی، طرح‌های مختلف بازیافت گرما در سامانه‌های CHP در دو گروه اصلی تقسیم‌بندی می‌شوند که عبارتند از چرخه بالادستی[2] و چرخه پائین‌دستی[3]. اینگونه تقسیم‌بندی براساس ترتیب استفاده از انرژی سوخت می‌باشد.

1- Heat Recovery Steam Generator
2- Topping - cycle
3- Bottoming - cycle

چرخه بالادستی

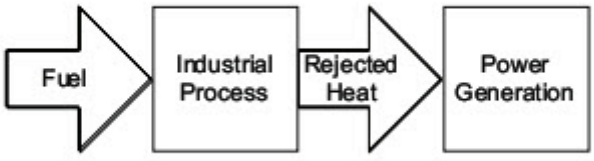
در سامانه‌های مبتنی بر چرخه بالادستی، در ابتدا انرژی گرمایی سوخت جهت تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرد. در مرحله بعد، گرمای اتلافی از محرکه اولیه جهت تأمین نیازهای گرمایشی و یا سرمایشی بازیافت می‌گردد. شکل ۱۰-۱ جریان انرژی در یک چرخه بالادستی را نشان می‌دهد. محرکه‌های اولیه مورد استفاده در اکثر سامانه‌های CHP مبتنی بر چرخه بالادستی بوده که شامل توربین‌های بخار، توربین‌های گاز، موتورهای رفت و برگشتی، میکروتوربین‌ها، پیل‌های سوختی و یا موتور استرلینگ می‌باشند.



شکل ۱۰-۱: جریان انرژی در چرخه بالادستی

چرخه پائین‌دستی

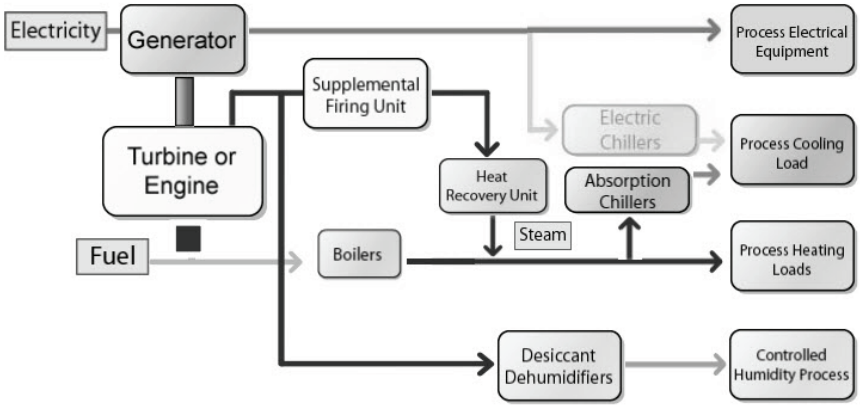
در سیستم‌های مبتنی بر چرخه پائین‌دستی، ابتدا انرژی سوخت به انرژی گرمایی با دمای بالا تبدیل شده و در فرآیندهای صنعتی مثل فرآوری شیشه، ذوب آهن و غیره بکارگرفته می‌شود و سپس گرمای تلف شده از فرآیند صنعتی بازیافت شده و توسط محرکه‌های اولیه مثل توربین بخار جهت تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرد. معمولاً چرخه‌های پائین‌دستی در صنایع فرآیندی که گرمای اتلافی با دمای بسیار بالا را دفع می‌نمایند بکار گرفته می‌شوند. به‌طور کلی، سامانه‌های CHP مبتنی بر چرخه پائین‌دستی نسبت به سامانه‌های مبتنی بر چرخه بالادستی کمتر رایج می‌باشند. شکل ۱۱-۱ جریان انرژی در چرخه پائین‌دستی را نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۱: جریان انرژی در چرخه پائین‌دستی

اگر چه چرخه‌های بالادستی و پائین‌دستی دو پیکره‌بندی اصلی فرآیند ترمودینامیکی سامانه‌های CHP را تشکیل می‌دهند، اما می‌توان این دو چرخه ترمودینامیکی را با یکدیگر تلفیق نموده و پیکره‌بندی واحدی را که معمولاً در صنعت تحت عنوان چرخه ترکیبی [1] شناخته می‌شود را ایجاد نمود. در چنین سامانه‌هایی، تولید برق توسط دو ژنراتور جداگانه صورت می‌پذیرد. یکی از ژنراتورها به عنوان بخشی از چرخه بالادستی و دیگری، مؤلفه‌ای از چرخه پائین‌دستی می‌باشد. در صورتیکه تجهیزات سرماسازی مثل چیلرهای جذبی به سامانه CHP اضافه شود، به آن سامانه تولید سه‌گانه[2] می‌گویند. در شکل ۱۲-۱ دیاگرام جریان انرژی در یک سامانه CHP تولید سه‌گانه نشان داده شده است.

1- Combined - cycle
2- Trigeneration system



شکل ۱۲-۱: جریان انرژی در سامانه CHP تولید سه‌گانه

۱-۲ مزایای CHP

استفاده از سامانه‌های CHP منافع گوناگونی را بدنبال دارد. منافع قابل حصول از CHP را می‌توان از دیدگاه ذینفعان مختلف دسته‌بندی نمود. عمده‌ترین ذینفعان سامانه‌های تولید برق و گرما عبارتند از: مالکین CHP، جامعه، شرکت‌های تولید برق و محیط‌زیست. در ادامه، منافع هریک از ذینفعان فوق‌الذکر در بکارگیری سامانه‌های CHP مورد اشاره قرار می‌گیرد.

۱-۲-۱ منافع مالکین CHP

منافع مالکین CHP در تولید همزمان انرژی الکتریکی و گرما در محل مورد استفاده را می‌توان در موارد زیر خلاصه نمود:

- بهبود بازدهی انرژی بدلیل استفاده مفیدتر از سوخت
- قیمت‌های رقابتی برق تولیدی در مقایسه با قیمت برق شبکه

- بهبود کیفیت برق
- بهبود قابلیت اطمینان برق
- پیش‌بینی دقیق‌تر هزینه‌های انرژی
- تداوم فعالیت تولیدی، تجاری، اداری و غیره
- امنیت تأمین انرژی

همانگونه که در بخش قبلی نیز اشاره گردید، یکی از مهمترین و مؤثرترین انگیزه‌های بکارگیری فنّاوری‌های CHP، بهبود بازدهی انرژی و نتیجتاً شرایط دسترسی به قیمت‌های رقابتی تولید برق می‌باشد.

۲-۲-۱ منافع جامعه

در صورت گسترش کاربرد سامانه‌های CHP، جامعه به عنوان یکی از ذینفعان اصلی این حرکت خواهد بود. در این راستا منافعی که به جامعه می‌رسد عبارتند از:

- کاهش آلاینده‌ها
- عدم نیاز پرداخت حق انشعاب برای توسعه ظرفیت شبکه برق
- کاهش هزینه‌های مربوط به کاربری اراضی (مثل هزینه حق عبور شبکه برق)
- استفاده بهینه از منابع سوخت
- کاهش مصرف آب
- اشتغال‌زایی به واسطه توسعه صنایع ساخت CHP
- پشتیبانی از بازارهای برق در محیط تجدید ساختار یافته

۳-۲-۱ منافع شرکت‌های برق

شرکت‌های برق خود یکی از حامیان توسعه فنّاوریهای CHP و مشوقین مشترکان در بهره‌برداری از این سامانه‌ها می‌باشند. منافعی که در بکارگیری واحدهای CHP متوجه شرکت‌های برق می‌شود عبارتند از:

- کاهش تلفات در شبکه‌های انتقال و توزیع برق
- کاهش تراکم در شبکه‌های انتقال برق
- کاهش و یا به تعویق انداختن نیاز به سرمایه‌گذاری جهت توسعه زیر ساختهای تولید، انتقال و توزیع
- استفاده بهینه از دارایی‌های موجود (شبکه و پست‌ها)
- آزاد سازی ظرفیت شبکه
- بهبود قابلیت اطمینان شبکه
- بهبود کیفیت برق
- بازدهی بیشتر انرژی در مقایسه با تولید متمرکز
- منافع جانبی مثل پشتیبانی از ولتاژ، پایداری و تأمین رزرو شبکه
- قابلیت راه‌اندازی خاموش[1]

با توجه به اینکه سامانه‌های CHP بعنوان واحدهای تولید پراکنده می‌توانند در قالب نیروگاههای مستقل[2] (IPP) یا مجموعه‌ای از آنها در قالب نیروگاههای مجازی[3] (VPP) سرویس‌های مختلفی ازجمله کاهش پیک، سرویس‌های جانبی و پشتیبانی اضطراری برای شبکه برق را فراهم آورند، لذا می‌توان منافع متوجه شرکت برق را با توجه به سرویس‌های فوق‌الذکر براساس جدول ۱-۱ طبقه‌بندی نمود.

1- Black start
2- Independent Power Producer
3- Virtual Power Plants

جدول ۱-۱: منافع شرکت‌های برق در به کارگیری واحدهای CHP

منافع	کاهش پیک	سرویس‌های جانبی*	پشتیبانی اضطراری
صرفه‌جویی هزینه انرژی	✓	✓	✓
صرفه جویی تلفات شبکه و هزینه تراکم	✓	✓	✓
به تعویق انداختن توسعه تولید	✓	✓	
به تعویق انداختن توسعه انتقال	✓	✓	
بهبود قابلیت اطمینان	✓	✓	✓
بهبود کیفیت توان	✓	✓	✓
منافع کاربری اراضی	✓	✓	
منافع پدافند غیرعامل	✓	✓	

* سرویس‌های جانبی شامل: تأمین رزرو، تنظیم توان، راه‌اندازی خاموش، توان رآکتیو

۱-۲-٤ منافع محیط زیست

افزایش بازدهی انرژی با بکارگیری واحدهای CHP و در نتیجه کاهش مصرف سوخت، موجب کاهش قابل ملاحظه آلاینده‌های مهم از جمله NO_x و SO_2 می‌گردد. ضمناً میزان تولید گاز گلخانه‌ای CO_2 نیز توسط این واحدها کمتر از فنّاوریهای سنتی تولید برق بصورت متمرکز می‌باشد. لذا، سرمایه‌گذاری در توسعه فنّاوریهای CHP علاوه بر جذابیت‌های اقتصادی دارای منافع زیست‌محیطی نیز می‌باشد. لازم به ذکر است که تولید آلاینده‌ها توسط فنّاوریهای تولید همزمان برق و گرما با فنّاوریهای پیشرفته نیروگاههای متمرکز همانند واحدهای چرخه ترکیبی گازسوز که میزان کمی گازهای آلاینده تولید می‌نمایند، قابل رقابت می باشد.

۱-۳ جایگاه CHP در صنعت برق تجدید ساختار یافته

به طور کلی تغییر ساختار صنعت برق[1] حداقل دو نوع اثر مهم را متوجه فنّاوریهای تولید پراکنده (شامل CHP) می‌نماید که عبارتند از:

1- Electricity restructuring

- تأثیر بر محیط تجاری فنّاوریهای CHP
- تأثیر بر قوانین حاکم بر سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از CHP

بدون تردید در محیط تجدیدساختار یافته قیمت برق متأثر از شرایط رقابتی تولید در بازار برق خواهد بود. با نفوذ هرچه بیشتر واحدهای تولید پراکنده و CHP در سطح شبکه، فضای رقابت بسیار گسترده‌تر خواهد گردید و این به نوبه خود شرایط بازار و قیمتها را رقابتی‌تر خواهد نمود.

ذکر این نکته ضروریست که در اغلب کاربردهای فعلی، واحدهای تولید پراکنده اعم از DG و یا CHP صرفاً به منظور تأمین نیازهای محلی در یک واحد صنعتی، تجاری وغیره نصب شده‌اند. لیکن با گسترش بازارهای برق بویژه در حوزهٔ خرده‌فروشی[1] برق و حتی سایر صور انرژی (مثل انرژی گرمایی شامل بخار، آب گرم، سرما)، پیش‌بینی می‌شود واحدهای CHP علاوه بر تأمین نیاز محلی و در تعامل تجاری با شرکت‌های برق و خرده‌فروشان انرژی، تولید برق مازاد نیاز خود را به شبکه محلی ترزیق نمایند. البته این فرآیند می‌بایست در چارچوب قوانین و استانداردهای خاص خود صورت پذیرد. در این راستا، توسعه قوانین و نیز پیشنهاد بسته‌های حمایتی و تشویقی از طرف قانون‌گذاران و سازمان‌های حاکمیتی می‌تواند در روند توسعه و نفوذ این فنّاوری‌ها در سطح گسترده تأثیر بسزایی داشته باشد.

در مجموع می‌توان این انتظار را داشت که تجدید ساختار صنعت برق، زمینه‌ساز توسعه فنّاوریهای تولید همزمان برق و گرما بوده و بر رونق تجاری این سامانه‌ها خواهد افزود. با گسترش نفوذ سامانه‌های CHP، علاوه بر متأثر نمودن شرایط اقتصادی بازار برق، فرصت‌های دیگری از جمله تأمین رزرو پشتیبان شبکه، امکان بهره‌برداری به صورت خرد شبکه‌ها[2]، تأثیر بر میزان پرشدگی خطوط شبکه[3]، کاهش تلفات شبکه، کاهش هزینه‌های انتقال برق و افزایش قابلیت اطمینان شبکه را نیز بدنبال خواهد داشت.

1- Retail market
2- Micro grids
3- Network congestion

مراجع

1- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Application",* The Fairmont Press, Inc., 2003.

2- J. Cuttia, *"The Fundamentals of Combined Heat and Power (CHP), Modules 1&2"*, Midwest CHP Application Center, November 2009.

3- *"Combined Heat and Power, Effective Energy Solutions for a Sustainable Future"*, Oak Ridge National Laboratory, December 2008.

4- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power"*, Energy Solution Center, DOE, January 2004.

5- C.B. Oland, *"Guide to Combined Heat and Power Systems for Boiler Owners and Operators"*, Oak Ridge National Laboratory, July 2004.

6- *"Catalog of CHP Technologies"*, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), December 2008.

7- R. Hack, *"Combined Heat and Power Applications: Overview of Principles and Premium Power"*, Pacific CHP Application Center, August 2009.

8- *"Benefits of Recycled Energy"*, DOE, Northwest Clean Energy Application Center.
http://www.chpcenternw.org/AboutCleanEnergy/BenefitsBarriers.aspx

9- *"Efficiency Benefits"*, CHP Basic Information, EPA,
http://www.epa.gov/chp/basic/efficiency.html.

10- *"Economic Benefits"*, CHP Basic Information EPA,

http://www.epa.gov/chp/basic/economies.html.

11- *"Environmental Benefits"*, CHP Basic Information, EPA, http://www.epa.gov/chp/basic/environmental.html

12- *"Reliability Benefits"*, CHP Basic Information, EPA, http://www.epa.gov/chp/basic/reliability.html.

13- S.W. Hadley, T.K. Stovall and J.W. Van Dyke, *"Customer-Owned Utilities and Distributed Energy: Potentials and Benefits"*, Oak Ridge National Laboratory, February 2006.

14- *"The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate. Related Issues That May Imped Its Expansion"*, DOE, June 2007.

15- W.P. Poore, T.K. Stovall, B.J. Kirby, D.T. Rizy, J.D. Kueck and J.P. Stovall, *"Connecting Distributed Energy Resources to the Grid: Their Benefits to the DER Owners/Customer, The Utility, and Society"*, Oak Ridge National Laboratory, March 2002.

16- S. Dunn, *"Micropower: The Next Electrical Era"*, Worldwatch Institute, July 2000.

17- R. Gordon, J. Nimmons and M. Spurr, *"Combined Heat & Power, Legal, Institutional, Regulatory"*, Washington State University, March 2001.

18- *"Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets",* International Energy Agency (IEA), 2002.

۲

موتورهای رفت و برگشتی

موتورهای رفت و برگشتی[1] رایج‌ترین موتورهای احتراق داخلی[2] می‌باشند که در آنها انرژی شیمیایی سوخت در داخل محفظه سیلندر پس از احتراق به انرژی مکانیکی و انرژی گرمایی تبدیل می‌گردد.

این‌گونه موتورها برای کاربردهای مختلفی از جمله خودروهای سبک، کامیون‌ها، ماشین‌آلات ساختمانی، تجهیزات معدن، ماشین‌آلات کشاورزی، کشتی‌ها، ناوگان‌های ریلی و نیز گسترهٔ متنوعی از تولید برق به صورت برق اضطراری، تأمین اوج‌بار[3]، بارمیانی[4]، و یا بار پایه[5] مورد استفاده قرار می‌گیرند. در حال حاضر موتورهای رفت و برگشتی با ظرفیت‌هایی در محدوده چندین اسب‌بخار (چندین کیلووات) تا ۹۰.۰۰۰ اسب‌بخار (۶۷.۰۰۰ کیلووات) در دسترس می‌باشند. لیکن ظرفیت‌های رایج برای تولید همزمان برق و گرما معمولاً تا بیش از ۵ مگاوات می‌باشد.

موتورهای رفت و برگشتی مخصوص کارسنگین[6] مورد استفاده برای تولید همزمان برق و گرما

1- Reciprocating engines
2- Internal combustion
3- Peak- load
4- Intermediate- load
5- Base- load
6- Heavy- duty

بازدهی[1] بسیار خوبی داشته و از قابلیت اطمینان[2] بالایی برخوردار هستند. این گونه موتورها در میان سایر محرکه‌های اولیه[3] با ظرفیت‌های مشابه در شرایط بهره‌برداری بار کامل[4] و یا بارجزئی[5] دارای بیشترین بازدهی حرارتی می‌باشند.

۱-۲ تشریح فنّاوری

۱-۱-۲ اصول فرآیند کار موتور

به‌طور کلی موتورهای رفت و برگشتی بر دو نوع اصلی دسته‌بندی می‌شوند: موتورهای جرقه‌ای[6] (SI) و موتورهای تراکمی[7] (CI). موتورهای جرقه‌ای که برای تولید برق به کار می‌روند ترجیحاً از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده می‌کنند. لیکن با تنظیم موتور، سایر سوخت‌ها مثل گازوئیل، پروپان و حتی گازهای مخصوص مثل بیوگاز[8] حاصل از دفن زباله[9]، گاز فِلر[10] پالایشگاه و گازگوارنده[11] نیز قابل استفاده می‌باشند. موتورهای تراکمی که اغلب تحت عنوان موتورهای دیزل نامیده می‌شوند با سوخت دیزل (گازوئیل) و یا نفت سنگین کار می‌کنند. اینگونه موتورها را می‌توان با پیکره‌بندی دوگانه سوز با سوخت اولیه گاز و مقدار کمی گازوئیل جهت احتراق مورد بهره‌برداری قرار داد.

به طور تاریخی موتورهای دیزل رایج‌ترین نوع موتورهای رفت و برگشتی برای تولید برق در ظرفیت‌های کوچک و بزرگ بوده‌اند. لیکن امروزه در بسیاری از کشورهای صنعتی، به دلیل

1- Efficiency
2- Reliability
3- Prime movers
4- Full-load
5- Part-load
6- Spark ignition
7- Compression ignition
8- Biogas
9- Land fill
10- Flare
11- Digester gas

ملاحظات زیست‌محیطی استفاده از موتورهای دیزل به کاربردهای اضطراری و ظرفیت‌های کوچک محدود شده است و به جای آن موتورهای جرقه‌ای با سوخت گاز طبیعی مورد توجه قرار گرفته‌اند.

نسل موجود موتورهای رفت و برگشتی با سوخت گاز طبیعی دارای مزایایی چون هزینه اولیه نسبتاً کم، راه‌اندازی سریع، قابلیت اطمینان بالا، مشخصه بسیار خوب در دنباله‌روی بار[1] و توانایی بازیافت گرما[2] قابل توجه می‌باشد.

به منظور افزایش بازدهی کلی می‌توان از گازهای داغ خروجی و سامانه خنک‌کننده موتور جهت تولید آب گرم و یا بخار اشباع استفاده نمود. معمولاً بازدهی کلی انرژی الکتریکی و انرژی گرمایی مفید سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما در محدوده ٦٥ تا ٨٠ درصد در حالت استفاده از سوخت گاز طبیعی می‌باشد.

به دلیل ملاحظات اقتصادی و اعمال مقررات زیست محیطی، ، فنّاوری‌های موتورهای رفت و برگشتی در سه دهه اخیر بهبود قابل ملاحظه‌ای یافته است. امروزه در اغلب کشورهای جهان، سازندگان و مراکز تحقیقاتی همواره در جهت دستیابی به فنّاوری‌های پیشرفته موتورهای رفت و برگشتی مجدانه فعالیت می‌نمایند.

موتورهای رفت و برگشتی احتراق داخلی مورد استفاده برای واحدهای ساکن تولید برق[3] از نقطه‌نظر فرآیند کار در دو گروه اصلی تقسیم‌بندی می‌شوند:

الف: موتورهای جرقه‌ای که براساس چرخهٔ *اوتو*[4] کار می‌کنند.این‌گونه موتورها معمولاً از سوخت گازی و یا سوخت‌های مایع با قابلیت تبخیر سریع مثل گاز طبیعی، بنزین، پروپان، انواع بیوگاز و یا گاز مصنوعی استفاده می‌نمایند.

ب: موتورهای تراکمی که براساس چرخهٔ *دیزل*[5] کار می‌کنند. این موتورها از سوخت‌های مایع

1- Load- following
2- Heat recovery potential
3- Stationary power generation units
4- Otto cycle
5- Diesel cycle

استفاده نموده و بر اثر حرارت حاصل شده از تراکم، حالت خود احتراقی[1] در آنها رخ می‌دهد.

اجزاء اصلی مکانیکی موتورهای چرخهٔ اوتو و چرخهٔ دیزل مشابه بوده و در هر دو آنها یک پیستون در طول محفظه سیلندر حرکت رفت و برگشتی انجام می‌دهد. حرکت خطی این پیستون به همراه پیستون‌های دیگر از طریق یک میل‌لنگ[2] به حرکت چرخشی تبدیل می‌گردد.

سایر مشخصه‌هایی که موتورهای رفت و برگشتی براساس آنها طبقه‌بندی می‌شوند عبارتند از: سرعت میل‌لنگ (تعداد دور در دقیقه)، تعداد مراحل احتراق (دوزمانه[3] و یا چهارزمانه[4])، وجود و یا عدم وجود توربو شارژر[5] و نوع کاربرد.

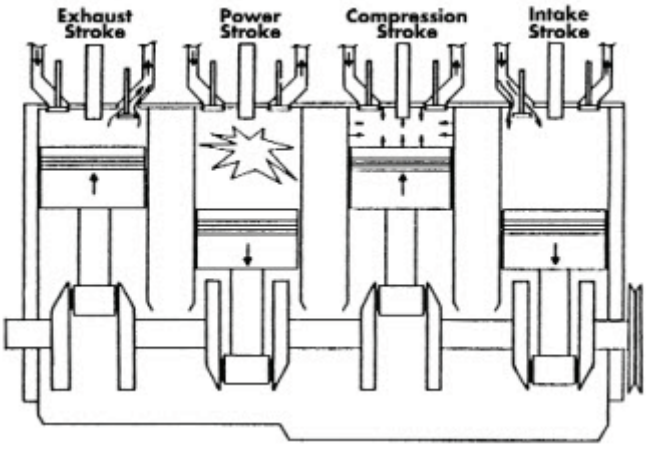
اکثر موتورهایی که برای تولید برق به کار می‌روند از نوع چهارزمانه می‌باشند. در این چرخه، توان تولیدی از طریق یک فرآیند احتراق چهار مرحله‌ای بدست می‌آید. این مراحل عبارتند از: مکش[6]، تراکم[7]، تولید توان[8] و خروج گاز[9]. شکل ۱-۲ نشان دهنده موقعیت پیستون در داخل سیلندر در پایان هر یک از مراحل چهارگانه فرآیند احتراق می‌باشد. چگونگی عملکرد این فرآیند (از سمت چپ به راست شکل ۱-۲) به شرح زیر می‌باشد:

۱- مرحلهٔ مکش: دراین مرحله هوا (در نوع تراکمی چرخه دیزل) و یا مخلوط هوا و سوخت (در نوع جرقه‌ای چرخه اوتو) به داخل محفظه سیلندر مکیده می‌شود.

۲- مرحلهٔ تراکم: در این مرحله هوا و یا مخلوط هوا و سوخت مکیده شده و در محفظه سیلندر متراکم می‌شوند. در موتورهای دیزل، سوخت در نقطهٔ پایانی و یا نزدیک به پایان مرحله تراکم به داخل محفظه سیلندر تزریق گشته و توسط دمای بالای حاصل از تراکم

1- Self ignition
2- Crankshaft
3- Two- stroke
4- Four- stroke
5- Turbocharger
6- Intake
7- Compression
8- Power
9- Exhaust

هوا در داخل سیلندر محترق می‌گردد. در موتورهای جرقه‌ای، مخلـوط هـوا و سـوخت توسط یک جرقه‌زن محترق می‌گردد.



شکل ۱-۲: نمایش چرخه چهارزمانه فرآیند احتراق در موتورهای رفت و برگشتی

۳- مرحلهٔ توان: در این مرحله گازهای حاصل از احتراق با فشار و دمای زیاد پیستون را بـه طرف پائین فشار داده و نیروی وارده موجب چرخش میل‌لنگ می‌گردد.

٤- مرحلهٔ خروج گاز: در این مرحله محصولات احتراق از طریق دریچه خروجی (سوپاپ) به بیرون از محفظه سیلندر تخلیه می‌گردند.

لازم به ذکر است که در موتورهای دوزمانه، فرآیند احتراق فقـط شـامل دو مرحلـه تـراکم و تـوان می‌باشد.

در حالت واقعی کارکرد موتورهای رفت و برگشـتی چـون سـیال کارکننـده[1] یعنـی هـوا و یـا مخلوط سوخت و هوا پس از احتراق از موتور خارج می‌گردد، بنـابراین بـه صـورت چرخـه بـاز[2]

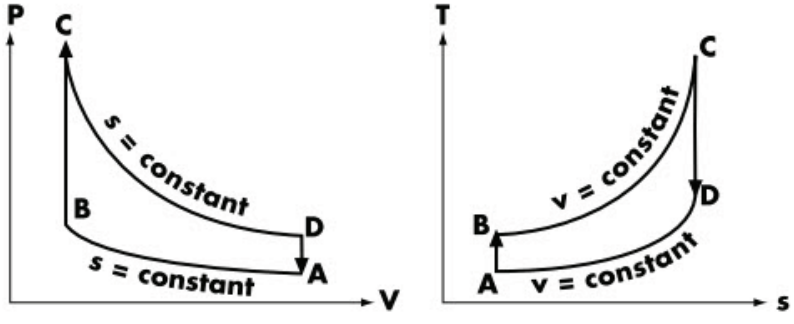
1- Working fluid
2- Open cycle

عمل می‌کنند.

لیکن برای تحلیل عملکرد موتور بهتر است از یک چرخه بسته[1] که تقریبی از چرخهٔ باز می‌باشد استفاده نمود. این‌گونه تقریب تحت عنوان چرخه استاندارد هوا[2] نامیده می‌شود. آشنایی با چرخه استاندارد هوا برای موتورهای اوتو و دیزل نقطه شروع درک اصول کارکرد موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد.

چرخهٔ اوتو

شکل ۲-۲ نشان‌دهنده چرخه استاندارد هوا و یا چرخه ایده‌آل[3] اوتو با محورهای فشار – حجم (P-V) و دما – آنتروپی (T-S) می‌باشد. چرخه ایده‌آل اوتو شامل یک تراکم آیزنتروپیک[4] (A-B) و به دنبال آن احتراق حجم ثابت (B-C)، یک انبساط آیزنتروپیک[5] که بر اثر آن کار ایجاد می‌شود (C-D) و بالاخره دفع گرمای برگشت‌پذیر حجم ثابت[6] (D-A) می‌باشد.

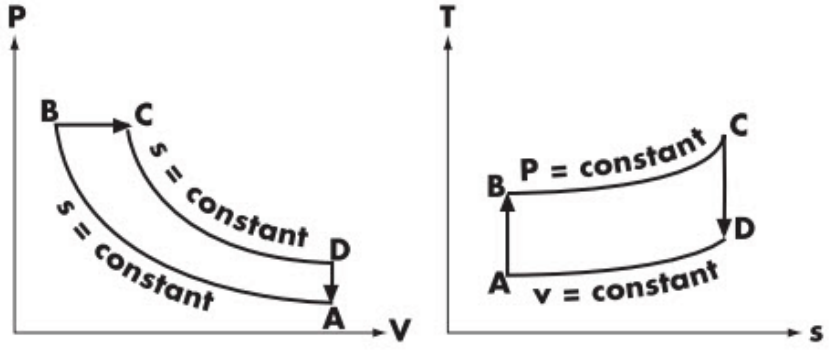


1- Closed cycle
2- Air standard cycle
3- Ideal cycle
4- Isentropic compression
5- Isentropic expansion
6- Reversible constant –volume rejection of heat

شکل ۲-۲: چرخه ایده‌آل اوتو

چرخهٔ دیزل

شکل ۳-۲ چرخه هوای استاندارد دیزل را با محورهای P-V و T-S نشان می‌دهد. این چرخه تحت عنوان چرخه احتراق تراکمی[1] نیز نامیده می‌شود. همانگونه که در شکل ۳-۲ دیده می‌شود، چرخه ایده‌آل دیزل، تشکیل یافته از یک تراکم آیزنتروپیک هوا پس از ورود به سیلندر (A-B) و پس از آن ترزیق سوخت و احتراق در شرایط فشار ثابت (B-C)، سپس انبساط آیزنتروپیک که در نتیجه آن کار تولید می‌گردد (C-D) و نهایتاً دفع گرما در شرایط برگشت‌پذیر حجم ثابت (D-A) می‌باشد.



شکل ۳-۲: چرخه هوای استاندارد دیزل

۲-۱-۲ انواع موتورهای رفت و برگشتی

همانگونه که پیشتر گفته شد موتورهای رفت و برگشتی در دو گروه اصلی موتورهای اوتو و

1- Compression ignition cycle

موتورهای دیزل دسته‌بندی می‌شوند. دراین قسمت دسته‌بندی موتورهای فوق‌الذکر از دیدگاه نوع سوخت مصرفی مورد بررسی قرار می‌گیرند.

موتورهای رفت و برگشتی جرقه‌ای با سوخت گاز طبیعی

در این موتورها که براساس چرخه اوتو کار می‌کنند برای احتراق مخلوط فشرده شده هوا و سوخت در داخل سیلندر از شمع[1] که جرقه‌ای با شدت زیاد[2] برقرار می‌نماید استفاده می‌گردد. گاز طبیعی رایج‌ترین نوع سوخت برای اینگونه موتورها که اغلب برای تولید برق و یا تولید همزمان برق و گرما (CHP) مورد استفاده قرار می‌گیرند محسوب می‌گردد. با بکارگیری سامانه سوخت[3] مناسب، تنظیم موتور[4] و نیز انتخاب نسبت مناسب تراکم هوا می‌توان از سایر انواع سوخت‌های گازی و یا سوخت‌های مایع فرار[5] از جمله گاز حاصل از دفن زباله، پروپان و بنزین نیز استفاده نمود. امروزه موتورهای رفت و برگشتی با سوخت گاز طبیعی رایج در بازار اصولاً به صورت چهار زمانه بوده و با ظرفیت‌هایی تا ۵ مگاوات در دسترس می‌باشند.

با توجه به ظرفیت موتور، اشتعال گاز طبیعی از طریق یکی از دو روش زیر صورت می‌پذیرد:

الف: روش محفظه‌باز[6] که در آن نوک شمع[7] درون محفظه احتراق سیلندر قرار داشته و مستقیماً مخلوط فشرده شده سوخت و هوا را محترق می‌نماید. این روش برای هرگونه موتوری که نسبت هوا به سوخت در آن نزدیک به نسبت استوکیومتریک[8] است نسبت استوکیومتریک ترکیب مناسب سوخت و هوا برای احتراق کامل می‌باشد بگونه‌ای که پس از احتراق هیچگونه هوا و یا سوخت مصرف نشده باقی نمانده باشد. و یا مخلوط‌های رقیق‌تر هوا به سوخت است قابل

1- Spark plug
2- High intensity spark
3- Fuel system
4- Engine tuning
5- Volatile liquid fuels
6- Open chamber
7- Plug tip
8- Stoichiometric ratio

کاربرد می‌باشد.

ب: روش محفظه پیش احتراق[1] که در آن شمع درون یک محفظه کوچک که در بالای سیلندر قرار گرفته عمل می‌کند. این محفظه توسط مخلوط غنی شده سوخت[2] و هوا پر شده و پس از اشتعال توسط شمع به صورت یک شعله با انرژی زیاد به درون محفظه اصلی احتراق در سیلندر پرتاب می‌گردد. این روش برای اشتعال سوخت در موتورهایی که از مخلوط‌های رقیق‌تر هوا و سوخت[3] استفاده می‌کنند کاربرد دارد.

درمرحلهٔ مکش، تنفس موتور[4] به دو گونه تنفس طبیعی[5] و یا تنفس تحت فشار[6] صورت می‌پذیرد. در حالت تنفس طبیعی، هوا و یا مخلوط سوخت و هوا تحت فشار محیط به داخل سیلندر مکیده می‌شود. در این نوع موتور، سوخت گاز و یا مایع با فشار کم وارد سیلندر می‌گردد. امّا در موتورهای با تنفس تحت فشار، هوا و یا مخلوط سوخت و هوا ابتدا توسط یک کمپرسور تحت فشار قرار گرفته و سپس به محفظه سیلندر تزریق می‌گردد. چنانچه این کمپرسور توسط یک محور خروجی از موتور و یا محرکه دیگر گردانده شود به آن سوپرشارژر[7] و در صورتیکه کمپرسور توسط توربینی که با گازهای احتراق کار می‌کند گردانده شود به آن توربوشارژر می‌گویند. برخی از موتورها مجهز به هر دو سیستم سوپرشارژر و توربوشارژر می‌باشند. از آنجائیکه متراکم نمودن هوا و یا مخلوط سوخت و هوا موجب افزایش دما می‌شود به منظور افزایش چگالی آن از یک خنک‌کننده[8] استفاده می‌گردد.

تنفس تحت فشار موجب افزایش مقدار اکسیژن مورد نیاز برای احتراق شده و در نتیجه قدرت خروجی موتور را افزایش می‌دهد. بنابراین موتوری که مجهز به سوپرشارژر و یا توربوشارژر

1- Precombustion chamber
2- Rich fuel-air mixture
3- Lean fuel-air mixture
4- Engine aspiration
5- Natural aspiration
6- Charged aspiration
7- Supercharger
8- Intercooler

می‌باشد، نسبت به موتوری مشابه که فاقد این تجهیزات می‌باشد از قدرت بیشتری برخوردار است. این‌گونه افزایش چگالی توان موتور، موجب کاهش میزان سرمایه‌گذاری به ازای هر اسب‌بخار (کیلووات) می‌گردد. همچنین این امر افزایش بازدهی حجمی[1] موتور را نیز به دنبال دارد.

با استفاده از فنّاوری جرقه‌زنی پر انرژی در موتورهای گازسوز، ترکیب‌های رقیق هوا و سوخت قابل اشتعال بوده و موجب کاهش دمای درون سیلندر گشته و این خود کاهش تولید آلاینده‌های اکسید نیتروژن، NO_x، را به دنبال دارد.

معمولاً بازدهی موتورهای گازسوز جرقه‌ای به دلیل کمتر بودن نسبت تراکم از موتورهای دیزل کمتر می‌باشد. اما موتورهایی که ظرفیت آنها زیاد بوده و با ترکیب‌های رقیق سوخت و هوا کار می‌کنند از نظر بازدهی با موتورهای دیزل هم ظرفیت یکسان می‌باشند.

بسیاری از موتورهای رفت و برگشتی جرقه‌ای گاز طبیعی سوز از موتورهای دیزل اقتباس شده‌اند و اجزاء مشابهی دارند. موتورهای جرقه‌ای اقتباس شده از موتورهای دیزل دارای قدرت خروجی معادل ٦٠ تا ٨٠ درصد موتور دیزل اولیه را دارا می‌باشند. معمولاً سازندگان اینگونه موتورها با طویل‌تر نمودن سیلندر به میزان ۵ تا ۱۰ درصد توان خروجی را افزایش می‌دهند و به این طریق کاهش ظرفیت موتور را جبران می‌نمایند. در نتیجه، هزینه سرمایه‌گذاری برای هر کیلووات توان خروجی برای موتورهای رفت و برگشتی گازسوز نسبت به موتورهای دیزل بیشتر خواهد بود. امّا با توجه به اینکه موتورهای جرقه‌ای تحت فشار سیلندر کمتری کار کرده و نیز آلایندگی کمتری برای محیط زیست ایجاد می‌کنند معمولاً در مقایسه با موتورهای دیزل دارای طول عمر بیشتری می‌باشند.

موتورهای رفت و برگشتی نوع دیزل

1- Volumetric efficiency

این نوع موتورها که براساس چرخه دیزل کار می‌کنند پربازده‌ترین چرخه ساده تولید برق در بازار می‌باشند. میزان بازدهی با ظرفیت موتور افزایش یافته و در محدوده ۳۰٪ (HHV) برای موتورهای سرعت زیاد و ٤۲ تا ٤۸٪ (HHV) برای موتورهای سیلندر بزرگ سرعت کم می‌باشد. موتورهای دیزل سرعت زیاد (۱۰۰۰ تا ۳٦۰۰ دور در دقیقه) تا ظرفیت‌های حدود ٤ مگاوات در دسترس می‌باشند. موتورهای دیزل سرعت کم (۵۸ تا ۲۷۵ دور در دقیقه) تا ظرفیت‌های ٦۵ مگاوات تولید می‌گردند.

موتورهای دیزل با نسبت تراکمی در محدوده ۱۲:۱ تا ۱۷:۱ کار می‌کنند. تحت این شرایط تراکم، هوای داخل سیلندر به دمای لازم جهت اشتعال سوخت تزریق شده می‌رسد. کیفیت سوخت تزریق شده به طور قابل توجهی بر مشخصات بهره‌برداری موتور، بازدهی سوخت و میزان آلایندگی تأثیر می‌گذارد.

چگونگی تزریق مناسب سوخت توسط انژکتورها[1] برای اشتعال سریع، احتراق کامل و کنترل آلایندگی حائز اهمیت می‌باشد. سازندگان موتورهای دیزل با بکارگیری سیستم‌های سوخت رسانی مجهز به سامانه الکترونیکی و انژکتورهای فشار قوی همواره درصدد تنظیم هر چه دقیق‌تر نحوه سوخت‌رسانی به موتور می‌باشند.

معمولاً موتورهای دیزل سرعت زیاد از سوخت‌های با کیفیت بالا و خاصیت احتراق خوب استفاده می‌کنند. به منظور کمینه‌سازی میزان تولید دی‌اکسیدگوگرد (SO_2) سوخت‌هایی با میزان کم گوگرد ارجحیت دارند. به دلیل طولانی‌تر بودن زمان احتراق سوخت‌های سنگین، این‌گونه سوخت‌ها برای موتورهای دیزل سرعت زیاد مناسب نمی‌باشد. لیکن موتورهای سرعت متوسط و سرعت کم معمولاً می‌توانند از سوخت‌های سنگین نیز استفاده نمایند.

1- Injectors

موتورهای دوگانه سوز

موتورهای دوگانه سوز، موتورهای دیزلی می‌باشند که سوخت اصلی آنها گاز به همراه مقدار کمی گازوئیل به عنوان سوخت کمکی می‌باشد که مشتعل کننده مخلوط هوا و گاز به عنوان سوخت اصلی می‌باشد. میزان سوخت کمکی در محدوده ۱ تا ۱۵ درصد مجموع سوخت ورودی می‌باشد. موتورهای دوگانه‌سوز براساس ترکیب چرخه‌های دیزل و اوتو کار می‌کنند. با کاهش میزان سوخت کمکی، کارکرد موتور به چرخهٔ دیزل نزدیکتر می‌شود. اغلب موتورهای دوگانه سوز با تغییر سوخت ورودی می‌توانند به طور کامل به صورت چرخه دیزل کار کنند. به دلیل استفاده کمتر از سوخت گازوئیل، معمولاً میزان آلایندگی موتورهای دوگانه‌سوز کمتر از موتورهایی می‌باشند که کاملاً به صورت دیزل بهره‌برداری می‌شوند.

به طور کلی سه نوع موتور دوگانه‌سوز وجود دارد:

موتورهایی با تزریق گاز کم فشار[1] با سوخت کمکی به میزان ۵ تا ۱۰ درصد. ظرفیت این موتورها در محدوده ۸۰ تا ۹۵ درصد ظرفیت موتور در حالت دیزل می‌باشد.

موتورهایی با تزریق گاز فشار قوی[2] در محدوده ۳٦۰۰ تا ۵۱۰۰ (psi). دراین موتورها گاز فشار قوی به همراه سوخت کمکی مستقیماً به محفظه احتراق تزریق می‌گردد. میزان سوخت کمکی در این نوع موتور در محدوده ۳ تا ۸ درصد می‌باشد و آلایندگی اکسیدهای نیتروژن معمولاً در محدوده ۵ تا ۸ گرم به ازای هر کیلووات ساعت می‌باشد.

موتورهایی با محفظهٔ پیش احتراق کمکی[3] که مشابه موتورهای جرقه‌ای با محفظه پیش احتراق می‌باشد. این نوع موتورها می‌توانند از مخلوط‌های رقیق سوخت استفاده نمایند. با استفاده

1- Low pressure gas injection engines
2- High pressure gas injection engines
3- Micropilot prechamber engines

از سوخت کمکی به میزان ۱٪ کارکرد موتور تقریباً نزدیک به حالت دیزل می‌باشد و لذا از مزایای موتور دیزل مثل هزینه کمتر به ازای یک کیلووات ظرفیت برخوردار می‌باشد

دسته‌بندی موتورهای رفت و برگشتی براساس سرعت:

موتورهای رفت و برگشتی براساس سرعت به سه گروه سرعت زیاد، متوسط و کم دسته‌بندی می‌شوند. جدول ۱-۲ محدوده‌های سرعت در هر یک از گروه‌های فوق را به همراه محدوده ظرفیت آنها نمایش می‌دهد. ژنراتورهایی که محرکهٔ آنها موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد معمولاً باید با سرعت ثابت و یا سنکرون [1] چرخانده شوند به گونه‌ای که برق تولیدی دارای فرکانس ثابت ۵۰ ویا (۶۰) هرتز باشد. معمولاً ژنراتورهای ۵۰ هرتز مجهز به موتورهایی با سرعت ۱۰۰۰، ۱۵۰۰ و یا ۳۰۰۰ دور در دقیقه می‌باشند برای ژنراتورهای ۶۰ هرتز سرعت‌های متناظر عبارتند از ۱۲۰۰، ۱۸۰۰ و یا ۳۶۰۰ دور در دقیقه.

جدول ۱-۲: دسته‌بندی انواع موتورهای رفت و برگشتی براساس سرعت

گروه سرعت	سرعت موتور (دور در دقیقه)	موتور جرقه‌ای با سوخت غنی (MW)	موتور جرقه‌ای با سوخت رقیق (MW)	دوگانه سوز (MW)	دیزل (MW)
سرعت زیاد	۱۰۰۰-۳۶۰۰	۰/۰۱-۱/۵	۰/۱۵-۳	۱-۳/۵	۰/۰۱-۳/۵
سرعت متوسط	۲۷۵-۱۰۰۰	-	۱-۶	۱-۲۵	۰/۵-۳۵
سرعت کم	۵۸-۲۷۵	-	-	۲-۶۵	۲-۶۵

اصولاً توان خروجی موتور متناسب با سرعت موتور می‌باشد، از این رو موتورهای سرعت

1- Synchronous

زیاد به ازای یک واحد بعد (اندازه سیلندر) دارای بیشترین میزان خروجی (چگالی خروجی) می‌باشند. بنابراین، موتورهای سرعت زیاد دارای کمترین هزینه (ریال بر کیلووات) نسبت به سایر گروه‌های سرعت می‌باشند. البته این مزیت موتورهای سرعت زیاد باید در کنار سایر عوامل دیگر مثل بازدهی و میزان نیاز به تعمیرات ادواری در نظر گرفته شود.

موتورهای سرعت متوسط که عمدتاً در لکوموتیوها و کشتی‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند دارای هزینه بیشتر بوده اما در مقایسه با موتورهای سرعت زیاد دارای بازدهی بیشتری می‌باشند. موتورهای سرعت کم به دلیل ابعاد بسیار بزرگ، به تدریج در حال جایگزینی با موتورهای سرعت متوسط و سرعت زیاد می‌باشند.

۳-۱-۲ مشخصات طراحی

ویژگی طراحی که موجب شده است موتورهای رفت و برگشتی به عنوان رایج‌ترین محرکه اولیه برای تولید همزمان برق و گرما و نیز سایر کاربردهای تولید پراکنده محسوب گردند عبارتند از:

محدوده ظرفیت: موتورهای رفت و برگشتی در محدوده ۱۰ کیلووات تا بیش از ۵ مگاوات در دسترس می‌باشند.

گرمای خروجی: موتورهای رفت و برگشتی قابلیت تولید آب گرم و بخار فشار ضعیف را دارا می‌باشند.

راه‌اندازی سریع: قابلیت راه‌اندازی سریع موتورهای رفت و برگشتی امکان راه‌اندازی به موقع تأسیسات پس از برنامه‌های تعمیرات را فراهم می‌آورد. این موتورها در کاربردهایی مثل تأمین اوج بار و یا به عنوان تأمین برق اضطراری به سرعت می‌توانند برق مورد نیاز را تأمین نمایند.

قابلیت راه‌اندازی در شرایط قطع کامل برق[1]: در مواقعی که شبکه برق به طور کامل قطع

1- Black start

می‌گردد، موتورهای رفت و برگشتی فقط با استفاده از باطری راه‌اندازی می‌شوند.

دسترسی[1]: معمولاً قابلیت دسترسی موتورهای رفت و برگشتی بیش از ۹۵٪ می‌باشد.

بهره‌برداری در حالت بار جزئی[2]: موتورهای رفت و برگشتی با بازدهی خوبی قابلیت دنباله‌روی از بار را دارا می‌باشند.

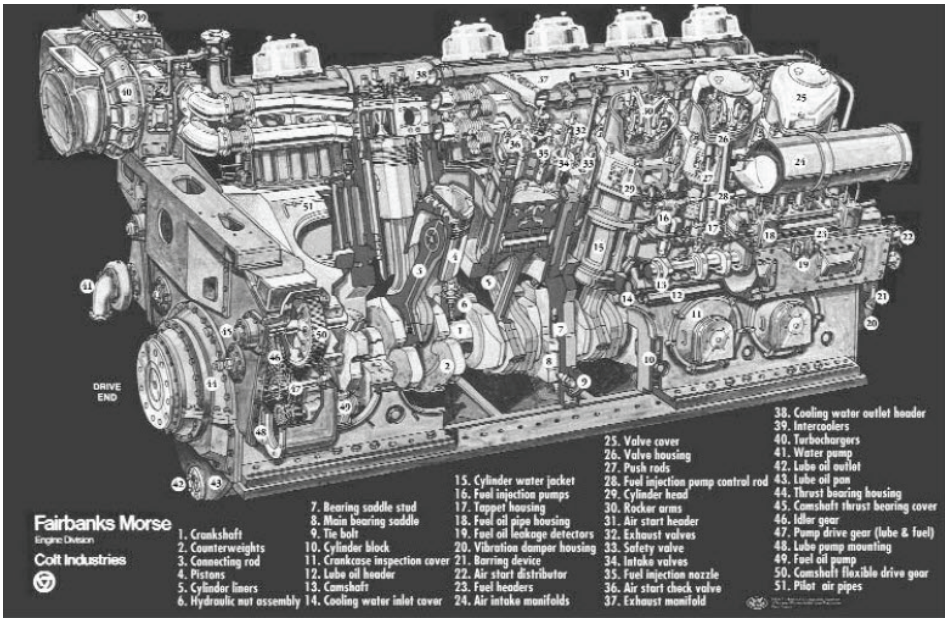
قابلیت اطمینان و طول عمر: به طور تجربی و در صورت نگهداری مناسب، موتورهای رفت وبرگشتی از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار می‌باشند.

آلایندگی: موتورهای دیزل به طور نسبی دارای میزان زیاد آلایندگی اکسیدهای نیتروژن (NO_x) و ذرات معلق می‌باشند. اما موتورهای جرقه‌ای با سوخت گاز طبیعی، مشخصات آلایندگی بهبود یافته‌تری دارند.

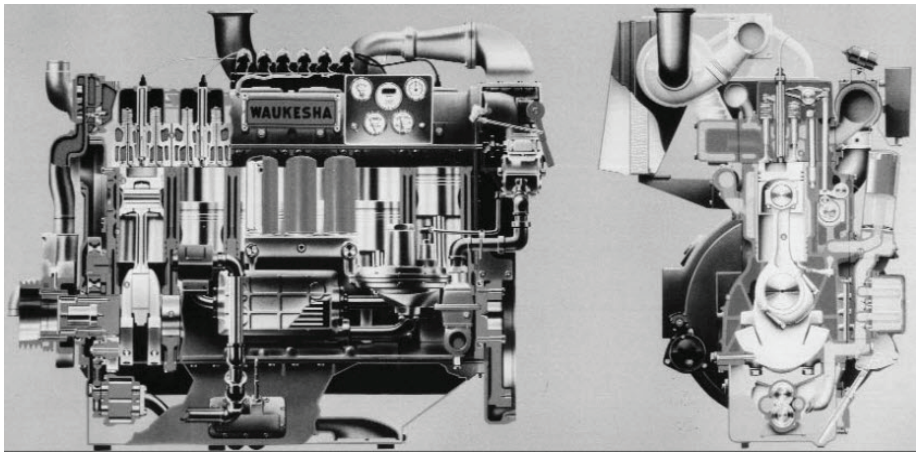
٤-١-٢ اجزاء موتورهای رفت و برگشتی

همانگونه که پیشتر ذکر گردید موتورهای رفت و برگشتی که برای تولید برق و یا تولید همزمان برق و گرما به کار می‌روند اکثراً از نوع چهار زمانه می‌باشند. با توجه به نوع فنّاوری، این موتورها دارای تجهیزات و ساختارهای مختلفی می‌باشند، لیکن بسیاری از اجزاء اصلی آنها مشترک می‌باشد. شکل‌های ٤-٢ و ٥-٢ به ترتیب اجزاء یک موتور دیزل تراکمی (CI) و مقطع یک موتور شش سیلندر جرقه‌ای (SI) را نشان می‌دهند.

1- Availability
2- Part- load operation



شکل ٤-۲: اجزاء یک موتور دیزل تراکمی



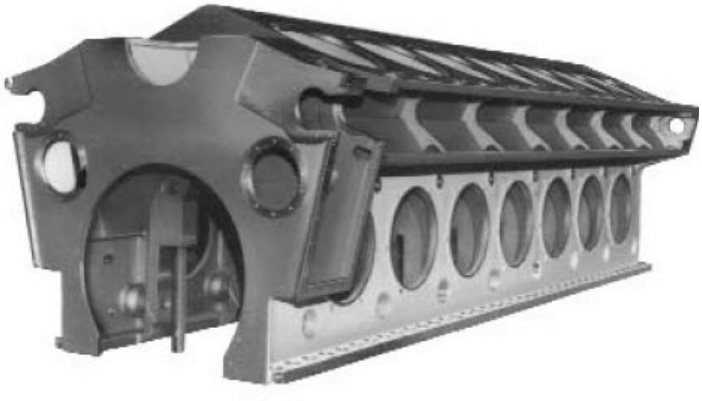
شکل ۵-۲: اجزاء یک موتور جرقه‌ای

اجزاء اصلی موتورهای رفت و برگشتی به شرح زیر می‌باشند:

بدنهٔ موتور[1]

بدنهٔ موتور شامل کلیه اجزاء ثابت موتور می‌باشد. نقش این قسمت از سازه موتور حمایت و تنظیم حرکت بخش‌های مختلف و تحمل نیروهای وارده از قسمت‌های متحرک موتور می‌باشد. همچنین، بدنهٔ موتور به عنوان یک سازه حمایتی برای نصب برخی از تجهیزات جانبی، پوشه‌ای[2] برای عبور آب خنک کننده و حوضچه‌ای برای روغن روان ساز[3] می‌باشد.

بدنهٔ موتورهای رفت و برگشتی که به صورت ساکن مورد استفاده قرار می‌گیرند معمولاً دارای سازهٔ دو قسمتی می‌باشد. قسمت تحتانی و یاقاب نگهدارنده[4] که دربرگیرندهٔ یاتاقانها[5]، قسمت پائینی پوشش میل‌لنگ[6] و حوضچه روغن روان‌ساز می‌باشد. قسمت فوقانی و یا قاب مرکزی[7] که شامل قسمت بالایی پوشش میل‌لنگ و بلوک سیلندرها می‌باشد. شکل ٦-٢ نشان دهنده قاب مرکزی یک موتور V شکل ١٤ سیلندر می‌باشد.



شکل ٦-٢: قاب مرکزی بدنهٔ موتور V شکل ١٤ سیلندر

1- Engine frame
2- Jaket
3- Lubricating oil
4- Bedplate
5- Bearings
6- Crankcase
7- Center- frame

لازم به ذکر است که موتورهای رفت و برگشتی نوع متحرک[1] دارای بدنه‌ای یکپارچه می‌باشند.

سیلندرها و پیستون‌ها

سیلندرها، محفظه‌هایی در درون موتور می‌باشند که در آن هوا و یا مخلوط سوخت و هوا متراکم گشته و پس از احتراق سوخت، نیرو تولید می‌گردد. شکل ۷-۲ محفظه یک سیلندر به همراه پوشهٔ آب خنک‌کن را نشان می‌دهد. محفظه‌های سیلندر درون سوراخ‌های بزرگ دایره‌ای شکل در قسمت فوقانی بدنه موتور قرار می‌گیرند. جهت آب‌بندی سیلندر، سرسیلندر[2] به صورت کلاهکی در قسمت فوقانی سیلندر قرار می‌گیرند.

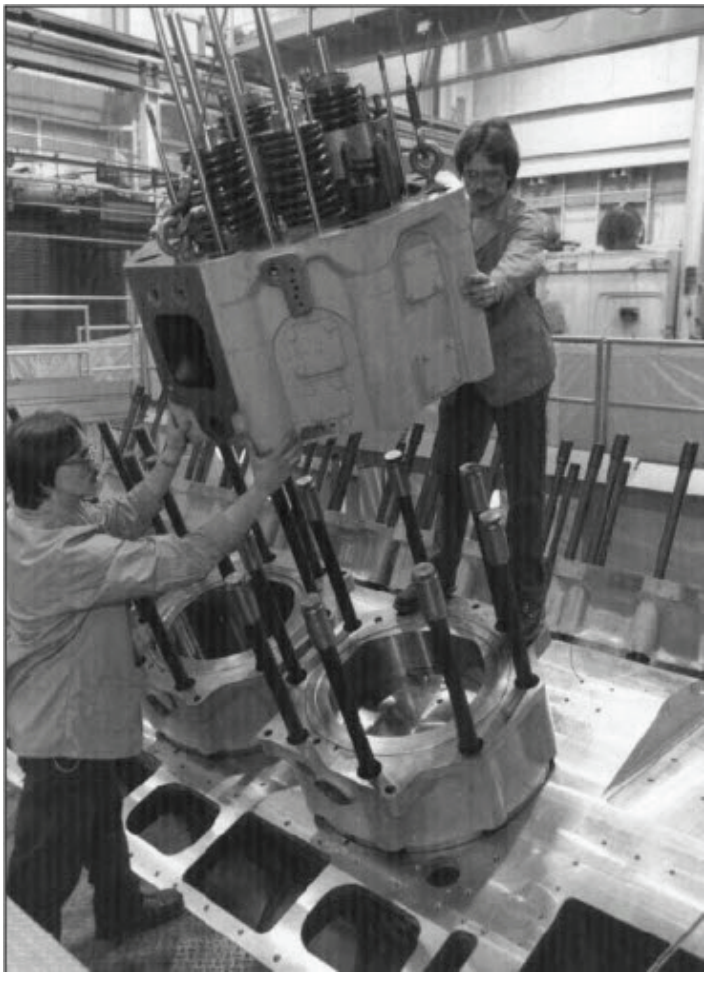
سرسیلندرها معمولاً از آهن و یا آلومینیم ریخته‌گری شده ساخته می‌شوند و جهت تحمل نیروهای وارده از گازهای احتراق باید از استحکام لازم برخوردار باشند.



شکل ۷-۲: محفظهٔ سیلندر و پوشهٔ آب خنک‌کن

1- Automotive type
2- Cylinder head

سرسیلندر موتور معمولاً دربرگیرنده، شمع جرقه‌زن (در موتورهای جرقـه‌ای)، پاشـنده سـوخت و سامانه سوپاپ‌ها[1] می‌باشد. شکل ۸-۲ چگونگی نصب سرسیلندر یک موتور بسیار بزرگ V شکل در قسمت فوقانی بدنه را نشان می‌دهد.



شکل ۸-۲: نحوهٔ نصب سرسیلندر یک موتورVشکل بسیار بزرگ

1- Valve mechanism

پیستون[1] یک مؤلفه استوانه‌ای شکل می‌باشد که درون سیلندر به بالا و پائین لغزش نموده و نقش آن آب‌بندی سیلندر، تراکم هوا و یا مخلوط سوخت و هوا و انتقال دهندهٔ نیروی حاصله از گازهای احتراق به میل‌لنگ از طریق شاتون می‌باشد. معمولاً پیستون‌ها از جنس آهن، آلومینیم، فولاد و یا آلیاژهای ریخته‌گری شده ساخته می‌شوند. جهت آب‌بندی فاصله بین پیستون و سیلندر از رینگ‌های متعددی استفاده می‌شود. شکل ۹-۲ نشان دهنده یک پیستون و اجزاء آن می‌باشد.



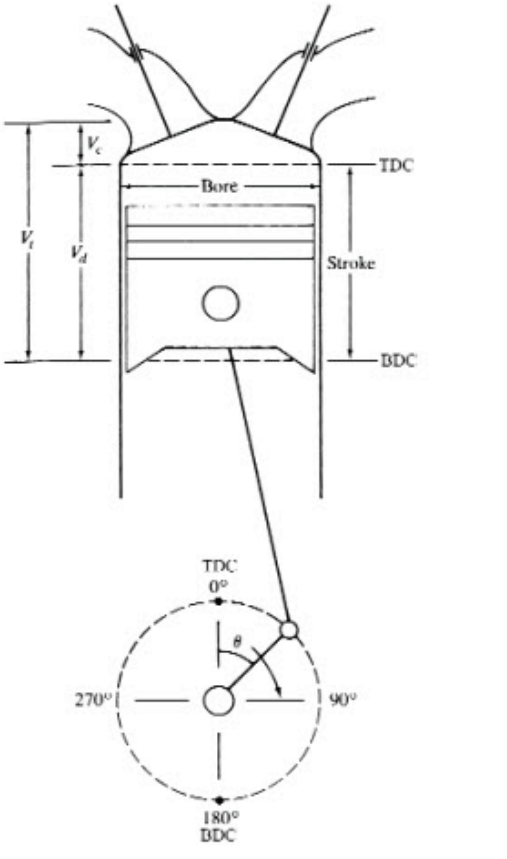
شکل ۹-۲: پیستون و اجزاء آن

حجم سیلندر[2] از حاصل ضرب طول مسیر حرکت پیستون[3] (از نقطهٔ مرگ پائین BDC تا نقطهٔ مرگ بالا TDC) و سطح مقطع سیلندر بدست می‌آید (رجوع شود به شکل ۱۰-۲). قطر سیلندر تحت عنوان کالیبر[4] نامیده می‌شود. حجم کلی موتور[1] از حاصلضرب تعداد سیلندرها در حجم یک

1- Piston
2- Cylinder displacement
3- Stroke
4- Bore

سیلندر بدست می‌آید. مثلاً حجم یک موتور ۱۶ سیلندر که جابجائی پیستون آن ۴۱۹ میلی‌متر و قطر سیلندر ۳۴۳ میلی‌متر می‌باشد به صورت زیر خواهد شد:

$$۳/۱۴\times(۱۷۱/۵)^{۲}\times۴۱۹/۵\times۱۶=۶۱۹۴۵۸\ cm^{۳}=۶۱۹\quad \text{لیتر}$$

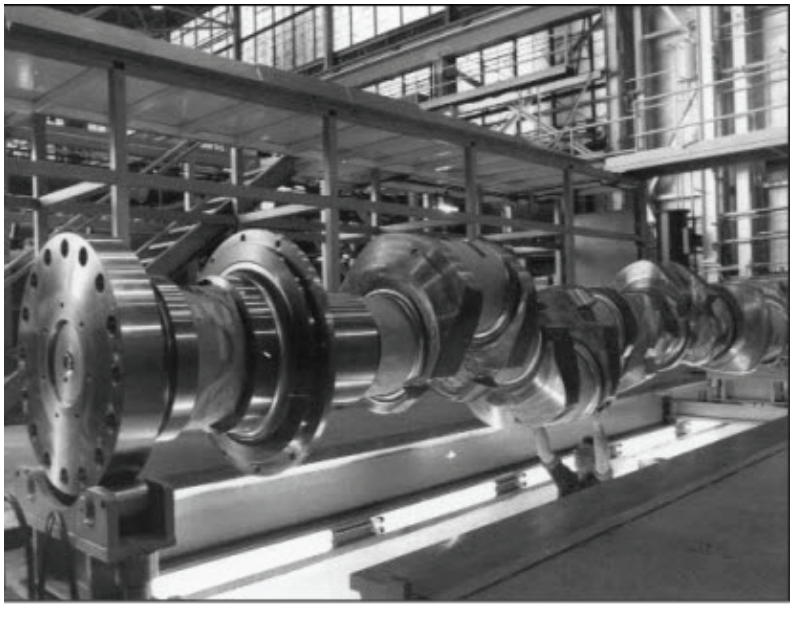


شکل ۱۰-۲: نمایش هندسه سیلندر

میل‌لنگ

1- Total engine displacement

حرکت رفت وبرگشتی پیستون از طریق شاتون به میل‌لنگ منتقل شده و به صورت حرکت چرخشی قابل استفاده تبدیل می‌گردد. در اکثر موتورها یک دیسک سنگین تحت عنوان چرخ طیار[1] به انتهای میل‌لنگ متصل شده است که موجب یکنواختی دوران آن می‌گردد. شکل ۱۱-۲ میل‌لنگ یک موتور رفت و برگشتی باظرفیت بسیار زیاد را نشان می‌دهد.



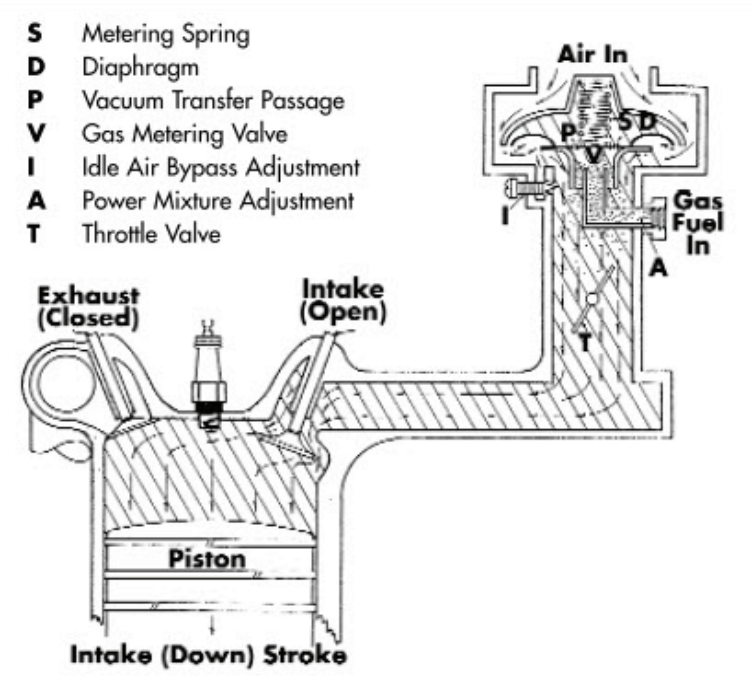
شکل ۱۱-۲: میل‌لنگ یک موتور رفت و برگشتی با ظرفیت بسیار زیاد

سامانه تنفس موتور

مجموعه سیستم مکش هوا و یا مخلوط سوخت و هوا و نیز سیستم تخلیه گازهای احتراق، سامانه تنفس موتور نام[2] دارد. مکش هوا و تخلیه گازها توسط باز و بسته شدن سوپاپها[3] که دریچه‌های

1- Flywheel
2- Engine aspiration system
3- Valve assemblies

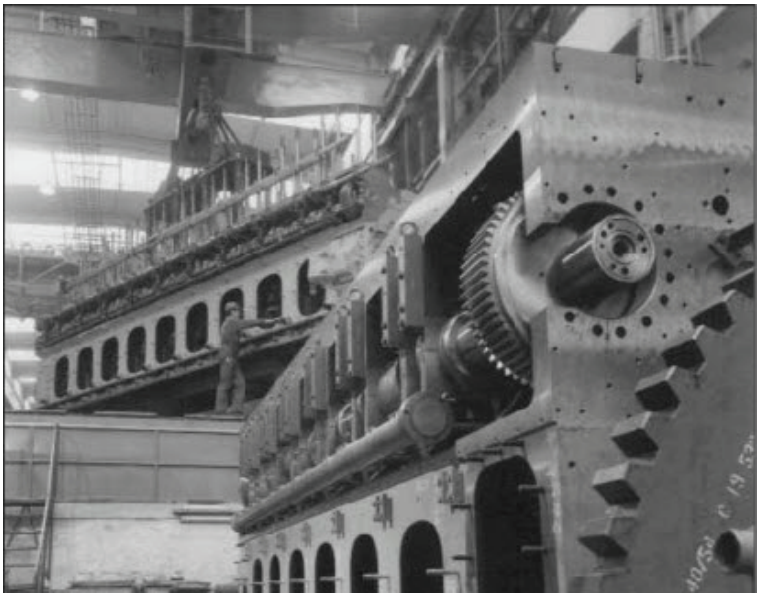
مکش هوا یا تخلیه گاز را به محفظه احتراق متصل می‌نمایند صورت می‌پذیرد. شکل ۱۲-۲ فرآیند مکش مخلوط سوخت و هوا برای یک موتور جرقه‌ای را نشان می‌دهد.



شکل ۱۲-۲: فرآیند مکش مخلوط سوخت و هوا در یک موتور جرقه‌ای

در موتورهای دیزل، یک سامانه پمپ انژکتور جهت پودرسازی وتزریق سوخت به داخل محفظه احتراق به کارمی‌رود. عمل باز و بسته شدن سوپاپها توسط میله بادامک‌ها[1] با زمانبندی دقیقی صورت می‌گیرد. میله بادامک‌ها معمولاً در بدنه موتور تعبیه گشته و توسط سامانه خاصی به حرکت درمی‌آیند. شکل ۱۳-۲ مجموعه میله بادامک‌های یک موتور ۱۲۷۰۰ کیلوواتی که توسط چرخ‌دنده حرکت می‌کند را نشان می‌دهد.

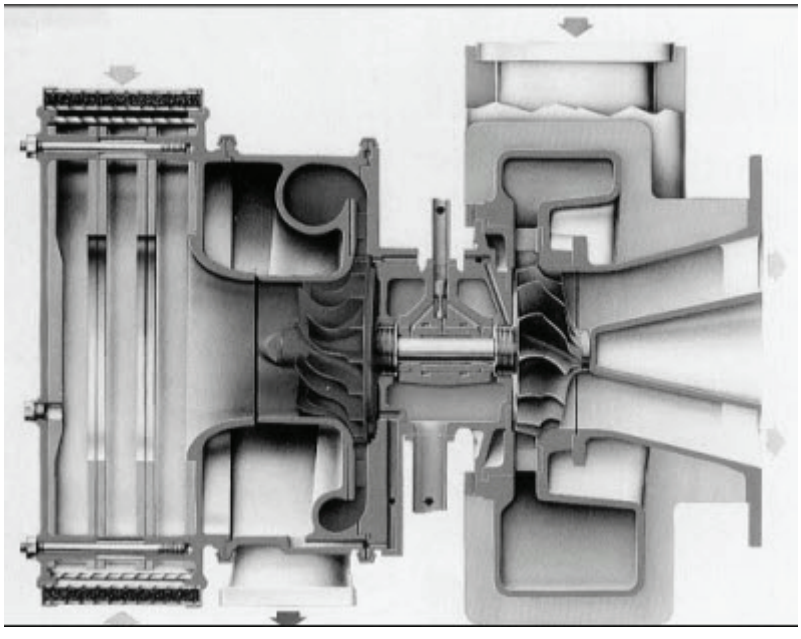
1- Camshaft



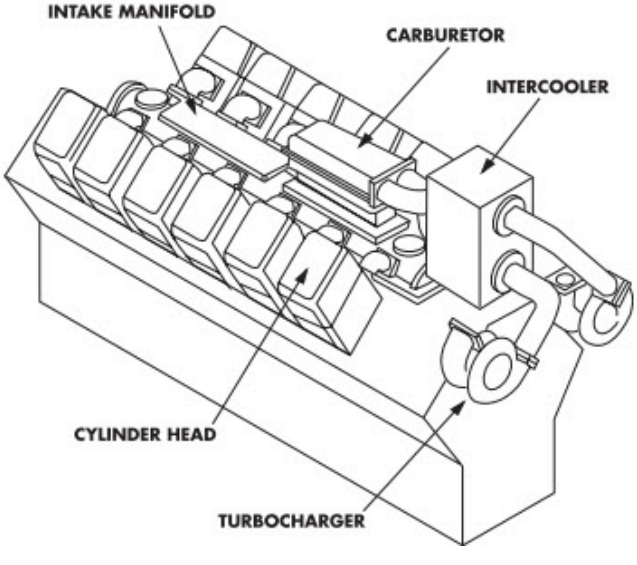
شکل ۱۳-۲: مجموعه میله بادامک‌های یک موتور ۱۲۷۰۰ کیلوواتی

سوپر شارژرها و توربوشارژرها

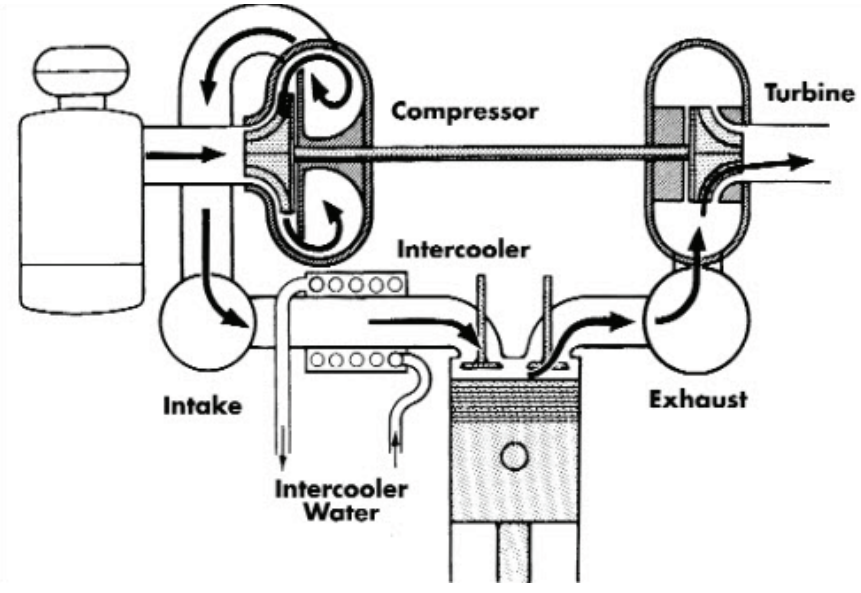
سوپر شارژرها و توربو شارژرها از اجزاء رایج مورد استفاده در موتورهای رفت و برگشتی با بازدهی بالا می‌باشند. همانگونه که پیشتر گفته شد، نقش سوپر شارژر و توربو شارژر افزایش فشار هوای ورودی به موتور و در نتیجه احتراق بیشتر سوخت و افزایش قدرت موتور می‌باشد. با به کارگیری این مؤلفه‌ها، ظرفیت موتور در محدوده ۳۵ تا ۱۰۰ درصد افزایش می‌یابد. شکل ١٤-٢ نمونه‌ای از یک توربو شارژر، شکل ۱۵-۲ موقعیت قرارگیری در روی موتور و شکل ١٦-٢ چگونگی عملکرد آن در فرآیند تنفس موتور را نشان می‌دهد.



شکل ١٤-٢: نمونه‌ای از یک توربو شارژر

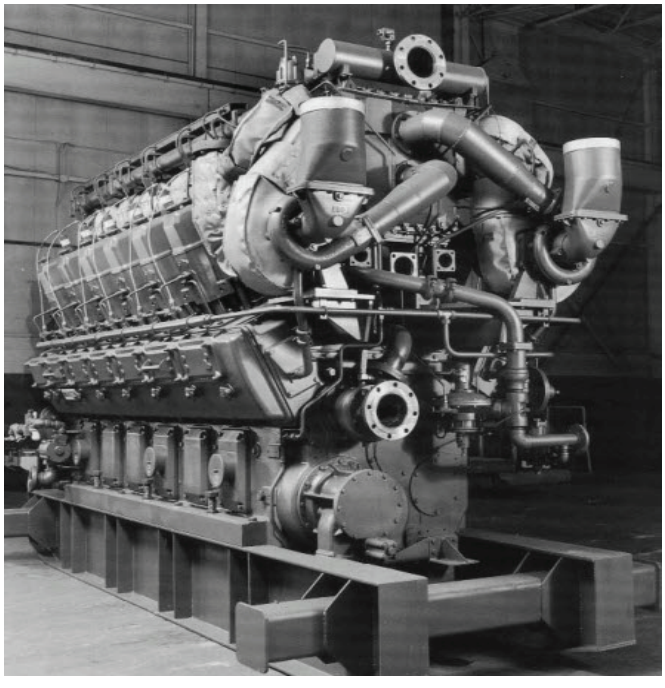


شکل ١٥-٢: موقعیت قرارگیری توربو شارژر

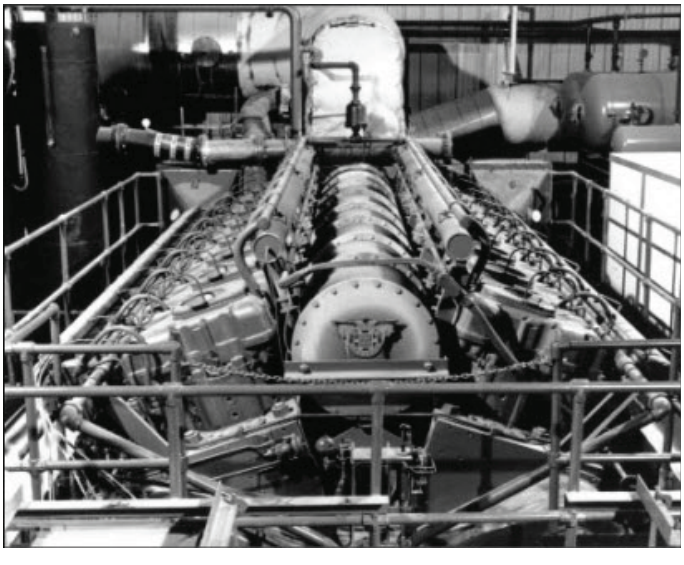


شکل ۱۶-۲: نحوه عملکرد توربو شارژر

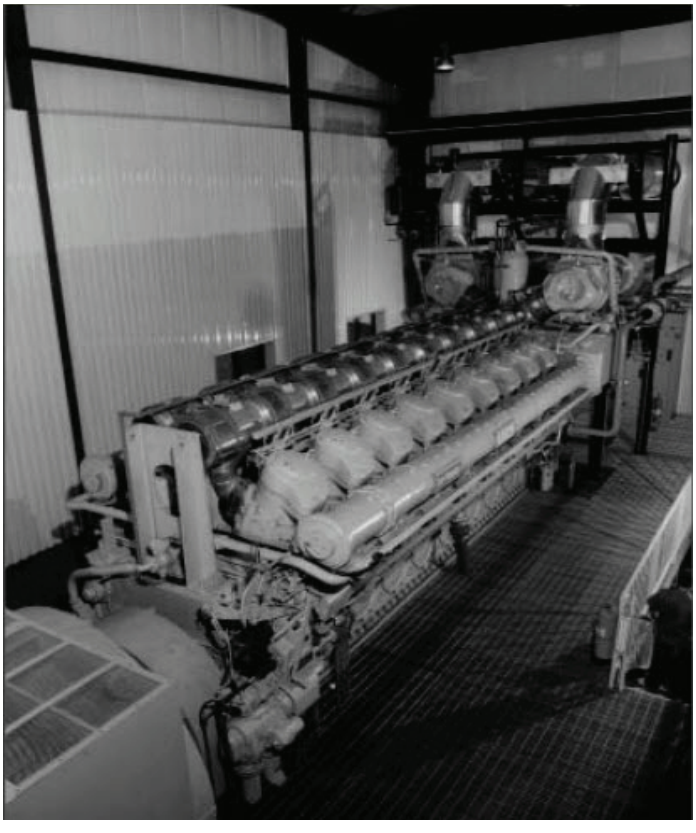
در حال حاضر انواع گوناگونی از موتورهای رفت و برگشتی برای کاربردهای مختلف تولید می‌گردد. شکل ۱۷-۲ نمونه‌ای از یک موتور ۱۲ سیلندر گازسوز مجهز به توربو شارژر با ظرفیت ۲۰۰۰ کیلووات را نشان می‌دهد. در شکل ۱۸-۲ یک واحد بسیار بزرگ گازسوز ۱۶ سیلندر با حجم موتور ۱۰۸۸ لیتر، (طول ۹ متر، ارتفاع ۴/۳ مترو وعرض ۲ متر) با ظرفیت ۵۰۰۰ کیلووات دیده می‌شود. شکل ۱۹-۲ نیز یک موتور ژنراتور دوگانه‌سوز ۱۸ سیلندر با ظرفیت ۷۸۰۰ کیلووات را نشان می‌دهد.



شکل ۱۷-۲: موتور ژنراتور ۱۲ سیلندر گازسوز با ظرفیت ۲۰۰۰ کیلووات



شکل ۱۸-۲: موتور ژنراتور گازسوز ۱۶ سیلندر با ظرفیت ۵۰۰۰ کیلووات



شکل ۱۹-۲: موتور ژنراتور دوگانه‌سوز ۱۸ سیلندر با ظرفیت ۷۸۰۰ کیلووات

۲-۲ عملکرد

عملکرد موتورهای رفت وبرگشتی به نحوه بهره‌برداری و چگونگی کاربرد آن در دو حالت فقط تولید برق و یا تولید همزمان برق و گرما بستگی دارد. در حالت اول، این سامانه به سبک‌های مختلفی از جمله اضطراری، تأمین اوج‌بار و یا اتصال به شبکه برق مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در حالت دوم، با اضافه شدن تجهیزات اضافی به سامانه پایه موتور ژنراتور رفت و برگشتی، پیکره بندی ارتقاء یافته‌ای جهت بازیافت گرمای تلف شده از موتور با هدف تولید همزمان برق و

گرما تشکیل می‌گردد.

عملکرد سامانه‌های فوق‌الذکر در درجه اول به بازدهی موتورهای رفت و برگشتی بستگی دارد. در ادامه، چگونگی تعیین بازدهی این موتورها برای چرخه‌های اوتو و دیزل آورده شده است.

۱-۲-۲ بازدهی گرمایی موتورهای رفت و برگشتی

بازدهی گرمایی چرخه اوتو

با مراجعه به شکل (۲-۲)، مشاهده می‌گردد که در این چرخه، گرمای ورودی در مسیر B بـه C و گرمای خروجی در مسیر D به A را می‌توان به صورت روابط زیر بیان نمود:

$$Q_{in} = m^{\circ} C_V (T_C - T_B) \qquad (۲-۱)$$

$$Q_{out} = m^{\circ} C_V (T_D - T_A) \qquad (۲-۲)$$

که در روابط فوق:

Q_{in}: گرمای ورودی

Q_{out} : گرمای خروجی

m°: دبی سیال کار

C_V:گرمای ویژه در شرایط حجم ثابت

T_A: دمای نقطه A

T_B: دمای نقطه B

T_C: دمای نقطه C

T_D: دمای نقطه D

بنابراین کار خالص چرخه از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$W_{net} = Q_{in} - Q_{out} = m^{\circ} C_V [(T_C - T_B) - (T_D - T_A)] \qquad (۲-۳)$$

که در آن W_{net}، نشان‌دهنده کار خالص چرخه می‌باشد.

حال با توجه به روابط فوق بازدهی گرمایی چرخه را می‌توان از رابطه زیر محاسبه نمود:

$$\eta_{Oth} = \frac{Q_{in} - Q_{out}}{Q_{in}} = ۱ - \frac{Q_{out}}{Q_{in}} = ۱ - \frac{m^{\circ} C_V (T_D - T_A)}{m^{\circ} C_V (T_C - T_B)} = ۱ - \frac{T_A}{T_B}\left[\frac{(T_D / T_A) - ۱}{(T_C / T_B) - ۱}\right] \quad (۲-٤)$$

که در آن η_{Oth}، نشان‌دهنده بازدهی گرمایی چرخه اوتو می‌باشد.

لازم به ذکر است که روابط فوق یک بیان ریاضی از چرخه ایده‌آل حجم ثابت هوا می‌باشد که در آن خواص سیال کار مخلوط هوا و سوخت در طول چرخه ثابت فرض شده است.

با توجه به اینکه در چرخه اوتو مخلوط هوا و سوخت متراکم می‌شوند، بنابراین می‌توان رابطه بازدهی گرمایی ایده‌آل را به صورت تابعی از نسبت تراکم که به صورت زیر تعریف می‌گردد بیان نمود:

$$r_C = \frac{\text{حداکثر حجم سیلندر}}{\text{حداقل حجم سیلندر}} \quad (۲-۵)$$

که در آن r_C، نشان‌دهنده نسبت تراکم می‌باشد.

در چرخه ایده‌آل اوتو نسبت تراکم به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$r_C = V_A = V_D \quad (۲-٦)$$

که در آن V_A و V_D، به ترتیب بیانگر حجم سیلندر در نقاط A و D چرخه می‌باشند.

حال با در نظر گرفتن نسبت تراکم، می‌توان بازدهی گرمایی چرخه اوتو را به صورت زیر بیان نمود:

$$\eta_{Oth} = ۱ - (r_C)^{۱-K} = ۱ - \frac{۱}{r_C^{K-۱}} \quad (۲-۷)$$

که در آن K، بیان کننده نسبت گرمایی ویژه حجم ثابت به گرمای ویژه فشار ثابت می‌باشد. چنانچه K را ثابت فرض کنیم، آنگاه بازدهی گرمایی چرخه ایده‌آل چرخه اوتو فقط به نسبت

تراکم وابسته خواهد گردید. به عنوان مثال، چنانچه K =۱/٤ در نظر گرفته شود، برای نسبت تراکم ۱۱:۱، مقدار بازدهی گرمایی ایده‌آل به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\eta_{Oth} = ۱ - (\frac{۱}{r_C})^{K-۱} = ۱ - (\frac{۱}{۱۱})^{۰/٤} = ۰/٦۱۷ (٪ ٦۱/۷)$$

بازدهی گرمایی چرخه دیزل

در چرخهٔ ایده‌آل دیزل، گرمای اضافه شده در مسیر فشار ثابت B به C از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$Q_{in} = m^{\circ} C_P (T_C - T_B) \qquad (۲-۸)$$

که در آن C_p، گرمای ویژه در شرایط فشار ثابت می‌باشد.

گرمای دفع شده در مسیر حجم ثابت D به A برابر است با:

$$Q_{out} = m^{\circ} C_V (T_D - T_A) \qquad (۲-۹)$$

بنابراین میزان کار خالص چرخه به صورت زیر خواهد شد:

$$W_{net} = Q_{in} - Q_{out} = m^{\circ} \left[C_P (T_C - T_B) - C_V (T_D - T_A) \right] \qquad (۲-۱۰)$$

که در روابط فوق:

W_{net} : میزان کار خالص

T_C : دمای نقطه C

T_B : دمای نقطه B

T_D : دمای نقطه D

T_A :دمای نقطه A

حال می‌توان بازدهی گرمایی چرخه را به صورت زیر نوشت:

$$\eta_{Dth} = \frac{Q_{in} - Q_{out}}{Q_{in}} = ۱ - \frac{Q_{out}}{Q_{in}} = ۱ - \frac{m^{\circ} C_V (T_D - T_A)}{m^{\circ} C_P (T_C - T_B)} = ۱ - \frac{T_A}{K T_B} \left[\frac{(T_D / T_A) - ۱}{(T_C / T_B) - ۱} \right] \qquad (۲-۱۱)$$

که در آن η_{Dth} بازدهی گرمایی چرخه دیزل می‌باشد.

برخلاف چرخهٔ ایده‌آل اوتو، بازدهی گرمایی چرخهٔ دیزل تابع نسبت تراکم نمی‌باشد. در چرخهٔ اوتو، نسبت‌های تراکم و انبساط آیزنتروپیک مساوی می‌باشند.

همانگونه که در شکل ۳-۲ نشان داده شده است، در چرخه دیزل، نسبت تراکم آیزنتروپیک بزرگتر از نسبت انبساط آیزنتروپیک می‌باشد. نسبت‌های تراکم و انبساط به صورت زیر بیان می‌گردند.

$$r_C = \frac{V_A}{V_B} \qquad (۲-۱۲)$$

و

$$r_e = \frac{V_D}{V_C} \qquad (۲-۱۳)$$

که در روابط فوق:

r_C : نسبت تراکم

r_e: نسبت انبساط

V_A : حجم سیال کار در نقطهٔ A

V_B : حجم سیال کار در نقطه B

V_C : حجم سیال کار در نقطه C

V_D : حجم سیال کار در نقطه D

هر چند از نقطه نظر فیزیکی، به طور کلی نسبت انبساط مشابه نسبت تراکم می‌باشد، لیکن در اینجا، تأکید بر قسمت آدیاباتیک نسبت تراکم می‌باشد. نسبت تراکم به انبساط تحت عنوان نسبت قطع[1] $(r_{C.O.})$ نامیده شده و به صورت زیر بیان می‌گردد:

1- Cut-off ratio

$$r_{C.O.} = \frac{T_C}{T_B} = \frac{V_C}{V_B} = \frac{r_C}{r_e} \qquad (۲-۱٤)$$

با جایگزینی روابط (۲-۱۲) تا (۲-۱٤) در رابطه (۲-۱۱) بازدهی گرمایی چرخهٔ دیزل بـه صـورت رابطه زیر درخواهد آمد:

$$\eta_{Dth} = ۱ - \frac{۱}{K}\left[\frac{(r_C / r_e)^K - ۱}{(r_C / r_e) - ۱)(r_C{}^{K-۱})}\right] = ۱ - (\frac{۱}{r_C})^{K-۱}\left[\frac{(r_{C.O.})^K - ۱}{K(r_{C.O.}{}^{-۱})}\right] \qquad (۲-۱۵)$$

بنابراین در چرخهٔ ایده‌ال دیزل، بازدهی گرمایی به صورت تابعی از نسبت تراکم و نسـبت انبسـاط خواهد شد.

به عنوان مثال چنانچه $K = ۱/٤$ نسبت تراکم برابر ۱٦:۱ و نسبت قطع ۲:۱، باشد، آنگاه بـازدهی گرمایی چرخه ایده‌آل دیزل به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\eta_{Dth} = ۱ - (\frac{۱}{۱٦/۰})^{۰/٤}\left[\frac{۲^{۱/٤} - ۱}{۱/٤}\right] = ۰/٦۱٤(٪٦۱/٤)$$

بازدهی موتورهای رفت و برگشتی در حالت واقعی با بازدهی چرخه ایده‌آل تفاوت قابـل تـوجهی دارد. این تفاوت به دلایل متعددی مربوط می‌شود که در ادامه به برخی از آنها اشاره شده است.

۱- گرمای ویژه گازهای واقعی با بیشتر شدن دما افزایش می‌یابد.

۲- تجزیه و جدا شدن محصولات احتراق از یکدیگر.

۳- عدم احتراق کامل به دلیل ترکیب ناقص سوخت و هوا و یا عدم وجود اکسیژن کافی.

٤- عمل احتراق به صورت لحظه‌ای اتفاق نمی‌افتد.

۵- در مراحل مکش و خروج، سوپاپ‌ها موجب افت فشار می‌گردنـد و بـرای تزریـق هـوا بـه سیلندر و خروج محصولات احتراق از آن مقدار معینی کار مورد نیاز است.

٦- مقدار واقعی، نسبت تراکم کمتر از مقدار نامی آن می‌باشد.

۷- در چرخه‌های واقعی، تلفات تخلیه محصولات احتراق وجود دارد.

۸- بین گازهای احتراق و بدنه سیلندر مقدار قابل توجهی گرما مبادله می‌گردد.

۹- نشت گاز از سیلندر.

۱۰- میزان تنفس موتور کمتر از چرخه ایده‌آل می‌باشد.

۱۱- شرایط برگشت‌ناپذیری[1] مربوط به کلیه فرآیندهای واقعی (مثلاً تغییرات فشار و دما).

علی‌رغم دلایل فوق‌الذکر، در مقایسه با کلیه محرکه‌های اولیه با ظرفیت مشابه، موتورهای رفت و برگشتی از بازدهی گرمایی بالاتری برخوردار می‌باشند. بازدهی گرمایی این موتورها براساس ارزش حرارتی پائین[2] (LHV) سوخت در محدوده ۲۸٪ تا ۴۰٪ می‌باشد.

مقایسه موتورهای رفت و برگشتی مبتنی بر سیکل‌های اوتو و دیزل

امروزه موتورهای رفت و برگشتی مبتنی بر چرخهٔ اوتو و چرخهٔ دیزل در انواع دوزمانه و چهارزمانه با تنفس طبیعی و یا تنفس تحت فشار طراحی و ساخته می‌شوند. در فرآیند احتراق موتورهای چرخهٔ اوتو، مخلوط هوا و سوخت در سیلندر متراکم گشته و در موقعیت اتمام تراکم و یا نزدیک به آن توسط جرقه‌ای مشتعل می‌گردد. در موتورهای دیزل فقط هوا متراکم گشته و در نزدیکی موقعیت اتمام تراکم دمای آن تا نقطه‌ای که سوخت دیزل بتواند مشتعل گردد بالا می‌رود. پس از تزریق سوخت با فشار زیاد به داخل سیلندر اشتعال در نقطه مرگ بالای پیستون و یا نزدیک به آن آغاز گشته و تا در طول مسیر احتراق ادامه می‌یابد.

با توجه به منحنی‌های مشخصه چرخه‌های اوتو و دیزل که به ترتیب در شکل‌های ۲-۲ و ۳-۲ نمایش داده شده‌اند، مشاهده می‌گردد که نسبت‌های تراکم و انبساط آیزنتروپیک در چرخهٔ اوتو با یکدیگر مساوی، ولی در چرخه دیزل، نسبت تراکم بزرگتر از نسبت انبساط می‌باشد. همچنین با بررسی منحنی‌های T-S مشاهده می‌گردد که چرخه ایده‌آل اوتو دارای بازدهی و سطح کار بیشتری نسبت به چرخهٔ دیزل می‌باشد. این امر به دلیل آن است که در چرخهٔ اوتو به ازای مقدار مشابهی

1- Irreversibility
2- Low Heat Value

گرمای دفع شده از موتور، نسبت به چرخهٔ دیزل کار بیشتری تولید می‌گردد. با بررسی مثالهای عددی که در قسمت‌های قبل ارایه گردید، ملاحظه می‌گردد که بازدهی گرمایی یک چرخه اوتو با نسبت تراکم ۱۱:۱ تقریباً برابر بازدهی گرمایی چرخه دیزل با نسبت تراکم ۱۶:۱ می‌باشد.

بنابراین از دیدگاه تئوری در شرایط نسبت تراکم مشابه، چرخه اوتو دارای بازدهی بیشتری نسبت به چرخهٔ دیزل می‌باشد. اما در عمل بازدهی گرمایی موتورهای دیزل به طور قابل توجهی بیشتر از چرخهٔ اوتو می‌باشد. این امر به دلیل قابلیت کارکرد موتورهای دیزل در نسبت تراکم‌های بالاتر می‌باشد. فنّاوری روز موتورهای چرخهٔ اوتو براساس ارزش حرارتی پائین سوخت (LHV) قابلیت دستیابی به بازدهی حدود ٤١٪ را دارا می‌باشند (معادل ۳۷٪ براساس ارزش حرارتی بالای سوخت[1] (HHV) با سوخت گاز طبیعی). لیکن موتور دیزل با ظرفیت و سرعت مشابه می‌تواند براساس LHV سوخت به بازدهی گرمایی حدود ٤٦٪ (و یا براساس HHV به بازدهی گرمایی حدود ٤٤٪) دست یابد.

علی‌رغم کمتر بودن بازدهی موتورهای اوتو،اینگونه موتورها از مزایای چندی نسبت به موتورهای دیزل برخوردار هستند. بالا بودن نسبت تراکم و فشار احتراق در موتورهای دیزل موجب تحت فشار بودن موتور گشته و طراحی بدنه قوی‌تر موتور را ایجاب می‌نماید. تولید دوده و آلودگی‌های ناشی از سوخت در فرآیند احتراق موجب تعمیر و نگهداری بیشتر و در نتیجه افزایش هزینه‌های بهره‌برداری می‌گردد.

از مزایای دیگر موتورهای اوتو، آلایندگی کمتر محیط به دلیل استفاده از سوخت گاز طبیعی می‌باشد. این مزیت زیست‌محیطی موتور اوتو زمینه استفاده از این نوع موتورها را به صورت واحدهای ثابت[2] توجیه‌پذیر می‌نماید.

در صورت کاربرد موتور اوتو به منظور تولید همزمان برق و گرما، در مقایسه با موتورهای

1- High Heat Value
2- Stationary

دیزل، میزان نسبی گرمای دفع شده بیشتر از موتور اوتو و بازیافت آن، تا حدودی پائین‌تر بودن بازدهی گرمایی چرخه ساده (فقط تولید کار مکانیکی و یا برق) آن را جبران می‌نماید. همچنین بدلیل ترکیب گازهای احتراق، سامانه‌های بازیافت، در مقایسه با موتور دیزل که از سوخت‌های مایع استفاده می‌نمایند، گرمای بیشتری را از گازهای خروجی از موتور اوتو استحصال می‌نمایند.

یکی از پارامترهای بسیار مهم در سامانه‌های بازیافت گرما از گازهای خارج شونده از موتور، دمای خروجی گازها در مرحله ورود به دودکش می‌باشد. یکی از عوامل محدود کننده، دمایی است که تحت آن شرایط، اسیدهای تولید شده در فرآیند احتراق و رطوبت موجود، موجب خوردگی سطح مبدل حرارتی می‌گردند. نقطهٔ شبنم اسید[1] تابعی از مقدار گوگرد موجود در سوخت و متعاقباً مقدار آن در گاز خروجی می‌باشد. بنابراین در مقایسه با موتورهای دیزل که از سوخت مایع که دارای گوگرد بیشتری می‌باشد استفاده می‌نماید، گازهای خروجی از موتور اوتو با سوخت گاز طبیعی را می‌توان تا دمای پائین‌تری خنک نمود.

تأثیر توأم میزان دفع گرمای بیشتر و دمای کمتر سامانه بازیافت گرما می‌تواند به مزیت بازدهی بازیافت گرما برای موتورهای اوتو گازسوز در مقایسه با موتورهای دیزلی با سوخت مایع منتج گردد. بنابراین در کاربردهای تولید همزمان برق و گرما، بازدهی کلی هر دو نوع موتور رفت و برگشتی اوتو و دیزل تقریباً مشابه می‌باشند، اگر چه برای هر یک از آنها مؤلفه‌های توان خروجی و گرمای بازیافتی متفاوت می‌باشند.

مصرف ویژه سوخت

مصرف ویژه سوخت[2] و بازدهی گرمایی سوخت براساس رابطه بین توان تحویلی موتور و انرژی سوخت مصرفی تعیین می‌گردد. مصرف ویژه سوخت نسبت میزان مصرف سوخت (برحسب

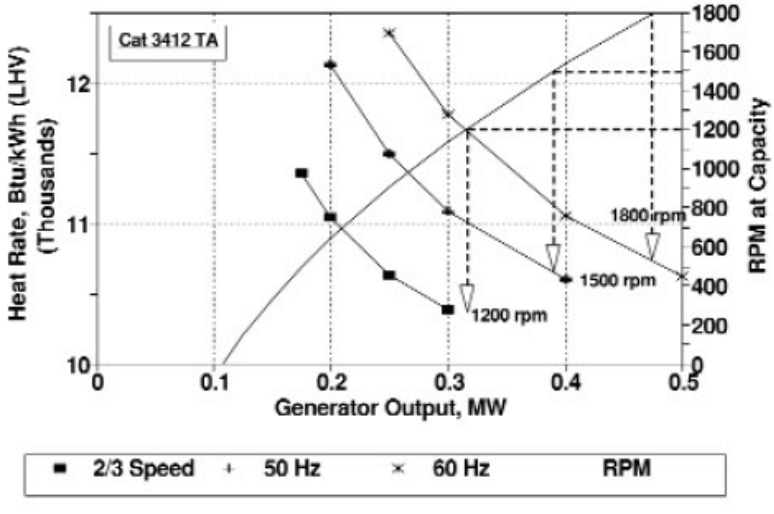
1- Acid dew point
2- Specific fuel consumption

گالن، لیتر و یا فوت‌مکعب، مترمکعب در صورت استفاده از گاز) به قدرت تحویل داده شده توسط موتور (برحسب اسب بخار و یا کیلووات) می‌باشد و توسط رابطهٔ زیر بیان می‌گردد:

$$SFC = \frac{\dot{m}_f}{P} \qquad (۲-۱۶)$$

که در آن SFC، مصرف ویژه سوخت، $\dot{m}_f$، میزان سوخت مصرفی در یک ساعت و P توان تولید شده توسط موتور می‌باشد. چنانچه در رابطه فوق توان موتور برحسب توان ترمزی[1] باشد، آنگاه به آن مصرف ویژه ترمزی[2]*(BSFC) گویند. معمولاً مصرف ویژه سوخت به عنوان یکی از شاخص‌های مهم برای ارزیابی عملکرد موتور مورد استفاده قرار می‌گیرد.

با توجه به اینکه توان موتور تابعی از سرعت دوران موتور می‌باشد، بنابراین مصرف ویژه در سرعت‌های متفاوت موتور تغییر می‌نماید.شکل ۲۰-۲ مشخصه عملکرد یک موتور رفت و برگشتی جرقه‌ای را در سرعت‌های مختلف نشان می‌دهد.



شکل ۲۰-۲: تأثیر سرعت بر مشخصه عملکرد یک موتور رفت وبرگشتی

1- Brake power
2- Brake specific fuel consumption
* توان ترمزی (Bhp) به میزان توان واقعی خروجی موتور گویند که توسط نیروی ترمز جذب گردد.

همانگونه که پیشر گفته شد عملکرد موتورهای رفت وبرگشتی بـه چگـونگی بهـره‌بـرداری از آن‌ها بستگی دارد در ادامه عملکرد این موتورها در دو وضعیت فقط تولید برق، و تولید هـم‌زمـان برق و گرما بررسی می‌گردد.

۲-۲-۲ عملکرد موتورهای رفت وبرگشتی در وضعیت تولید برق

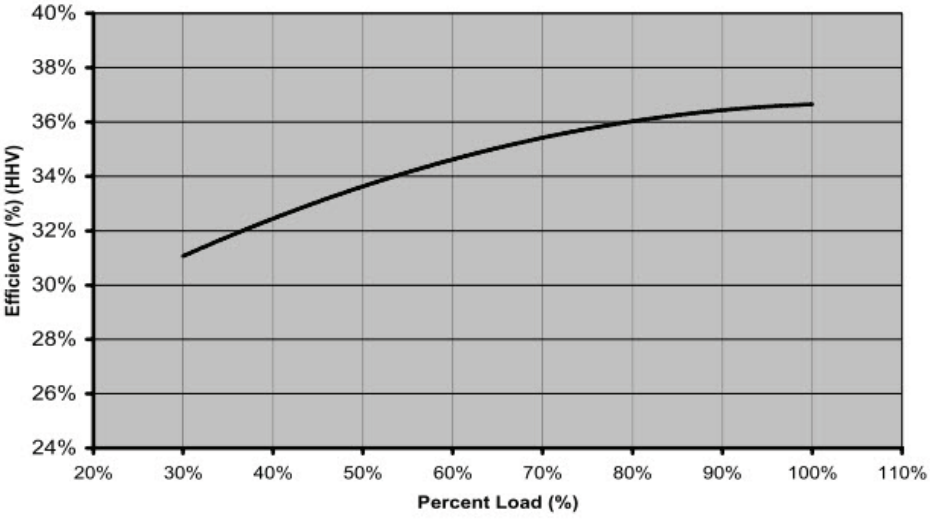
بازدهی الکتریکی موتورهای رفت و برگشتی براساس ارزش حرارتـی پـائین سـوخت (LHV) در محدوده ۲۵ تا ۵۰ درصد می‌باشد. در میان محرکه‌های اولیه موجود در بـازار، ایـن موتورهـا دارای بیشترین بازدهی می‌باشند. موتورهای کم ظرفیـت دارای بـازدهی کمتـر و موتورهـای دیـزل و یـا گازسوز با ظرفیت بالا دارای بازدهی بیشتری می‌باشند. علی‌رغم بازدهی نسـبتاً خـوب موتورهـای رفت و برگشتی، بخش عمده‌ای از انرژی ورودی سوخت به صورت انرژی حرارتی تلف می‌شود.

معمولاً بازدهی الکتریکی موتورهای رفت وبرگشتی با بزرگتـر شـدن ظرفیـت موتـور افـزایش می‌یابد و در نتیجه مقدار گرمای قابل دسترس برای تولید انرژی گرمایی مفیـد بـه ازای هـر واحـد تولید الکتریسیته کاهش یافته و لذا در حالت تولید هم‌زمان برق و گرما، نسبت تولید برق به گرمـا افزایش می‌یابد. اصولاً نسبت تولید برق بـه گرمـا پـارامتری تأثیرگـذار بـر اقتصـاد پـروژه بـوده و تصمیم‌گیری کاربر در خصوص انتخاب ظرفیت و نیز تمایل به فروش برق را تحـت‌الشـعاع قـرار می‌دهد.

عملکرد موتورهای رفت وبرگشتی به میزان بارگذاری نیز بستگی دارد. اینگونه موتورها معمولاً در حالت بارگذاری جزیی از بازدهی کمتری برخوردار می‌باشند. مثلاً بازدهی موتورهای جرقـه‌ای گازسوز در شرایط نیمه‌بار (۵۰٪ بارنامی)، بین ۸ تا ۱۰ درصد کمتر از حالـت بارکامـل مـی‌باشـند. لیکن موتورهای دیزل در مقایسه با موتورهای جرقه‌ای، دارای بازدهی بهتری در شرایط بار جزئـی

می‌باشند.

شکل ۲۱-۲ بازدهی یک موتور نمونه رفت و برگشتی جرقه‌ای در شرایط مختلف بارگذاری را نشان می‌دهد.



شکل ۲۱-۲: بازدهی موتور جرقه‌ای در بارهای مختلف

لازم به ذکر است که بازدهی موتورهای رفت و برگشتی متأثر از شرایط محیطی نیز می‌باشد. معمولاً ارتفاع محل نصب از سطح دریا و نیز دمای محیط دو عامل مهم تأثیرگذار بر بازدهی موتورهای رفت و برگشتی می‌باشند. به عنوان یک قانون محاسبه سرانگشتی، به ازای هر ۳۰۰ متر (۱۰۰۰فوت) افزایش ارتفاع محل نصب (برای محل‌هایی با ارتفاع بیش از ۳۰۰ متر نسبت به سطح دریا)، بازدهی موتور به میزان ۱٪ و توان موتور نیز به میزان ٤٪ کاهش می‌یابد. ضمناً به ازای هر ٦ درجه سانتی‌گراد افزایش دما نسبت به دمای پایه ۲۵ درجه سانتی‌گراد، بازدهی و توان موتور به میزان ۱٪ کاهش می‌یابد. البته مشخصات عملکرد موتورهای مختلف متفاوت بوده و به ویژگی‌های

طراحی موتور نیز بستگی دارد.

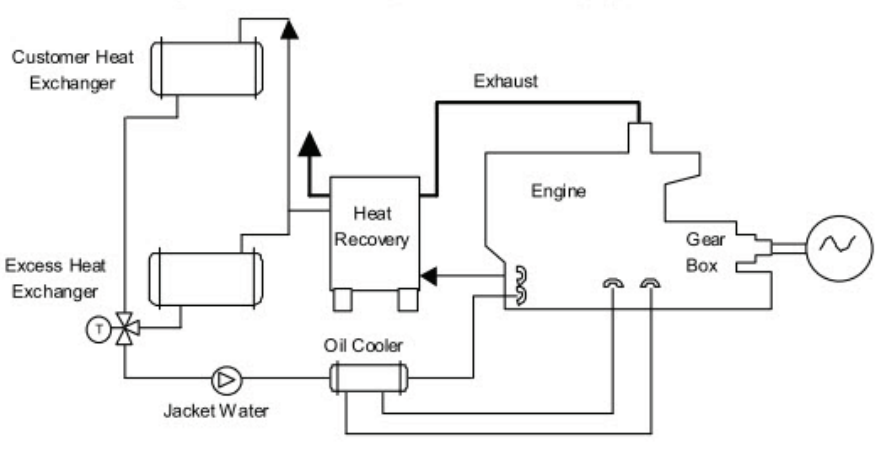
۳-۲-۲ عملکرد موتورهای رفت و برگشتی در وضعیت تولید همزمان برق و گرما

در سامانه‌های تولید همزمان برق وگرما معمولاً بخش موتور مشابه سامانه تولید برق می‌باشد. بهره‌برداری اقتصادی از موتورهای رفت و برگشتی به چگونگی استفاده از انرژی حرارتی موجود در گازهای خروجی و سیستم‌های جانبی خنک‌کن موتور که معمولاً ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی سوخت ورودی را تشکیل می‌دهد بستگی دارد. بخش عمده‌ای از گرمای تلف شده از گازهای خروجی و آب خنک‌کن بدنه موتور قابل بازیافت می‌باشد، در حالیکه گرمای قابل بازیافت از سیستم روغن‌کاری و کولرهای هوای توربو شارژر (در صورت استفاده) سهم کوچکتری را تشکیل می‌دهند. رایج‌ترین راه استفاده از گرمای بازیافت شده تولید آب گرم و یا بخار فشار ضعیف برای استفاده در فرآیندهای صنعتی، گرمایش هوا، آب گرم مصرفی و یا سامانه سرمایش جذبی می‌باشد. همچنین، گازهای خروجی از موتور می‌تواند به عنوان یک منبع انرژی مستقیماً برای خشک‌کن‌ها و یا سایر فرآیندهای حرارتی نیز مورد استفاده قرار گیرد.

گرمای موجود در آب خنک‌کن بدنه موتور در حدود ۳۰٪ انرژی ورودی به موتور بوده و قادر به تولید آب گرم با دمای ۹۰ تا ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. برخی از موتورهای رفت وبرگشتی که دارای سامانه خنک‌کن با فشار و یا دمای زیاد می‌باشند می‌توانند آب گرم تا دمای ۱۳۰ درجه سانتی‌گراد نیز تولید کنند. گازهای احتراق خروجی از موتور که معمولاً دمایی در حدود ۴۵۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد دارند خود به تنهایی ۳۰ تا ۵۰ درصد گرمای تلف شده را تشکیل می‌دهند. در صورت بازیافت گرمای موجود در سامانه‌های خنک‌کن و نیز گازهای خروجی، می‌توان حدوداً ۷۰ تا ۸۰ درصد انرژی سوخت ورودی را جهت تولید همزمان برق و گرما مورد استفاده مؤثر قرار داد.

سامانه‌های خنک‌سازی مدار بسته[1]

رایج‌ترین روش بازیافت حرارت از موتور رفت و برگشتی سامانه خنک‌سازی مدار بسته می‌باشد که در شکل ۲۲-۲ نشان داده شده است.



شکل ۲۲-۲: سامانه مدار بسته بازیافت حرارت

این نوع سامانه‌ها جهت خنک‌سازی موتور از طریق چرخش تحت فشار یک واسط خنک‌کن در اطراف بدنه موتور و یک مبدل حرارتی خارجی طراحی شده‌اند. در صورت تولید گرمای اضافی، یک مبدل حرارتی اضافی[1]، گرمای تولید شده را به برج خنک‌کن و یا رادیاتور منتقل می‌کند. سامانه‌های مدار بسته آب خنک‌کن در دماهایی در محدوده ۸۵ تا ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد کار می‌کنند.

سامانه‌های خنک‌سازی جوشان[2]

1- Closed – loop cooling systems
1- Excess heat exchanger
2- Ebullient cooling systems

در این نوع سامانه‌ها، موتور توسط چرخش طبیعی یک واسط جوشان خنک می‌شود.معمولاً اینگونه سامانه‌های خنک‌سازی به همراه سامانه بازیافت گرمای گازهای خروجی جهت تولید بخار فشار ضعیف به کار گرفته می‌شوند. آب خنک‌کن از قسمت پائین موتور وارد شده و گرمای منتقل شده موجب جوشان شدن واسط خنک‌کن و تشکیل جریان دو فاز[1] می‌گردد. در چنین شرایطی تشکیل حباب، چگالی واسط خنک‌کن را کاهش داده و موجب چرخش طبیعی واسط خنک‌کن به طرف بالای موتور می‌گردد.

مادّه واسط در خروجی موتور تحت شرایط بخار اشباع با دمایی محدود به ۱۲۰ درجه سانتی‌گراد نگاه داشته می‌شود. آب ورودی نیز در شرایطی نزدیک به بخار اشباع و فشار (psig) ۱۵ و معمولاً با دمایی کمتر از دمای خروجی نگاه داشته می‌شود. یکنواختی دما در مسیر مدار خنک‌سازی موجب افزایش عمر موتور و بهبود بازدهی احتراق می‌گردد.

بازیافت حرارت گازهای خروجی[1]

معمولاً گرمای گازهای خروجی جهت تولید آب گرم با دمایی در حدود ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد و یا بخار با فشاری در حدود (psig) ۱۵۰ مورد استفاده قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که در چنین فرآیندی، فقط بخشی از گرمای گازهای خروجی بازیافت می‌شود. این امر به دلیل آن است که جهت جلوگیری از خوردگی لوله گازهای خروجی (اگزوز)، دمای گازها در حد معینی نگاه داشته می‌شود. از این رو، اغلب واحدهای بازیافت حرارت جهت دستیابی به دمای خروجی در محدوده ۱۲۰ تا ۱۸۰ درجه سانتی‌گراد طراحی می‌شوند.

بازیافت حرارت گازهای خروجی می‌تواند مستقل از سامانه خنک‌سازی موتور و یا متصل به آن باشد. به عنوان مثال، آب گرم خروجی از سامانه خنک‌ساز می‌تواند به عنوان آب تغذیه و یا

1- Two phase flow
1- Exhaust heat recovery

پیش‌گرم‌کن آب تغذیه واحد بازیافت حرارت گازهای خروجی مورد استفاده قرار گیرد. در سامانه‌های گرمایش محلی[1] ، معمولاً بازیافت حرارت از آب خنک‌کن بدنه موتور، خنک‌کن روغن، کولر توربو شارژر و گازهای خروجی به صورت یکپارچه می‌باشد.

جدول ۲-۲ بازدهی چند نمونه موتور رفت و برگشتی گازسوز با ظرفیت‌های مختلف را در حالت‌های فقط تولید برق و تولید هم‌زمان برق و گرما نشان می‌دهد.

جدول ۲-۲: بازدهی موتورهای رفت و برگشتی گازسوز با ظرفیت‌های مختلف

مشخصات و بازدهی	موتور ۱	موتور ۲	موتور ۳	موتور ٤	موتور ٥
ظرفیت نامی الکتریکی (kw)	۱۰۰	۳۰۰	۸۰۰	۳۰۰۰	٥۰۰۰
ظرفیت حرارتی (Btu/kwh)HHV	۱۲۰۰۰	۹۸٦٦	۹۷٦۰	۹٤۹۲	۸۷٥۸
بازدهی الکتریکی	٪۲۸/٤	٪۳٤/٦	٪۳٥	٪۳٦	٪۳۹
بازدهی کلی (در حالت CHP)	٪ ۷۹	٪۷۸	٪۷۹	٪۷۳	٪۷٤

٤-۲-۲ بهبود عملکرد و بازدهی موتورهای رفت و برگشتی

میانگین فشار مؤثر اهرمی[1] (BMEP) و سرعت موتور

به طور کلی قدرت موتور وابسته به سرعت آن و میانگین فشار مؤثر اهرمی (BMEP) در وضعیت تولید توان[2] چرخه کار موتور می‌باشد. موتورهای رفت و برگشتی بایک حجم مشخص، با افزایش سرعت موتور و یا افزایش فشار درون سیلندر توان بیشتری تولید می‌کنند. میانگین فشار مؤثر اهرمی (BMEP) به منزله میانگین فشار وارده بر پیستون در طول کار موتور بوده و یک شاخص برای میزان بار اعمال شده بر موتور می‌باشد. معمولاً سازندگان موتور میزان (BMEP) را به عنوان یکی از مشخصات فنی موتور تولیدی ارائه می‌نمایند. مقادیر معمول برای (BMEP) تا میزان

1- District heating systems
1- Brake mean effective pressure
2- Power stroke

حداکثر (psig) ۲۳۰ برای موتورهای گازسوز و (psig) ۳۵۰ برای موتورهای دیـزل مـی‌باشـد. در حالیکه، حداکثر فشار احتراق برای موتورهای گازسوز در حدود (psig)۱۷۵۰ و بـرای موتورهـای دیزل در حدود (psig)۲٦۰۰ می‌باشد. هر چه میزان (BMEP) بیشتر باشد، بازدهی موتـور بیشـتر بوده و هزینه ویژه سرمایه‌گذاری و نیز هزینه نگهداری آن کمتر خواهد بود.

با تزریق میزان بیشتری هوای احتراق به درون سیلندرها توسط توربو شارژرهای بهبـود یافتـه، خنک‌سازی هوا توسط کولر و کاهش تلفات فشار می‌توان میزان (BMEP) را افـزایش داد. لـیکن هرچه میزان (BMEP) بیشتر باشد، استرس حرارتـی و مکـانیکی درون محفظـه احتـراق و اجـزاء متحرک بیشتر بوده و بسته به نوع سوخت احتمال ترکیدن موتور[1] بیشتر می‌گردد.

تجهیز موتور به توربو شارژر

اصولاً، کلیه موتورهای صنعتی با ظرفیت بیشتر از ۳۰۰ کیلووات جهت دستیابی به چگـالی قـدرت بیشتر مجهز به سامانه توربو شارژر می‌باشند. توربو شارژر یک کمپرسور هوا است کـه محرکـه آن توربینی است که توسط گازهای احتراق خارج شونده از موتور کار می‌کند.

موتورهای رفت وبرگشتی بسیار بزرگ معمولاً مجهز به دو توربـو شـارژر بـزرگ و یـا چهـار توربو شارژر کوچک می‌باشند. بکارگیری توربو شـارژر معمـولاً موجـب افـزایش فشـار و دمـای سیلندر می‌گردد و لذا ضرورت دارد جهت جلوگیری از ترکیـدن موتـور موازنـه لازم بـین نسـبت تراکم و میزان تقویت فشار توربو شارژر[1] صورت پذیرد. معمولاً ضریب تقویت فشار توربو شارژر ۳ تا ٤ می‌باشد. همانگونه که پیشتر نیز گفته شد برای افـزایش چگـالی هـوای ورودی بـه موتـور، هوای خارج شده از توربو شارژر جهت کاهش دما توسط کولر خنک می‌شود.

1- Detonation
1- Turbocharger boost level

۳-۲ آلایندگی

آلایندگی گازهای خروجی در صدر ملاحظات زیست‌محیطی موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد. مهمترین آلاینده‌های این موتورها اکسیدهای نیتروژن (NO_x)، مونواکسیدکربن (CO) و ترکیبات آلی فرار[1] (VOC) می‌باشند. وجود سایر آلاینده‌ها مثل اکسیدهای گوگرد (SO_x) و ذرات ریز[2] (PM) اصولاً به نوع سوخت مصرفی بستگی دارد. میزان گوگرد موجود در سوخت تعیین کننده آلاینده‌های گوگردی بخصوص SO_2 می‌باشد. موتورهایی که از سوخت گاز طبیعی و یا سوخت‌هایی که گوگردزدایی شده‌اند استفاده می‌کنند مقادیر ناچیزی از اکسیدهای گوگرد را منتشر می‌نمایند. بطورکلی، آلایندگی اکسیدهای گوگرد عمدتاً برای موتورهای دیزل بزرگ و کم سرعت که از سوخت‌های سنگین استفاده می‌کنند مسئله‌ای مهم محسوب می‌شود. ذرات ریز (PM) نیز فقط برای موتورهایی که از سوخت مایع استفاده می‌کنند قابل توجه می‌باشد.

اکسیدهای نیتروژن (NO_x)

آلایندگی‌های NO_x معمولاً در اولویت مباحث زیست‌محیطی موتورهای گازسوز می‌باشد. میزان NO_x موجود (عمدتاً ترکیب NO_2,NO) با مقیاس مقدار در میلیون[1] (PPm) حجمی اندازه‌گیری می‌شود. ضمناً مقیاس‌های دیگری ازجمله گرم بر اسب‌بخار در ساعت (gm/hp-hr)، گرم بر کیلووات ساعت (gm/kw-hr) ویا کیلوگرم (پوند) بر ساعت (Kg/hr و یا Ib/hr) نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در بین انواع موتورهای گازسوز، موتورهایی که از سوخت گاز طبیعی رقیق استفاده می‌نمایند دارای کمترین میزان آلایندگی NO_x می‌باشند. جدول ۳-۲ میزان آلایندگی اکسیدهای نیتروژن را

1- Volatile organic compounds
2- Particulate mater
1- Part per million

برای موتورهای مختلف رفت وبرگشتی نشان می‌دهد.

جدول ۳-۲: میزان آلایندگی اکسیدهای ازت برای موتورهای مختلف

نوع موتور	نوع سوخت	NO_x (PPmv)	NO_x (Ib/Mwh)
موتور دیزل (سرعت زیاد و متوسط)	تقطیر یافته	۴۵۰-۱۳۵۰	۳-۸
موتور دیزل (سرعت زیاد و متوسط)	سوخت سنگین	۹۰۰-۱۸۰۰	۵-۹
موتور جرقه‌ای با سوخت غنی	گاز طبیعی	-	۰/۰۹۶
موتور جرقه‌ای با سوخت رقیق	گاز طبیعی	۴۵-۱۵۰	۱/۲۵

لازم به ذکر است از آنجائیکه میزان تولید آلاینده‌های اکسید نیتروژن و میزان تولید محصولات محترق نشده به بازدهی موتور بستگی دارد، لذا باید جهت کنترل آنها بهینه‌سازی لازم صورت پذیرد.

مونواکسیدکربن (CO)

اصولاً تولید مونواکسیدکربن و ترکیبات آلی فرار ناشی از احتراق ناقص سوخت بوده و این خود به دلیل اکسیژن کم و یا مکث ناکافی سوخت در دمای بالا می‌باشد. به علاوه، خنک شدن سوخت در محفظه احتراق وبروز شرایط خفگی[1] موتور نیز به احتراق ناقص کمک کرده و موجب افزایش آلایندگی CO می‌گردد.

هیدروکربن‌های نسوخته

هیدروکربن‌های فرار که به آنها ترکیبات آلی فرار نیز می‌گویند در برگیرنده طیف گسترده‌ای از ترکیبات بوده و برخی از آنها آلاینده‌های خطرناکی برای هوا می‌باشند. در صورت عدم احتراق کامل سوخت ویا باقی ماندن بخشی از سوخت، این نوع آلاینده‌ها در محیط پخش می‌گردند. معمولاً آلاینده‌های

1- Quenching

هیدروکربنی فرار به صورت هیدروکربن‌های غیرمتان[1] (NMHCS) مشخص می‌گردند.

دی‌اکسیدکربن (CO_2)

اصولاً دی‌اکسیدکربن به عنوان آلاینده‌ای که بر سلامت انسان اثر بگذارد تلقی نمی‌گردد، بلکه این ترکیب به عنوان عاملی برای بروز پدیده گلخانه‌ای و گرمایش جهانی شناخته شده است. میزان تولید CO_2 وابسته به نوع سوخت مصرفی و نیز تابعی از میزان بازدهی موتور می‌باشد.

روشهای کنترل آلایندگی

در موتورهای رفت و برگشتی بیشتر فعالیتهای تحقیق و توسعه برروی کنترل اکسیدهای نیتروژن (NO_x) متمرکز می‌باشد. در ادامه عمده‌ترین روشهای کنترل این نوع آلایندگی آورده شده است. به طور کلی روشهای کنترل آلایندگی را می‌توان به دو دسته کنترل احتراق و کنترل پس از احتراق تقسیم‌بندی نمود.

روشهای مبتنی بر کنترل احتراق

کنترل دمای احتراق، عمده‌ترین روش کنترل فرآیند احتراق می باشد. هرچه دما بیشتر باشد، سوخت به طور کامل‌تری اشتعال می‌یابد، لیکن این امر موجب افزایش تولید NO_x می‌گردد.

موتورهایی که با سوخت گاز رقیق کار می‌کنند دارای دمای احتراق پائین‌تر بوده و لذا NO_x کمتری تولید می‌کنند. برای این منظور با استفاده از توربو شارژر و تزریق هوای اضافی برای تشکیل مخلوط رقیق سوخت و هوا، و در نتیجه احتراق با دمای شعله کمتر، میزان NO_x کمتری در سیلندر تولید می‌گردد.

معمولاً میزان آلایندگی موتورهایی که با سوخت گاز طبیعی رقیق کار می‌کنند در محدوده ۰/۵

1- Non methane hydrocarbons

تا ۲ گرم به ازای هر اسب‌بخار ساعت (gm/bhph) می‌باشد. برای کنترل دمای احتراق در موتورهای رفت و برگشتی روشهای متعدد دیگری نیز وجود دارند. برخی از این روشها عبارتند از:

- تأخیر احتراق از طریق تعویق جرقه[1] و یا تزریق سوخت
- رقیق‌سازی مخلوط سوخت و هوا از طریق چرخش گازهای احتراق[2] (EGR)
- تزریق آب به همراه سوخت مایع جهت خنک‌سازی مخلوط سوخت و هوا
- کاهش دمای هوای ورودی با استفاده از کولر و یا از طریق افزایش رطوبت
- اعمال تغییرات در زمان‌بندی سوپاپ‌ها، نسبت تراکم، توربو شارژر و آرایه محفظه احتراق

تزریق آب و یا چرخش گازهای احتراق موجب کاهش ۳۰ تا ۶۰ درصدی NO_x از سطوح غیرقابل کنترل می‌گردد.

بکارگیری روش تزریق آب و سایر روش‌های دیگر برای کاهش آلودگی موتورهای رفت و برگشتی یکی از فعالیت‌های عمده تحقیق و توسعه سازندگان اینگونه موتورها و نیز بخشی از برنامه سامانه‌های موتورهای پیشرفته رفت و برگشتی [1] (ARES) وزارت انرژی آمریکا می‌باشد.

کنترل آلایندگی پس از احتراق

استفاده از انواع کاتالیست‌های مختلف عمده‌ترین روش کنترل آلایندگی گازهای خروجی موتورهای رفت وبرگشتی می‌باشد. برخی از این کاتالیست‌ها عبارتند از:

فنّاوری کاتالیست سه‌منظوره

کاتالیست سه منظوره[2] (TWC) یکی از رایج‌ترین مبدل‌های مورد استفاده برای کاهش سه آلاینده

1- Retard ignition
2- Exhaust gas recirculating
1- Advanced reciprocating engine systems
2- Three – way conversion

اصلی یعنی اکسیدهای ازت (NO_x)، مونواکسیدکربن (CO) و ترکیبات آلی فرار (VOC) می‌باشد.

گاهی اوقات این نوع کاتالیست تحت عنوان کاهنده کاتالیستی غیرانتخابی[1] (NSCR) نیز نامیده می‌شود. میزان کاهش NO_x و CO توسط این نوع کاتالیست معمولاً بیش از ۹۰ درصد و میزان کاهش VOCها در حدود ۸۰ درصد می‌باشد. از آنجائیکه تبدیل NO_x به N_2 و CO و هیدروکربن‌ها به CO_2 و H_2O در محیطی که اکسیژن اضافی وجود دارد صورت نمی‌پذیرد، بنابراین این نوع کاتالیست (TWC) فقط برای موتورهایی که از سوخت غنی استفاده می‌کنند تا حدودی مؤثر می‌باشد. میزان آلایندگی NO_x موتورهایی که از سوخت غنی استفاده می‌کنند در حدود ۱۰ تا ۱۵ گرم به ازای هر اسب‌بخار ساعت می‌باشد. در حالیکه با استفاده از کاتالیست نوع TWC، این میزان به ۰/۱۵ گرم به ازای هر اسب‌بخار ساعت کاهش پیدا می‌کند. یادآور می‌گردد که فنّاوری TWC برای موتورهایی که از گاز رقیق استفاده می‌کنند و همچنین موتورهای دیزل قابل کاربرد نمی‌باشد.

فنّاوری کاهش کاتالیستی انتخابی[1] (SCR)

این فنّاوری در مجاورت یک عامل کاهنده به طور انتخابی NO_x را به N_2 تبدیل می‌نماید. میزان کاهش NO_x در محدوده ۸۰ تا ۹۰ درصد می‌باشد. با استفاده از کاتالیست و یا عامل کاهنده بیشتر می‌توان به میزان کاهش بیشتری دست یافت. عامل‌هایی که معمولاً در این نوع فنّاوری رایج می‌باشند آمونیاک و محلول آبی اوره می‌باشند.

بکارگیری سامانه SCR موجب افزایش هزینه نصب و نگهداری موتور گشته و توجیه اقتصادی پروژه‌های بکارگیری موتورهای ظرفیت پائین را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد. مضافاً اینکه بکارگیری این نوع فنّاوری به ذخیره‌سازی آمونیاک که ماده شیمیایی خطرناکی است نیاز دارد.

1- Non – selective catalist converter
1- Selective catalytic reduction

کاتالیست‌های اکسیداسیون

کاتالیست‌های اکسیداسیون[1] معمولاً از ترکیبات فلزات گرانبها ساخته می‌شوند و درحضور اکسیژن اضافی موجب تبدیل CO و هیدروکربن‌ها به CO_2 می‌گردند. میزان تبدیل CO و هیدروکربن‌های غیرمتان در حدود ۹۸ تا ۹۹ درصد می‌باشد، در حالیکه میزان تبدیل متان در محدوده ٦۰ تا ۷۰ درصد خواهد بود. در حال حاضر کاتالیست‌های اکسیداسیون به طور گسترده‌ای در انواع موتورها، از جمله موتورهای دیزل مورد استفاده قرار می‌گیرد. این نوع فنّاوری به طور روزافزونی جهت کاهش CO و آلاینده‌های هیدروکربنی موتورهایی با سوخت گاز رقیق مورد استفاده قرار می‌گیرد.

کاتالیست‌های Lean - NOx

کاتالیست‌های $Lean - NO_x$ با استفاده از یک ترکیب هیدروکربنی (مثل سوخت موتور) که در طرف بالادست کاتالیست تزریق می‌گردد موجب کاهش NO_x می‌گردد. در حالیکه این نوع فنّاوری هنوز در دست توسعه می‌باشد در عین حال توانایی کاهش NO_x به میزان ۸۰ درصد و کاهش CO و هیدروکربن‌های غیرمتان به میزان ٦۰ درصد را دارا می‌باشد.

٤-۲ کاربردها

امروزه دراغلب کشورهای جهان، موتورهای رفت و برگشتی گزینه مناسبی برای انواع طرحهای کاربردی تولید پراکنده چه فقط برای تولید برق، و یا تولید همزمان برق وگرما در بخش‌های مختلف از جمله صنعتی، تجاری و نیز مؤسسات عمومی مورد استقبال قرار گرفته‌اند. راه‌اندازی

1- Oxidation catalysts

سریع، قابلیت دنباله‌روی بار، بازدهی مناسب در بار جزیی، حفظ بازدهی و توان خروجی در شرایط مختلف محیط و افزایش ارتفاع از سطح دریا و به طور کلی قابلیت اطمینان بالا از جمله ویژگی‌های موتورهای رفت و برگشتی می‌باشند. اینگونه موتورها دارای بازدهی الکتریکی بالایی بوده و در مقایسه با توربین‌های گاز با ظرفیت مشابه هزینه‌های بهره‌برداری کمتری دارند. مضافاً اینکه، عموماً هزینه اولیه سرمایه‌گذاری احداث موتور ژنراتورهای رفت و برگشتی با ظرفیت‌هایی در محدوده ۳ تا ۵ مگاوات در مقایسه با توربو ژنراتورهای گازی با ظرفیت‌های مشابه از میزان کمتری برخوردار می‌باشد. البته هزینه‌های تعمیر و نگهداری موتورهای رفت و برگشتی عموماً از هزینه‌های توربین گاز بیشتر است. با این تفاوت که تعمیرات اینگونه موتورها توسط کارکنان خودی و یا تعمیرکاران محلی قابل اجراء می‌باشد.

زمینه‌های بالقوه کاربرد موتورهای رفت و برگشتی جهت تولید پراکنده شامل حالت انتظار[1]، پیک‌سایی[2]، پشتیبان شبکه[3] و تولید همزمان برق وگرما به منظور تولید آب گرم، بخار فشار ضعیف و یا آب سرد توسط چیلر جذبی می‌باشد.

۱-٤-۲ تولید برق

حالت انتظار

واحدهای تولید برق اضطراری که در اغلب موارد درحال انتظار می‌باشند در بخش‌های مختلف صنعتی، تجاری، عمومی و مسکونی که دارای بارهای حساس به برق هستند، به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. واحدهای در حال انتظار معمولاً ساده‌ترین سامانه تولید پراکنده می‌باشند. این نوع کاربرد نیازمند هزینه سرمایه‌گذاری نسبتاً کمی می‌باشد. از جمله قابلیت‌های این

1- Standby
2- Peak shaving
3- Grid support

سامانه، راه‌اندازی تاریک[1] و بهره‌برداری به صورت مستقل از شبکه[2] می‌باشد. از آنجائیکه تعداد ساعات بهره‌برداری از این‌گونه واحدها محدود می‌باشد (سالانه بین ۳۰۰ تا ۵۰۰ ساعت) لذا پارامترهایی چون بازدهی، آلایندگی و هزینه‌های تعمیر و نگهداری از عوامل عمده در انتخاب نوع فنّاوری نمی‌باشند.

در صورت نیاز می‌توان چندین واحد از این نوع سامانه‌ها را درکنار یکدیگر و با ظرفیت‌های مختلف مورد استفاده قرار داد. از میان موتورهای رفت و برگشتی، موتورهای دیزل به دلیل پائین بودن سرمایه‌گذاری اولیه و سرعت راه‌اندازی بالا (حدوداً ۱۰ ثانیه) برای کاربردهای تولید برق اضطراری از ارجحیت بیشتری برخوردار می‌باشند. ظرفیت‌های مورد استفاده برای این نوع کاربرد در محدوده چندین کیلووات تا ۱۰مگاوات می‌باشد. لیکن واحدهای سریع دارای ظرفیت‌های کمتر از ۲ مگاوات می‌باشند. لازم به ذکر است که موتورهای رفت و برگشتی گازسوز برای تولید برق اضطراری از اولویت برخوردار نمی‌باشند.

حالت پیک‌سایی

تولید برق در زمان اوج بار توسط موتور ژنراتورهای رفت و برگشتی گونه دیگری از کاربرد این نوع سامانه‌ها می‌باشد. این امر بویژه در فصول اوج بار و یا مناطقی که شبکه برق دارای محدودیت‌های فنی می‌باشد و یا تعرفه‌های گران‌تری اعمال می‌گردد روشی رایج می‌باشد. معمولاً واحدهای پیک‌سا دارای سامانه‌های بازیافت حرارت نمی‌باشند. لیکن چنانچه طول مدت بهره‌برداری بیش از ۲۰۰۰ساعت در سال باشد، سامانه‌های بازیافت حرارت از توجیه اقتصادی برخوردار خواهند بود.

از آنجائیکه تجهیزات کم هزینه و با قابلیت اطمینان بالا از جمله نیازهای اولیه می‌باشد، لذا

1- Black start
2- Grid- isolated

موتورهای رفت وبرگشتی برای کاربردهای پیک‌سایی گزینه ایده‌آلی می‌باشند. در صورتیکه تعداد ساعات بهره‌برداری سالانه زیاد بوده و یا محل مورد استفاده از حساسیت زیست‌محیطی برخوردار باشد آنگاه مسائل آلایندگی باید مورد توجه جدی‌تری قرار گیرد. در شرایطی که بهره‌برداری از این سامانه دوگانه باشد، یعنی هم به عنوان واحد پیک‌سا و هم به عنوان واحد اضطراری مورد استفاده قرار گیرد، آنگاه دارای مزیت اقتصادی بیشتری خواهد بود.

براساس تجربیات موجود در کشورهای مختلف، بهره‌برداری از موتور ژنراتورهای رفت و برگشتی پیک‌سا می‌تواند مبتنی بر سه راهبرد مختلف به شرح زیر باشد.

در راهبرد اول، مشترکان می‌توانند مستقلاً نسبت به بهینه‌سازی برق خریداری شده از شبکه در مقابل برق تولیدی خود و براساس تعرفه‌های اعمالی اقدام نمایند. تحت این راهبرد، ژنراتور خودی در ساعات اعمال تعرفه پرباری مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد. بدین ترتیب و با توجه به چگونگی ساختار تعرفه‌ها، ژنراتور خودی حدوداً بین ۹۰۰ تا ۳۵۰۰ ساعت در سال در مدار خواهد بود.

راهبرد دوم نشأت گرفته از برنامه‌های پیک‌سایی شرکت‌های برق می‌باشد که طی آن شرکت برق تقاضای استفاده از ژنراتور مشترکان را در ازای پرداخت وجوه توافق شده ابراز می‌دارد. مجموع ساعات بهره‌برداری تحت این راهبرد در محدوده ۵۰ تا ٤۰۰ ساعت در سال می‌باشد.

در راهبرد سوم، مشترکان دارنده سامانه‌های پیک‌سا، در تعامل با بازار رقابتی برق نسبت به انعقاد قرار داد بارهای قابل قطع[1] اقدام نموده و به جای آن از امکانات تولید برق خود استفاده می‌نمایند.

حالت پشتیبانی از شبکه

1- Interruptible loads

در اغلب کشورهای جهان واحدهای دیزلی و یا گازسوز تولید برق نسبتاً بزرگ که تحت مالکیت شرکت‌های برق محلی می‌باشند جهت تأمین بار پیک و یا بارمیانه در حال بهره‌برداری می‌باشند. مضافاً اینکه در بسیاری از نیروگاههای بزرگ، موتور ژنراتورهای رفت وبرگشتی برای راه‌اندازی تاریک مورد استفاده قرار می‌گیرند.

در سال‌های اخیر استفاده از موتور ژنراتورهای رفت و برگشتی توسط شرکت‌های برق به صورت تولید پراکنده در پست‌های توزیع برق جهت پشتیبانی از شبکه روند رو به رشدی دارد. این نوع بکارگیری تولید پراکنده عدم نیاز به توسعه شبکه انتقال و توزیع در مناطق تحت فشار شبکه را موجب می‌گردد. چنین سازوکاری می‌تواند به منظور بهبود کیفیت برق و نیز بهبود پروفیل ولتاژ نیز مورد استفاده قرار گیرد بطوریکه هم مشترکان و هم شرکت برق از مزایای فنی و اقتصادی آن منتفع گردند.

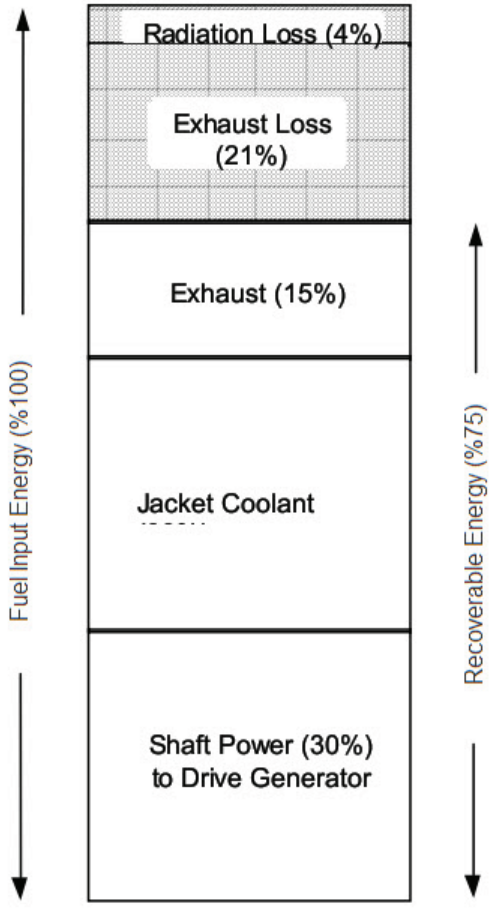
برای پشتیبانی از شبکه هر دو نوع موتور رفت و برگشتی گازسوز و یا دیزلی مناسب می‌باشند. لیکن با توجه به چگونگی بهره‌برداری، موتورهای دیزل ارجحیت بیشتری دارند. امروزه برخی از سازندگان، موتور ژنراتورهای متحرک با ظرفیت‌های متنوع (تا ۲ مگاوات) برای بکارگیری در نقاط مختلف شبکه را عرضه می‌نمایند.

۲-٤-۲ تولید همزمان برق و گرما

در حالیکه پیش‌بینی می‌شود استفاده از موتورهای رفت و برگشتی به منظور پشتیبانی از شبکه و پیک‌سایی بار مشترکان روند روبه رشدی داشته باشد، لیکن کاربرد موتورهای جرقه‌ای گازسوز جهت تولید همزمان برق وگرما مورد توجه بیشتری قرار گرفته است. این امر از یک سو به دلیل مزایای اقتصادی بازیافت حرارت و از سوی دیگر مورد تأکید و حمایت قرار گرفتن این نوع سامانه‌ها توسط دولت‌ها می‌باشد.

همانگونه که قبلاً نیز اشاره شد، موتورهای رفت و برگشتی دارای چهار منبع گرمای اتلافی می‌باشند که امکان بازیافت آنها وجود دارد. این چهار منبع عبارتند از: گازهای خروجی، آب خنک‌کن بدنه موتور، آب خنک‌کن روغن‌کاری و سامانه خنک‌کن هوای توربو شارژر. معمولاً بازیافت حرارت به صورت آب گرم و یا بخار فشار پایین (کمتر از ۳۰psig) محقق می‌گردد. بخار فشار متوسط (تا حدود ۱۵۰psig) را می‌توان از طریق بازیافت حرارت از گازهای داغ خروجی بدست آورد. امّا این گازها فقط حدود نیمی از گرمای اتلافی موتور را دربرمی‌گیرد. برخی از سامانه‌های CHP صنعتی، گازهای خروجی از موتور را مستقیماً برای فرآیندهای خشک‌کنی مورد استفاده قرار می‌دهند. به طور کلی، آب گرم و بخار فشار ضعیف تولید شده توسط موتورهای رفت و برگشتی برای نیازهای فرآیندی کم دما (کمتر از ۱۱۰ درجه سانتی‌گراد)، گرمایش هوا و چیلرهای جذبی به منظور تأمین آب سرد برای خنک‌سازی فرآیندها، تهویه مطبوع و یا سامانه‌های تبرید مناسب می‌باشد. شکل ۲۳-۲ نمونه‌ای از موازنه انرژی برای یک موتور رفت و برگشتی خاص را نشان می‌دهد.

در حال حاضر سهم اصلی سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما مربوط به موتورهای رفت و برگشتی گازسوز می‌باشد. این نوع سامانه‌ها در بخش‌هایی مثل صنایع شیمیایی و غذایی، تصفیه آب، بیمارستان‌ها، دانشگاهها و ساختمان‌های تجاری به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار گرفته‌اند.



شکل ۲۳-۲: موازنه انرژی در یک موتور رفت وبرگشتی

۲-۵ هزینه‌ها

همانگونه که پیشتر گفته شد در حال حاضر موتورهای رفت و برگشتی گازسوز سهم عمده بازار سامانه‌های CHP را به خود اختصاص داده‌اند. لذا در این قسمت به هزینه‌های سرمایه‌گذاری و نگهداری این نوع سامانه‌ها می‌پردازیم. هزینه سرمایه‌گذاری اولیه یک سامانه CHP در برگیرنده

هزینه‌های تجهیزات و نصب آنها می‌باشد. باید توجه نمود که هزینه‌های نصب به گستره تجهیزات مورد استفاده، موقعیت جغرافیایی محل نصب، شرایط و رقابت در بازار بستگی دارد.

بطور کلی، مجموعه‌های موتور ژنراتور فاقد مزیت اقتصادی ظرفیت می‌باشند. معمولاً موتور ژنراتورهای کوچکتر نسبت به واحدهای بزرگتر دارای قیمت واحد ($/kw) کمتری می‌باشند. موتورهای کوچکتر معمولاً دارای سرعت (rpm) بیشتری بوده و اقتباس شده از موتورهای مورد استفاده در خودروها می‌باشند و سهم بیشتری از تولیدات سازندگان را به خود اختصاص می‌دهند. این عوامل موجب ارزان‌تر شدن موتورهای کوچکتر در مقایسه با موتورهای بزرگ کم سرعت شده است.

مجموعه‌های موتور ژنراتور عموماً از یک موتور که بدون استفاده از جعبه دنده مستقیماً به ژنراتور متصل شده تشکیل یافته است. در کشورهایی که فرکانس برق ۵۰ هرتز می‌باشد، سرعت موتور ضریبی از ۵۰ بوده و معمولاً برای موتورهای کوچک ۱۵۰۰ دور در دقیقه (rpm) می‌باشد.

سایر تجهیزات جانبی موتور ژنراتور عبارتنداز : سامانه کنترل، سامانه سوخت، رادیاتور، فن، سامانه استارت و سامانه بازیافت حرارت. بنابراین مجموعه هزینه‌های تجهیزات فوق‌الذکر تشکیل دهنده قیمت اولیه تجهیزات واحد می‌باشد. هزینه کلی احداث واحد، قیمت تجهیزات فوق‌الذکر به علاوه هزینه نیروی انسانی و تجهیزات نصب، هزینه مهندسی، هزینه مدیریت پروژه (شامل اخذ مجوز، بیمه و راه‌اندازی) به همراه هزینه‌های تأمین منابع مالی در طی ٦ تا ١٨ ماه مدت زمان نصب را شامل می‌گردد.

جدول ٤-٢ تخمینی از هزینه‌های احداث چند نمونه از واحدهای CHP مبتنی بر موتورهای رفت و برگشتی با ظرفیت‌های مختلف را با فرض اینکه این سامانه‌ها فقط آب گرم تولید می‌کنند را نشان می‌دهد. هزینه‌های تخمین زده شده دربرگیرنده هزینه‌های اتصال به شبکه نیز می‌باشد.

هزینهٔ تعمیر و نگهداری موتورهای رفت و برگشتی به نوع، سرعت، ظرفیت و تعداد سیلندرهای

موتور بستگی داشته و معمولاً شامل موارد زیر می‌باشد:

- هزینه نیروی انسانی تعمیرکاری
- هزینه قطعات و مواد مصرفی مثل فیلتر روغن، فیلتر هوا، شمع، سوپاپ، رینگ پیستون، اجزاء الکترونیکی و روغن موتور
- هزینه تعمیرات اساسی

با توجه به تجربیات جهانی، معمولاً هزینه قراردادهای تعمیر و نگهداری با توجه به ظرفیت موتور، بین ۰/۷ تا ۲ سنت بر کیلووات ساعت تمام می‌شود. براساس توصیه‌های سازندگان، تعمیرات اساسی باید بین ۸۰۰۰ تا ۳۰۰۰۰ ساعت بهره‌برداری صورت پذیرد.

جدول ٤-۲: هزینه‌های احداث واحدهای CHP با موتورهای رفت و برگشتی گازسوز متصل به شبکه در ظرفیت‌های مختلف (*)

مؤلفه‌های هزینه	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳	سامانه ٤	سامانه ٥
ظرفیت نامی (kW)	۱۰۰	٥۰۰	۱۰۰۰	۳۰۰۰	٥۰۰۰
هزینه‌ها (دلار بر کیلووات)					
تجهیزات:					
– مجموعه موتور ژنراتور	۱۰۰۰	۸۸۰	۷٦۰	٥۲۰	٥۹۰
– بازیافت حرارت	۱۱۰	۲٤۰	۱۹۰	۸۰	٥۰
– مؤلفه‌های برقی	۲٦۰	٦۰	٤۰	۳۰	۲۰
مجموع تجهیزات	۱۳۷۰	۱۱۸۰	۹۹۰	٦۳۰	٦٦۰
نیروی انسانی و مواد مصرفی	۳٤۰	۳۰۰	۲٥۰	۲٤۰	۲٥۰
مجموع سرمایه‌گذاری	۱۷۱۰	۱٤۸۰	۱۲٤۰	۸۷۰	۹۱۰
هزینه‌های مدیریت پروژه:	۲۰۰	۱۸۰	۱٥۰	۹۰	۷۰
مهندسی	۲۰۰	۱۸۰	۱٥۰	۹۰	۷۰
هزینه‌های غیرمترقبه	۷۰	٦۰	٥۰	۳۰	۳۰
هزینه‌های مالی در حین ساخت	۳۰	٤۰	٥۰	٥۰	٥۰
کل هزینه احداث (دلار بر کیلووات)	۲۲۱۰	۱۹٤۰	۱٦٤۰	۱۱۳۰	۱۱۳۰

* اطلاعات از مرجع ۱ این فصل اخذ شده است.

مراجع

1- *"Catalog of CHP Technologies"*, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), December 2008.

2- *"Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterization",* U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL), November 2003.

3- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies and Applications"*, The Fairmont Press, INC., 2003.

4- *"Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide"*, Second Edition, Oak Ridge National Laboratory, September, 2005.

5- L.M. Chamra, and P.J. Mago, *"Micro CHP Power Generation for Residential and Small Commercial Buildings"*, Nova Science Publishers, Inc., 2009.

6- *"Training Guide on Combined Heat & Power Systems"*, European Commission, www.cres.gr/kane/education/3CHP_en_small.pdf.

7- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power"*, Energy Solution Center, U.S. Department of Energy, January 2004.

8- *"Review of Combined Heat and Power Tenchnologies"*, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy, October 1999.

۳

توربین‌های گاز

توربین‌های گاز از اواخر دهه ۱۹۳۰ میلادی به منظور تولید برق مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این محرکه‌ها از ویژگیهایی چون فشردگی، سبک‌وزنی، سادگی، تنوع، چگالی قدرت زیاد[1]، و قابلیت اطمینان بسیار بالا برخوردار می‌باشند. بهره‌برداری از این نوع فنّاوری و نیز نصب و راه‌اندازی آن از سادگی و مطلوبیت خوبی برخوردار است. از دیده‌گاه زیست‌محیطی نیز باید متذکر شد که احتراق پاک از خصوصیات این نوع محرک اولیه می‌باشد.

درحال‌حاضر توربین‌های گاز با ظرفیت‌هایی در محدوده ۵۰۰ کیلووات تا ۲۵۰ مگاوات در دسترس می‌باشند. این نوع محرکه‌ها را می‌توان فقط برای تولید برق و یا تولید همزمان برق و گرما (CHP) مورد استفاده قرار داد. چنانچه توربین‌های گاز فقط جهت تولید برق در نیروگاهها بکار گرفته شوند، پیکربندی مناسب در قالب سیکل ترکیبی[2] دارای بازدهی نسبتاً بالایی در حدود ٪۶۰ (LHV) خواهد بود. امروزه توربین‌های گاز مبتنی بر سیکل ساده[3] که فقط برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند با بازدهی تا محدوده ٪۴۰ (LHV) به صورت تجاری دردسترس می‌باشند.

1- High power density
2- Combined cycle
3- Simple – cycle gas turbine

از گذشته‌ای دور شرکت‌های برق توربین‌های گاز را جهت تأمین بارپیک مورد بهره‌برداری قرار می‌دادند. لیکن، امروزه با پیشرفت فنّاوری‌های مربوطه، این توربین‌ها جهت تأمین بار پایه نیز مورد استفاده قرار می‌گیرند.

بطورکلی، گازهای احتراق خارج شونده از توربین‌های گاز کیفیت حرارتی بالایی داشته و قابلیت استفاده در سامانه‌های CHP را دارا می‌باشند. با بهره‌گیری از حرارت بازیافت شده از گازهای خروجی امکان دست‌یابی به بازدهی کلی سیستم در محدوده ۷۰ تا ۸۰ درصد میسر می‌گردد.

تولید برق توسط توربین‌های گاز یکی از پاک‌ترین روشهای مرسوم است به گونه‌ای که میزان آلاینده‌های اکسیدهای نیتروژن (No_x) تولید شده با این روش بسیار ناچیز می‌باشد. به‌علاوه، به‌دلیل رایج بودن استفاده از سوخت گاز برای این نوع محرکه‌های اولیه و بازدهی نسبتاً خوب آنها، میزان تولید دی‌اکسیدکربن (CO_2) به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در مقایسه با سایر فنّاوری‌های فسیلی موجود در بازار به میزان چشمگیری کمتر می‌باشد.

توربین‌های گاز اکثراً از گازطبیعی بعنوان سوخت پایه استفاده می‌کنند. لیکن در صورت تأئید سازنده توربین، طیف گسترده‌ای از سوخت‌های مختلف شامل گاز مایع (LPG)، الکل، نفت‌سفید (سوخت جت)، پروپان، گاز ذغال‌سنگ، نفتا، گازوئیل و غیره نیز قابل استفاده می‌باشند.

۱-۳ تشریح فنّاوری

۱-۱-۳ اصول فرآیند کار توربین‌گاز

در نگاه کلی کارکرد توربین‌گاز مشابه یک موتور رفت وبرگشتی می‌باشد. زیرا هر دو فرآیند دارای ویژگیهای مشابهی مثل هواگیری، تراکم، احتراق، انبساط و تخلیه گازهای احتراق می‌باشند.

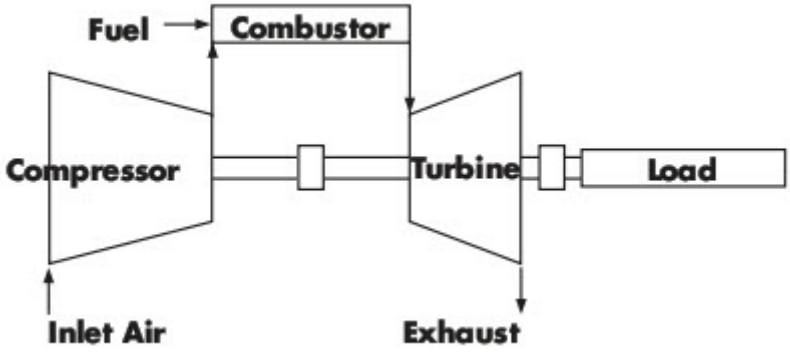
لیکن در یک توربین گاز، احتراق، به صورت پیوسته در قالب یک فرآیند دینامیک سیالات[1] تحت فشار نسبتاً پائین بوقوع می‌پیوندد. در حالیکه در یک موتور رفت و برگشتی، احتراق در یک فرآیند با فشار متغیر نسبتاً بالایی صورت می‌گیرد.

چرخه‌های باز و بسته

توربین‌های گاز براساس چرخه برایتون[2] و یا ژول[3] کار می‌کنند. این سامانه‌ها معمولاً بصورت چرخهٔ باز[4] و یا چرخهٔ بسته[5] عمل می‌کنند. توربین‌های گاز چرخهٔ باز بگونه‌ای طراحی شده‌اند که بطور پیوسته هوای محیط را مکیده و متراکم می‌نمایند و پس از مخلوط شدن با سوخت عمل احتراق صورت می‌گیرد. انرژی مکانیکی بدست آمده از محصولات احتراق جهت به حرکت در آوردن توربین و بار اعمال شده (ژنراتور، کمپرسور و غیره) مورد استفاده قرار گرفته و نهایتاً گازهای احتراق به محیط تخلیه می‌گردند. درکاربردهای توربین گاز برای تولید برق و یا CHP، چرخه باز برایتون رایج‌تر از چرخهٔ بسته برایتون می‌باشد.

در توربین‌های گاز با چرخه بسته، سیال کارکننده بصورت پیوسته درحالت باز چرخش[6] قرار می‌گیرد. انرژی مورد نیاز چرخه‌های بسته از یک فرآیند احتراق در شرایط نزدیک به محیط[7] بدست می‌آید. انرژی آزاد شده از فرآیند احتراق فوق‌الذکر توسط یک مبدل حرارتی به سیال کار انتقال داده شده و نهایتاً محصولات احتراق به محیط تخلیه می‌گردند. شکل ۱-۳ یک چرخه باز برایتون را نشان می‌دهد.

1- Fluid dynamic process
2- Brayton cycle
3- Joul cycle
4- Open cycle
5- Closed cycle
6- Recycling
7- Near - atmospheric

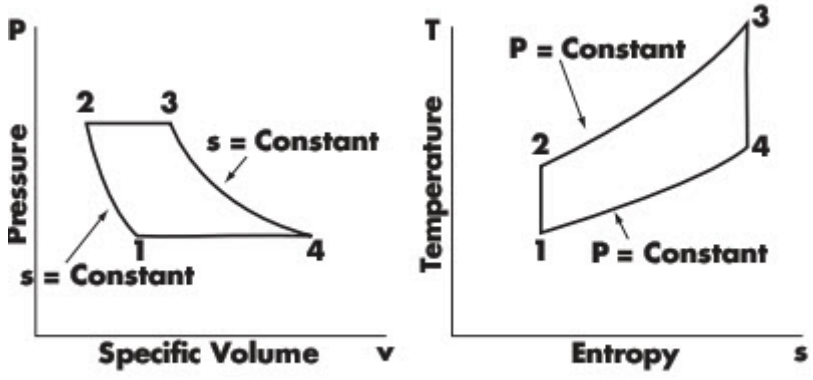


شکل ۱-۳: چرخه باز برایتون

از آنجائیکه کاربرد چرخه‌های بسته توربین گاز محدود می‌باشد لذا در ادامه فقط چرخه بازتوربین گاز که کاربردهای صنعتی زیادی دارد را مورد بحث قرار می‌دهیم.

چرخه‌های کارکرد توربین‌گاز

برای آشنا شدن با اصول کارکرد توربین‌های گاز بررسی چرخه ایده‌آل مفید می‌باشد. چرخهٔ هوای استاندارد (ایده‌آل) برایتون در شکل ۲-۳ نشان داده شده است.



شکل ۲-۳: چرخه هوای استاندارد برایتون

در چرخهٔ ایده‌آل، ابتدا گاز در مسیر ۱ به ۲ به صورت آیزنتروپیک متراکم شده و در مسیر ۲ به ۳ در شرایط فشار ثابت، به آن گرما اضافه می‌گردد. سپس در مسیر ۳ به ٤ انبساط آیزنتروپیک تا رسیدن به شرایط فشار اولیه صورت گرفته و نهایتاً در مسیر ٤ به ۱ تحت شرایط فشار ثابت گرما دفع می‌گردد. لازم به ذکر است که در نقطه ۱ فشار محیط و در نقطه ۲ فشار هوا در خروجی کمپرسور برقرار می‌باشد. افزایش گرما بین مراحل ۲ و ۳ در محفظه احتراق صورت گرفته و پس از آن، کار در مسیر ۳ به ٤ بواسطه انبساط گازهای داغ حاصل می‌گردد.

در حالت واقعی، به دلیل افت فشار در محفظه احتراق و مسیرهای عبور سیالات و نیز اصطکاک در یاتاقان‌ها، کارکرد توربین گاز با چرخه ایده‌آل برایتون متفاوت می‌باشد. یکی از ویژگیهای چرخهٔ برایتون میزان قابل توجه کار کمپرسور در مقایسه با کار توربین می‌باشد. معمولاً کمپرسور بین ٤۰ تا ۸۰ درصد از کار خروجی توربین را مصرف می‌نماید. این میزان از کار مورد نیاز برای تراکم در موتورهای رفت وبرگشتی بطور قابل توجهی بیشتر می‌باشد. مصرف انرژی زیاد توسط کمپرسور موجب کاهش بازدهی توربین گاز می‌گردد.

اصولاً میزان توان تولیدی توسط توربین گاز متناسب با دمای مطلق گازهای احتراق می‌باشد.

بنابراین، بهره‌برداری از توربین‌گاز در بالاترین دمای ممکن همراه با ملحوظ داشتن اقتصاد مواد بکار رفته در ساخت تجهیزات و قطعات توربین گاز، مزیت بیشتری دارد. روند کلی بهبود عملکرد توربین‌های گاز درجهت افزایش دما و فشار فرآیند کار توربین گاز می‌باشد. هرچند که این امر موجب افزایش هزینه ساخت توربین گاز می‌شود، لیکن به دلیل افزایش بازدهی، دارای مزیت اقتصادی می‌باشد.

امروزه سازندگان توربین گاز با تغییراتی در چرخه برایتون سامانه‌هایی با ویژگیهای مختلف عرضه می‌نمایند. مثلاً از طریق پیش‌گرم نمودن هوا به کمک گازهای گرم خروجی توربین می‌توان مصرف سوخت راکاهش داد، و یا آنکه با خنک‌سازی هوای ورودی به کمپرسور، می‌توان میزان کار کمپرسور را کاهش داد. برخی از سامانه‌ها نیز مجهز به مولد بخار بازیافت کننده حرارت[1] (HRSG) بوده و با تولید برق اضافی توسط یک توربین بخار در قالب یک چرخه ترکیبی شرایط دستیابی به بازدهی بیشتری را فراهم می‌آورند.

گازهای خروجی توربین‌های گاز کاملاً داغ می‌باشد، بطوریکه دمای این گازها در توربین‌های کوچک در محدوده ٤٢٠ تا ٤٨٠ درجه سانتی‌گراد و در توربین‌های بزرگ تا ٦٠٠ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. چنین دماهای بالایی استفاده مستقیم از گرمای گازهای خروجی را امکان‌پذیر می‌سازد. با اضافه نمودن یک مولد بازیافت حرارت به مجموعه توربین گاز می‌توان بخار و یا آب گرم تولید نموده و برای استفاده در فرآیندهای صنعتی آنها را بکار برد.

یک سامانه تولید برق برپایه توربین گاز در صورتی به عنوان یک واحد CHP تلقی می‌گردد که گرمای تلف شده گازهای خروجی برای مصارف حرارتی مورد استفاده قرار گیرد. لیکن چنانچه گرمای بازیافت شده توسط یک بویلر بازیافت حرارت (HRSG) برای تولید برق بکارگرفته شود، دیگر این سامانه به عنوان CHP قلمداد نمی‌گردد.

1- Heat Recovery Steam Generator

۳-۱-۲ انواع توربین‌های گاز

بطور کلی توربین‌های گاز را می‌توان بر دو نوع اصلی دسته‌بندی نمود:

توربین‌های گاز محرک هوایی[1] که برای تولید برق بکارگرفته می‌شوند که نسبت به توربین‌های گاز صنعتی دارای وزن سبکتر و بازدهی حرارتی بیشتری بوده و معمولاً گرانتر می‌باشند. این نوع توربین‌ها حداکثر تا ظرفیت‌های ٤٠ تا ٥٠ مگاوات دردسترس می‌باشند. بازدهی این نوع توربین‌ها در حدود ٤٥ درصد (LHV) می‌باشد.

توربین‌های گاز صنعتی[2] که برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند با ظرفیت‌هایی در محدوده ۱ تا ۲۵۰ مگاوات دردسترس می‌باشند. این نوع توربین‌های گاز ارزانتر بوده و برای بهره‌برداری در حالت بارپایه مناسب می‌باشند. لیکن این توربین‌ها دارای بازدهی کمتری می‌باشند. توربین‌های گازی بزرگ با ظرفیت‌های بیش از ۱۰۰مگاوات در حالت چرخه ساده دارای بازدهی حدوداً ٤٠ درصد (LHV) و در حالت چرخه ترکیبی دارای بازدهی حدوداً ٦٠ درصد (LHV) می‌باشند.

۳-۱-۳ مشخصات طراحی

ویژگی‌ها و مشخصات طراحی که موجب شده است توربین گاز به عنوان یک محرکه اولیه مناسب برای کاربردهای تولید پراکنده و سامانه‌های CHP مورد استفاده قرار گیرد عبارتند از:

محدوده ظرفیت: توربین‌های گاز در محدوده ظرفیت‌های ۵۰۰ کیلووات تا ۲۵۰ مگاوات در دسترس می‌باشد.

گرمای خروجی: توربین‌های گاز خروجی حرارتی با کیفیت بالا (دمای زیاد) تولید می‌نمایند که برای کاربردهای تولید همزمان برق و گرما مناسب می‌باشد.

1- Aeroderivative gas turbine
2- Industrial gas turbine

بهره‌برداری در بار جزئی: از آنجائیکه جهت کاهش توان خروجی توربین گاز دمای احتراق پائین آورده می‌شود، لذا بازدهی توربین به طور قابل توجهی از بازدهی بهره‌برداری در بار کامل کمتر می‌باشد.

قابلیت اطمینان و طول عمر: در صورت نگهداری مناسب، توربین‌های گاز مدرن از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار خواهند بود. براساس توصیه سازندگان، دوره تعمیرات اساسی این توربین‌ها در محدوده ۲۵۰۰۰ تا ۵۰۰۰۰ ساعت می‌باشد.

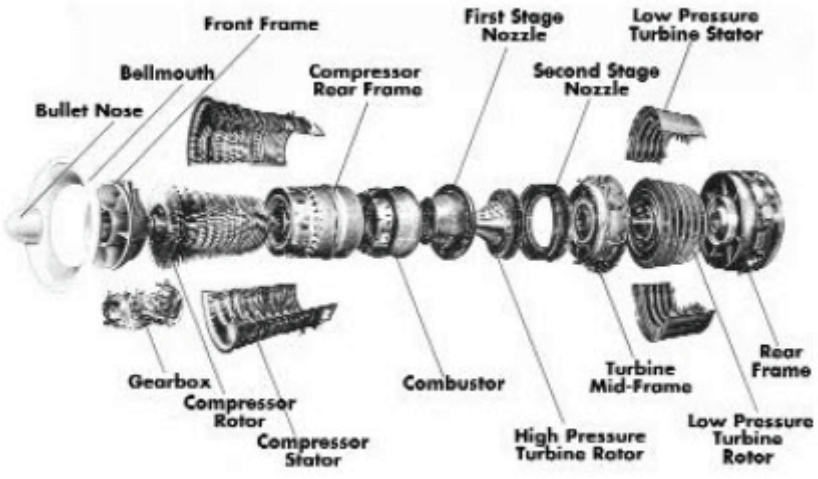
آلایندگی: اغلب توربین‌های گاز از سوخت‌های گازی استفاده می‌کنند که موجب تولید آلاینده‌های اکسید نیتروژن (NO_x) در سطحی کمتر از (۲۵ppm) و نیز آلایندگی منواکسیدکربن (CO) در محدوده ۱۰ تا ۵۰ (ppm) می‌گردد. بکارگیری سامانه‌های محدود کننده آلایندگی مثل فنّاوری کاهش کاتالیستی انتخابی (SCR) موجب کاهش آلایندگی اکسیدهای ازت (NO_x) خواهد شد.

تنوع سوخت: توربین‌های گاز قابلیت استفاده از انواع سوخت‌های مثل گاز طبیعی، گاز مصنوعی[1]، بیوگاز و گازوئیل را دارا می‌باشند.

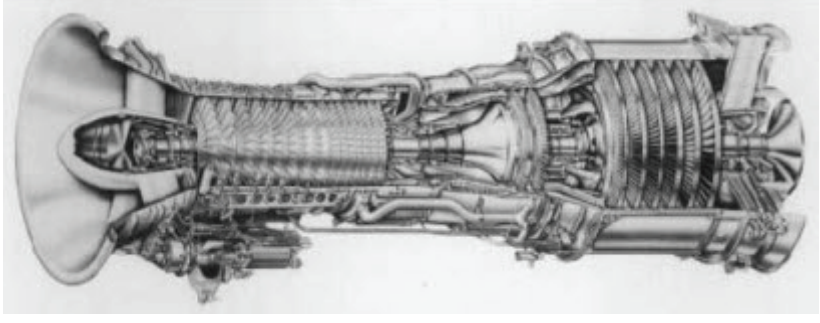
٤-١-٣ اجزاء توربین‌های گاز

مجموعه توربین‌گاز از اجزاء متعددی تشکیل می‌شوند. شکل ۳-۳ اجزاء یک توربین گاز ۲۳/۸ مگاواتی و شکل ٤-۳ مقطع برش‌خورده این توربین را نشان می‌دهند.

1- Synthetic gas



شکل ۳-۳: اجزاء یک توربین گاز ۲۳/۸ مگاواتی



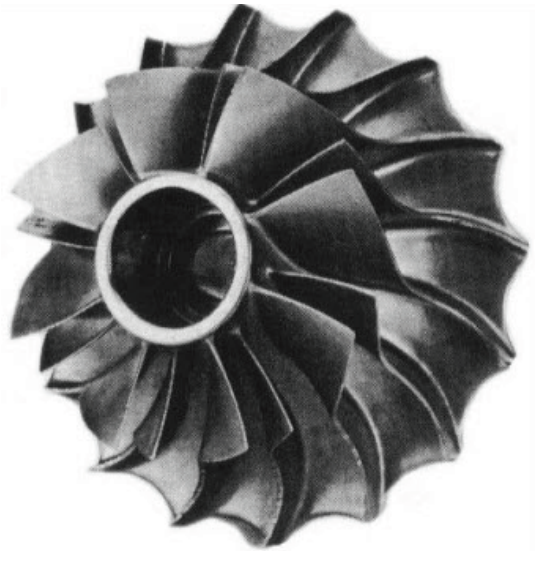
شکل ٤-۳: مقطع برش‌خورده توربین گاز ۲۳/۸ مگاواتی

از بین اجزاء مختلف توربین گاز، کمپرسور، سامانه احتراق و توربین به عنوان مهمترین اجـزاء شناخته شده‌اند. در ادامه هر یک از این اجزاء به اختصار تشریح می‌گردند.

کمپرسور

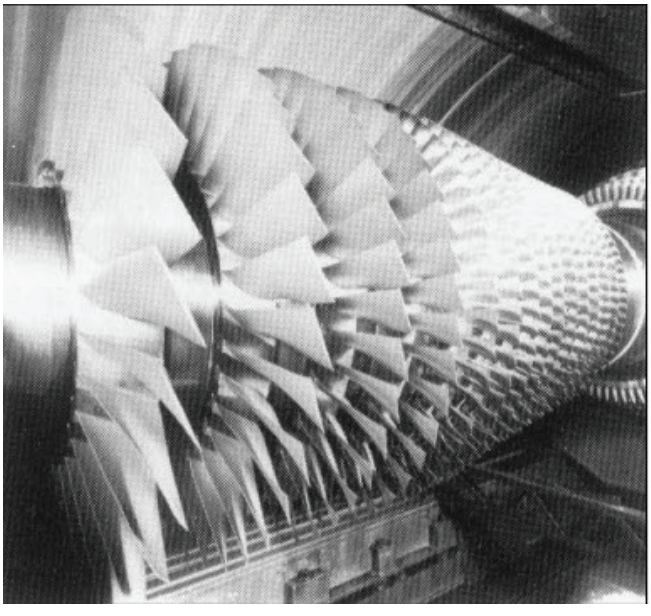
در قسمت کمپرسور، هوای محیط پس از عبور از فیلتر متراکم می‌گردد. معمولاً کمپرسور بخش عمده‌ای از توان تولید شده توسط توربین را که حدود ٦٥ تا ٧٥ درصد کل توان خروجی می‌باشد را استفاده می‌نماید. این میزان سهم مصرف انرژی، تأثیر قابل توجهی بر بازدهی سامانه توربین گاز می‌گذارد. از این رو سازندگان با طراحی بهینه سامانه کمپرسور سعی در کاهش مصرف انرژی آن می‌نمایند.

در توربین گازهای کوچک معمولاً از کمپرسورهای نوع گریز ازمرکز[1] و در توربین‌های بزرگ (بیش از ۳۰۰۰ کیلووات) از کمپرسورهای نوع محوری[2] استفاده می‌شود. شکل ٥-۳ و ٦-۳ به ترتیب نمونه‌هایی از کمپرسورهای نوع گریز از مرکز و محوری را نشان می‌دهند.



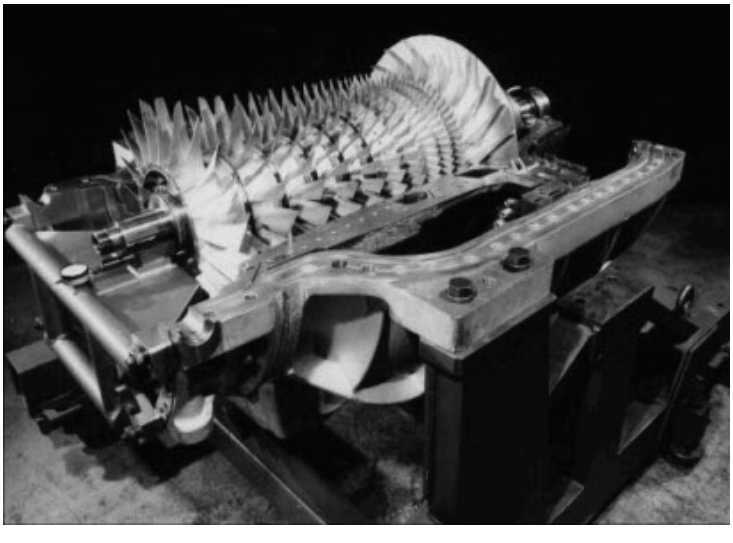
شکل ٥-۳: کمپرسور نوع گریزاز مرکز

1- Centrifugal compressors
2- Axial compressors



شکل ٦-۳: کمپرسور محوری ۱۵مرحله‌ای

در برخی از توربین‌ها نیز از ترکیب هر دو نوع کمپرسور استفاده می‌گردد. شکل ۷-۳ نمونـه‌ای از کمپرسور ترکیبی را نشان می‌دهد.



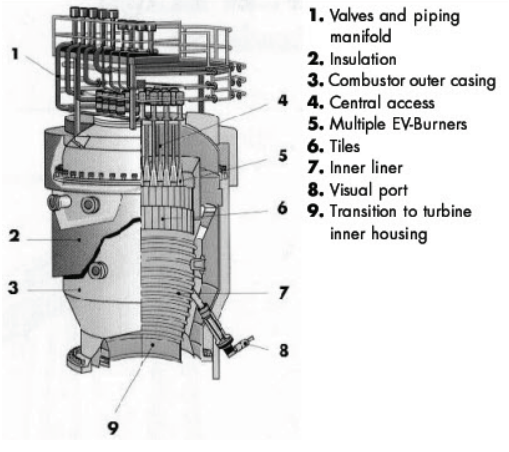
شکل ۷-۳: کمپرسور ترکیبی محوری – گریزازمرکز

سامانه احتراق

در فرآیند کارتوربین گاز، هوای متراکم شده و سوخت بطور پیوسته وارد سامانهٔ احتراق[1] می‌گردد. بخشی از هوای وارد شده در ناحیه اول محفظه احتراق[2] با سوخت مشتعل می‌گردد و بقیه هوای متراکم جهت کاهش دمای سیال کار با محصولات احتراق مخلوط می‌گردد.

در حال حاضر طرح‌های مختلفی از سامانه‌های احتراق در توربین‌های گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. ازجمله رایج‌ترین طرح‌ها می‌توان به طرح محفظه‌ای[3]، طرح حلقوی[4] و طرح استوانه‌ای[5] اشاره نمود. در طرح محفظه‌ای یک نازل سوخت در هر محفظه مشعل قرار می‌گیرد. طرح حلقوی، شامل یک مجموعه بزرگ احتراق با چندین مشعل می‌باشد. این نوع سامانه‌های احتراق دارای عملکرد خوبی بوده و فضای کمتری را اشغال می‌نمایند. سامانه‌های استوانه‌ای دارای یک یا چند سامانه احتراق استوانه‌ای و یا سیلندری خارجی[6] می‌باشند.

شکل ۸–۳ سامانه احتراق استوانه‌ای یک توربین ۵۰ مگاواتی را نشان می‌دهد.



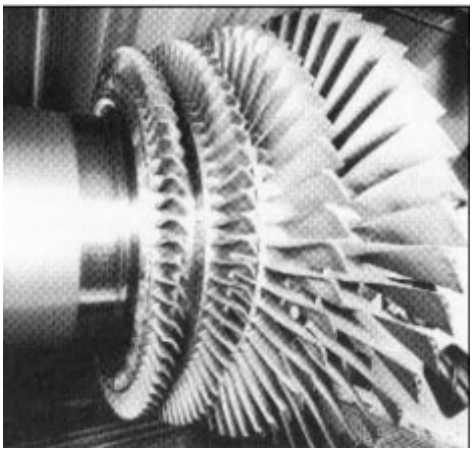
1- Combustor
2- Combustion primary zone
3- Can configuration
4- Annular configuration
5- Silo configuration
6- External cylindrical combustor

شکل ۸-۳: سامانه احتراق استوانه‌ای

توربین

در قسمت توربین، با انبساط گازهای حاصل از احتراق که فشار و دمای زیادی دارند کار استحصال می‌گردد. بنابراین، انرژی گازهای داغ به انرژی مکانیکی تبدیل شده و توان حاصل از آن صرف به حرکت درآوردن کمپرسور و بار اعمال شده (ژنراتور و یا بارمکانیکی) می‌گردد.

توربین‌های گاز معمولاً از نوع جریان شعاعی[1] و یا نوع عکس‌العملی[2] می‌باشند. توربین‌های کوچک از نوع شعاعی می‌باشند، اما اکثر توربین‌ها از نوع عکس‌العملی چند مرحله‌ای هستند. شکل ۹-۳ روتور یک توربین گاز چهار مرحله‌ای با ظرفیت زیاد را نشان می‌دهد.



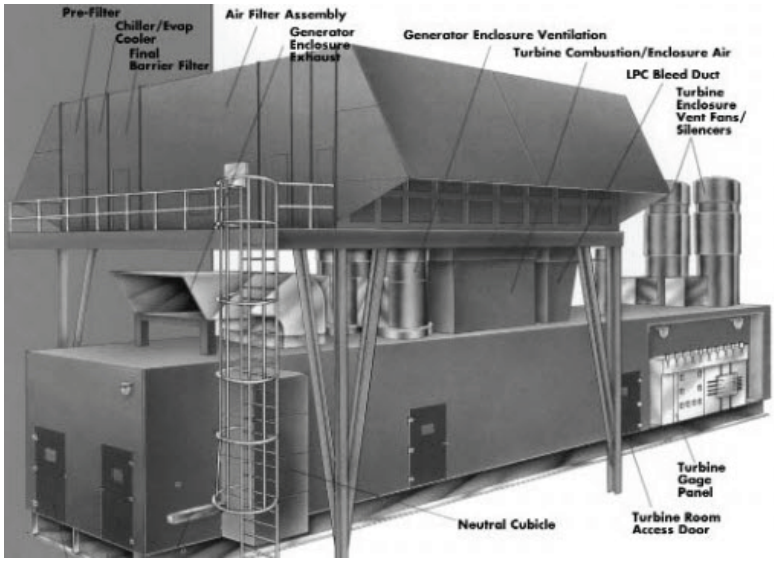
شکل ۹-۳: روتور یک توربین گاز چهارمرحله‌ای

واحدهای توربین گاز شامل زیرمجموعه‌های متعدد دیگری از جمله سامانه سوخت و سامانه کنترل نیز می‌باشد که برای اطلاع از جزئیات بیشتر در مورد این سامانه‌ها می‌توان به اطلاعات سازندگان مراجعه نمود.

1- Radial inflow
2- Reaction type

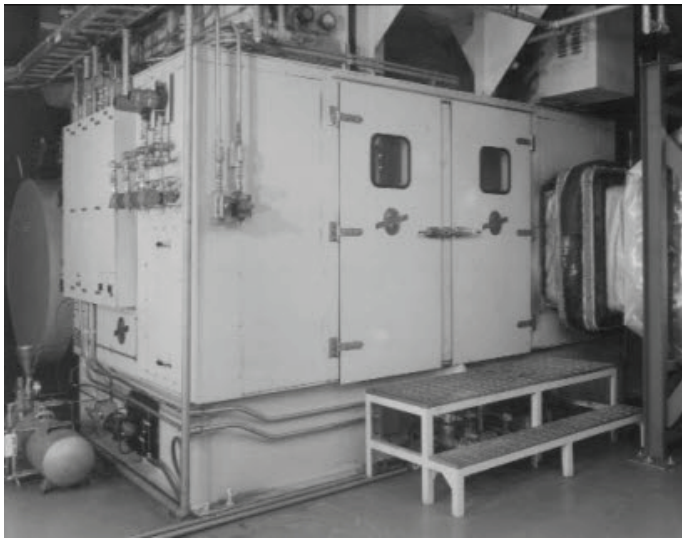
جهت کنترل آلایندگی صوتی توربین‌های گاز، معمولاً مجموعه تجهیزات به صورت یک بسته[1] درون محفظه‌های کاهش‌دهنده صدا قرار داده می‌شوند. میزان کاهش صدا براساس سفارش خریدار در طراحی محفظه کنترل صدا درنظر گرفته می‌شود.

شکل‌های ۱۰-۳ و ۱۱-۳ به ترتیب نشان‌دهنده بسته توربین گازهای ۴۰ و ۳/۷ مگاواتی قرار گرفته درون محفظه‌های کنترل صدا می‌باشند.



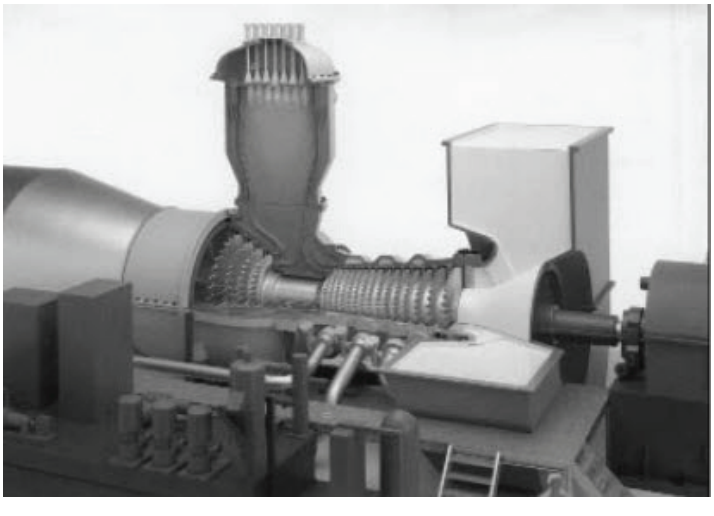
شکل ۱۰-۳: بسته توربین گاز ۴۰ مگاواتی

1- Package

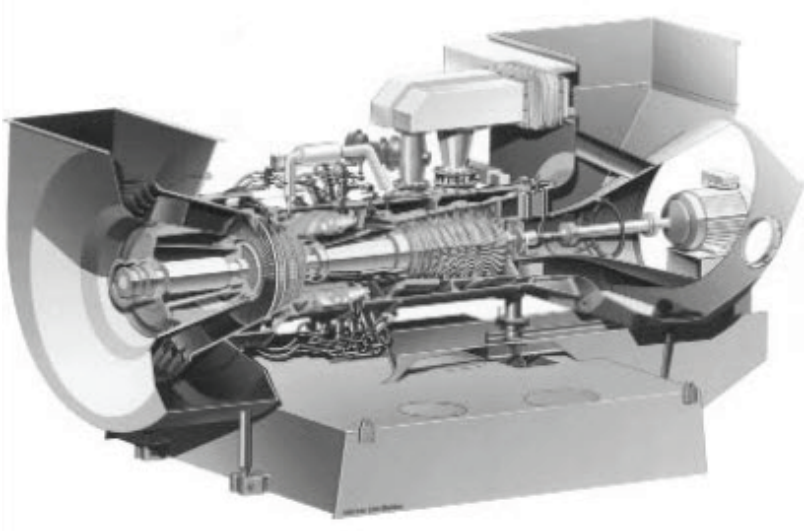


شکل ۱۱-۳: بسته توربین گاز ۳/۷ مگاواتی

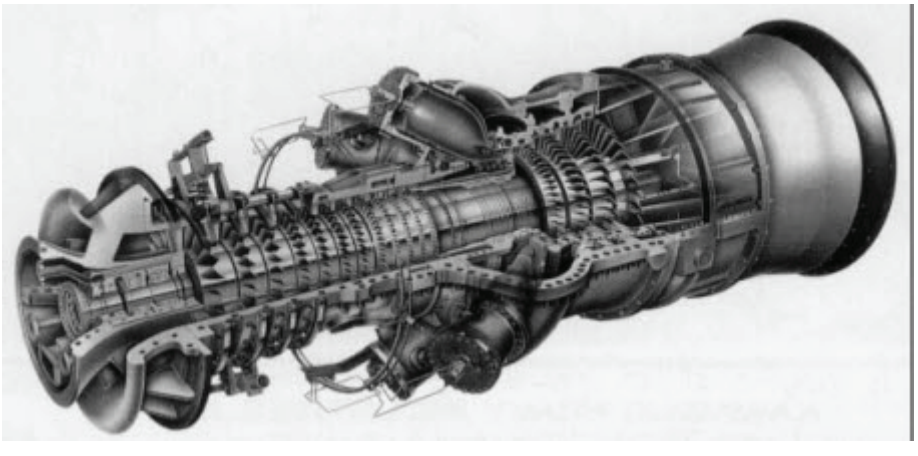
امروزه توربین گازهای متنوعی با ظرفیت‌های گوناگون برای کاربردهای مختلف در بازار عرضه می‌گردد. نمونه‌هایی از توربین گازهای ارائه شده توسط سازندگان در شکل‌های ۱۲-۳، ۱۳-۳، ۱٤-۳ و ۱۵-۳ مشاهده می‌گردد.



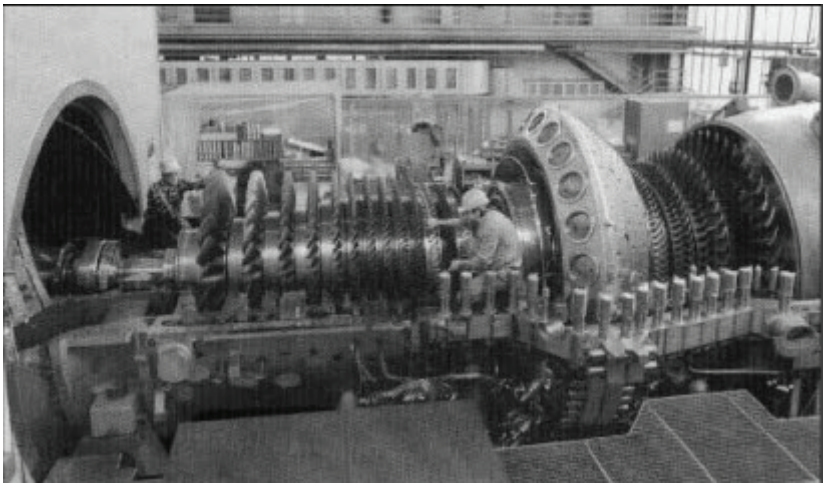
شکل ۱۲-۳: توربین گاز با سامانه احتراق استوانه‌ای ساخت شرکت ABB



شکل ۱۳-۳: توربین گاز ۲۶ مگاواتی با سامانه احتراق کم آلاینده NO_x ساخت شرکت ABB



شکل ۱۴-۳: توربین گاز ۶مگاواتی ساخت شرکت کاوازاکی



شکل ۱۵-۳: توربین گاز با ظرفیت بسیار بالا ساخت شرکت زیمنس

۲-۳ عملکرد

همانند موتورهای رفت وبرگشتی، عملکرد و بازدهی توربین‌های گاز نیز به نحوه بهره‌برداری و چگونگی کاربرد آن در دو حالت فقط تولید برق و یا تولید همزمان برق وگرما بستگی دارد. به علاوه، هدف از بکارگیری توربین گاز نیز خود تعیین کننده عملکرد این سامانه می‌باشد. واحدهایی که با هدف تولید برق اضطراری مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند، معمولاً دارای بازدهی کمتر و در نتیجه سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای آنها نیز کمتر می‌باشد. در حالیکه توربین‌های گاز با فاکتور ظرفیت سالانه[1] زیاد که برای پشتیبانی شبکه و یا تأمین بارپایه مورد استفاده قرار می‌گیرند از بازدهی بیشتری برخوردار بوده و طبیعتاً سرمایه‌گذاری بیشتری را نیز طلب می‌نمایند.

در کاربردهای تولید همزمان برق و گرما توسط سامانه‌های توربین گاز، با اضافه شدن تجهیزات جانبی برای بازیافت گرما از گازهای داغ خروجی، بازدهی کلی مجموعه افزایش یافته و مزیت اقتصادی آن قابل توجه خواهد بود. عملکرد سامانه‌های توربین گاز به بازدهی گرمایی

1- Annual capacity factor

چرخه برایتون بستگی دارد که در ادامه تشریح می‌گردد.

۱-۲-۳ بازدهی گرمایی چرخه برایتون

بازدهی گرمایی چرخه برایتون تابع عوامل مختلفی ازجمله فشار، دمای محیط، دمای هوای ورودی و غیره می‌باشد. هر چند عملکرد واقعی توربین گاز در مقایسه با یک چرخه ایده‌آل متفاوت بوده و مقدار بازدهی آن بطور قابل توجهی کمتر از بازدهی چرخه ایده‌آل می‌باشد، لیکن برای آشنایی با اصول عملکرد چرخه برایتون، بررسی چرخه ایده‌آل مفید می‌باشد. با مراجعه به شکل ۲-۳ میزان گرمای ورودی به سیستم در مسیر ۲ به ۳ از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$Q_{in} = m^{\circ} C_p (T_3 - T_2) \qquad (۳-۱)$$

که در آن،

Q_{in}: گرمای ورودی

m°: دبی سیال‌کار

C_p: گرمای ویژه در شرایط فشار ثابت

T_2: دما در نقطه ۲ چرخه ایده‌آل

T_3: دما در نقطه ۳ چرخه ایده‌آل

میزان گرمای خروجی در شرایط فشار ثابت در مسیر ٤ به ۱ رانیز می‌توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$Q_{out} = m^{\circ} C_p (T_4 - T_1) \qquad (۳-۲)$$

که در آن،

Q_{out}: گرمای خروجی

T_4: دما در نقطه ٤ چرخه ایده‌آل

T_1: دما در نقطه ۱ چرخه ایده‌آل

با توجه به روابط فوق میزان کار حاصل شده (W)، را می‌توان به صورت زیر بدست آورد:

$$W = Q_{in} - Q_{out} = m^{\circ}\left[C_p(T_3 - T_2) - C_p(T_4 - T_1)\right] \qquad (۳-۳)$$

حال با فرض ثابت بودن مقدار گرمای ویـژه و چشـم‌پوشـی از تغییـرات شـیمیایی کـه در فرآینـد احتراق صورت می‌پذیرد می‌توان بازدهی گرمایی چرخه ایده‌آل برایتون (η_B) را به صـورت زیـر بدست آورد:

$$\eta_B = \frac{Q_{in} - Q_{out}}{Q_{in}} = \frac{C_p(T_3 - T_2) - C_p(T_4 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{(T_4 - T_1)}{(T_3 - T_2)} \qquad (۳-٤)$$

با مشاهده منحنی $P-V$ در شکل ۲-۳، ملاحظه مـی‌گـردد کـه $P_2 = P_3$ و $P_1 = P_4$ و لـذا نسبت فشار (r_p) را می‌توان به صورت زیر بیان نمود:

$$r_p = \frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2}{P_1} \qquad (۳-۵)$$

که در آن P_1 ،P_2 ،P_3 و P_4 به ترتیـب بیـانگر فشـار در نقـاط ۱، ۲، ۳ و ٤ چرخـه ایـده‌آل می‌باشند.

با توجه به اینکه در چرخه ایده‌آل تلفات داخلی در نظـر گرفتـه نمـی‌شـود، بنـابراین بـازدهی گرمایی را می‌توان به صورت تابعی از نسبت فشار بیان نمود:

$$\eta_B = 1 - (\frac{P_1}{P_2})^{(k-1)/k} = 1 - (\frac{1}{r_p})^{(k-1)/K} \qquad (۳-٦)$$

که در آن k ، نسبت مقادیر گرمای ویژه حرارتی فشار ثابت (C_P) به گرمـای ویـژه حرارتـی حجم ثابت (C_V) می‌باشد.

همچنین، بازدهی گرمایی چرخه برایتون را می‌توان به صورت تابعی از حجـم (V) و نسـبت تراکم (r_C) بیان نمود:

$$\eta_B = 1 - (\frac{V_1}{V_2})^{1-k} = 1 - r_C{}^{(1-k)} \qquad (۳-۷)$$

این روابط بیانگر آن است که بازدهی گرمایی ایده‌آل چرخه برایتون که یک فرآیند احتراق فشار ثابت با انبساط کامل می‌باشد، مشابه بازدهی گرمایی چرخه اوتو که یک چرخه احتراق حجم ثابت است می‌باشد. بنابراین مشابه چرخهٔ اوتو، بازدهی تئوری چرخه برایتون فقط به نسبت تراکم و یا نسبت فشار بستگی دارد.

همانگونه که پیشتر گفته شد، عملکرد توربین‌های گاز در حالت واقعی با چرخه ایده‌آل متفاوت می‌باشد. این امر به دلیل فرآیندهای برگشت‌ناپذیر مثل اصطکاک در یاتاقانهای کمپرسور و افت فشار در مسیر عبور سیال کاری از گذرهای مختلف و محفظه احتراق می‌باشد.

یکی از ویژگیهای خاص چرخه برایتون کار کمپرسور در مقایسه با کار توربین می‌باشد. ممکن است کمپرسور بین ٤٠ تا ٨٠ درصد توان خروجی توربین را طلب نماید. این میزان در مقایسه با کار مورد نیاز برای تراکم هوا در موتورهای رفت و برگشتی بسیار قابل توجه می‌باشد. بنابراین بازدهی توربین گاز وابستگی زیادی به بازدهی کمپرسور و توربین خواهد داشت.

با منظور نمودن عوامل کاهنده بازدهی، می‌توان بازدهی واقعی چرخه برایتون را به صورت زیر بدست آورد:

$$\eta_a = \frac{\eta_t W_t - \frac{W_c}{\eta_c}}{Q_{in}} = \frac{W_{ta} - W_{ca}}{Q_{in}} \qquad (۳-۸)$$

که در آن،

η_a: بازدهی واقعی چرخه برایتون

η_t: بازدهی ایده‌آل توربین

W_t: کار ایده‌آل توربین

η_c: بازدهی ایده‌آل کمپرسور

W_c: کار ایده‌آل کمپرسور

W_{ta}: کار واقعی توربین

W_{ca}: کار واقعی کمپرسور

میزان کار واقعی مورد نیاز کمپرسوربه صورت تابعی از دما (T) و یا تغییر آنتالپی (h) را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$W_{ca} = m^{\circ} C_p (T_{2'} - T_1) = m^{\circ} (h_{2'} - h_1) \qquad (۳-۹)$$

که در آن،

$T_{2'}$: دمای واقعی در حالت۲

$h_{2'}$: آنتالپی واقعی در حالت۲

بازدهی واقعی کمپرسور (η_{ca}) در فرآیند آیزنتروپیک را می‌توان با رابطه زیر نشان داد:

$$\eta_{ca} = \frac{h_2 - h_1}{h_{2'} - h_1} \qquad (۳-۱۰)$$

به همین ترتیب، کار واقعی توربین (W_{ta}) را می‌توان به صورت زیر بیان نمود:

$$W_{ta} = m^{\circ} C_p (T_3 - T_{4'}) = m^{\circ} (h_3 - h_{4'}) \qquad (۳-۱۱)$$

که در آن،

$T_{4'}$: دمای واقعی در حالت٤

$h_{4'}$: آنتالپی واقعی در حالت٤

بازدهی واقعی توربین (η_{ta}) در فرآیند آیزنتروپیک خواهد شد:

$$\eta_{ta} = \frac{h_3 - h_{4'}}{h_3 - h_4} \qquad (۳-۱۲)$$

آنتالپی واقعی موجود در سامانه احتراق برابر خواهد بود با آنتالپی ورودی (از طرف کمپرسور) به علاوه گرمای اضافه شده به واسطه احتراق (Q)،

بنابراین:

$$m^{\circ} C_p T_3 = m_a^{\circ} C_p T_{2'} + Q \qquad (۳-۱۳)$$

از آنجائیکه جرم سوخت در مقایسه با جرم هوای ورودی ناچیز می‌باشد، بنابراین m° به طور تقریبی برابر جرم هوا (m_a°) خواهد بود.

بنابراین گرمای اضافه شده را می‌توان به صورت زیر نشان داد:

$$Q \cong (h_{۳} - h_{۲'})m_a^{\circ} \qquad (۳-۱٤)$$

لذا با ملحوظ داشتن بازدهی سامانه احتراق (η_{comb})، بازدهی گرمایی واقعی یک توربین گاز را می‌توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$\eta_{th} = \frac{(w_{ta} - w_{ca})}{m_f^{\circ}(LHV)\eta_{comb}} = \frac{[(h_{۲} - h_{۱}) - (h_{۳} - h_{٤})]}{(h_{۳} - h_{۲})} \qquad (۳-۱۵)$$

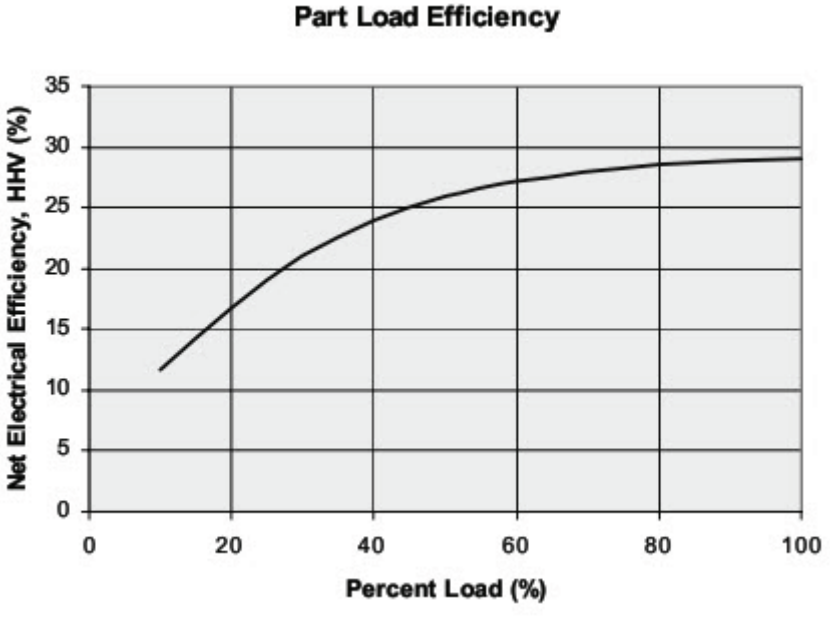
۳-۲-۲ عملکرد توربین‌های گاز در وضعیت تولید برق

همانگونه که در قسمت قبل اشاره گردید، بازدهی گرمایی سیکل برایتون تابعی از عوامل مختلف از جمله نسبت فشار، دمای هوای ورودی به توربین و دمای محیط می‌باشد. در حالت واقعی، بازدهی یک توربین گاز متأثر از پارامترهای دیگری از جمله بازدهی اجزاء مختلف تشکیل دهنده سامانه توربین گاز نیز می‌باشد. با توجه به بهینه‌سازی طراحی اجزاء مختلف مورد استفاده در سامانه‌های توربین گاز، بازدهی این نوع محرکه‌های اولیه روندی رو به بهبود دارد. معمولاً توربین‌های گاز بزرگتر به دلیل وجود مراحل بیشتر (stage) در آنها، دارای بازدهی بیشتری می‌باشند.

عملکرد کلی توربین‌های گاز به چگونگی بهره‌برداری و پیکربندی سامانه توربین گاز و تجهیزات جانبی آن بستگی دارد. در صورتیکه توربین گاز فقط برای تولید برق مورد استفاده قرار گیرد، پیکربندی سامانه، مشابه شکل ۱-۳، مبتنی بر یک سیکل ساده توربین گاز خواهد بود. معمولاً بازدهی الکتریکی توربین‌های گاز با افزایش ظرفیت بیشتر می‌گردد.

عملکرد توربین‌های گاز به میزان بارگذاری نیز بستگی دارد. این نوع محرکه‌ها در حالت

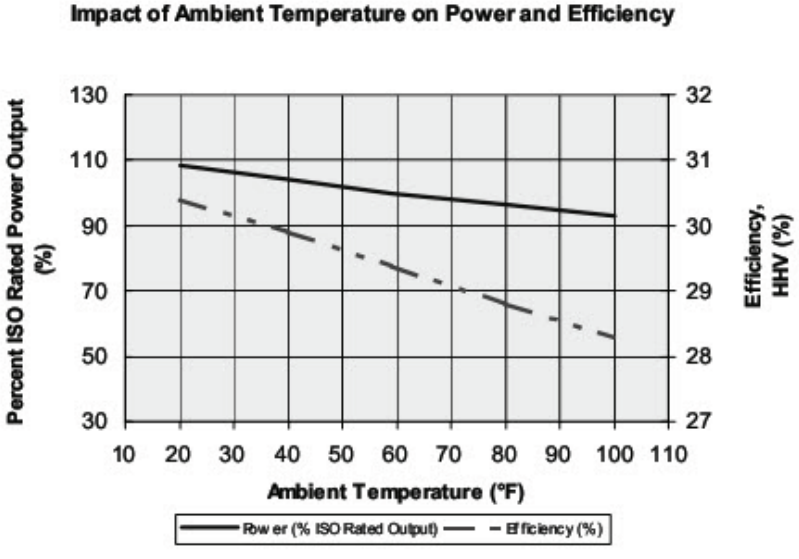
بارگذاری جزئی دارای بازدهی کمتری می‌باشند. برای بهره‌برداری از توربین گاز در بارهایی کمتر از بارنامی معمولاً دمای ورودی توربین کاهش داده می‌شود. با این عمل، علاوه بر کاهش توان خروجی، میزان بازدهی نیز کمتر می‌شود. شکل ۱۶-۳ بازدهی یک توربین گاز نمونه را در بارهای مختلف نشان می‌دهد.



شکل ۱۶-۳: بازدهی یک توربین گاز در بارهای مختلف

شرایط محیطی نیز بر عملکرد توربین گاز تأثیر قابل توجهی دارد. با افزایش دمای هوای ورودی میزان توان خروجی و بازدهی توربین گاز کاهش می‌یابد. کاهش توان خروجی به دلیل کاهش میزان جرم هوای ورودی، و کاهش بازدهی به جهت نیاز کمپرسور به توان بیشتر جهت متراکم نمودن هوا با دمای بیشتر می‌باشد. بالعکس، با کاهش دمای هوای ورودی، توان خروجی و بازدهی

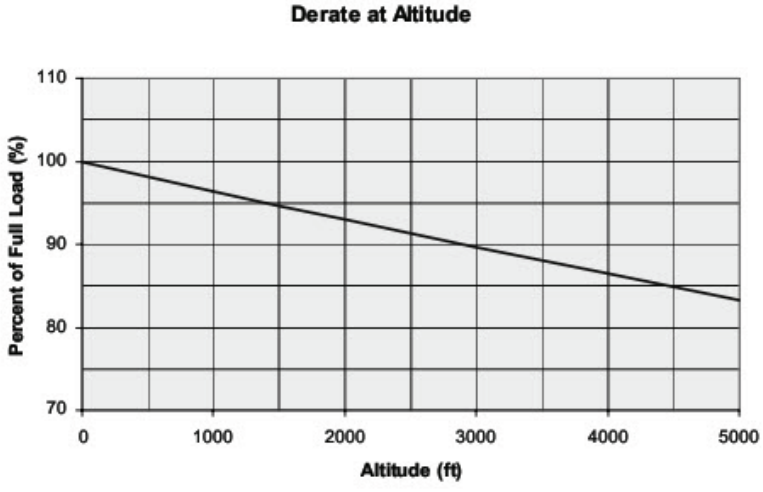
افزایش می‌یابد. شکل ۱۷-۳ تغییرات توان و بازدهی یک توربین گاز را برحسب دما در مقایسه با شرایط سازمان بین‌المللی استاندارد[1] (ISO) در سطح دریا و در دمای ۱۵°C (۵۹°F) نشان می‌دهد. همانگونه که در شکل مشاهده می‌شود در دمای ۳۷°C (۱۰۰°F) توان خروجی به میزان ۱۰٪ کاهش می‌یابد. با کاهش دمای هوای ورودی به حدود ۲۲°C (۴۰°F)، میزان توان خروجی را می‌توان به سطح ۱۰۵٪ استاندارد ISO رساند.



شکل ۱۷-۳: اثر دمای هوای ورودی بر عملکرد توربین گاز

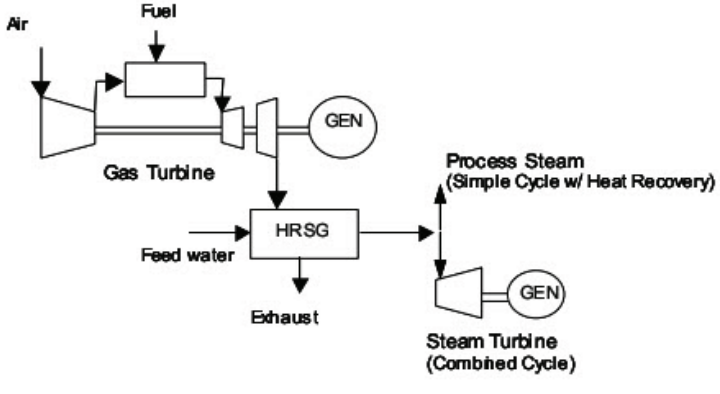
از دیگر عوامل تأثیرگذار بر عملکرد توربین گاز ارتفاع محل نصب از سطح دریا می‌باشد. این امر به دلیل وابستگی میزان چگالی هوا به ارتفاع می‌باشد. هرچه ارتفاع محل نصب از سطح دریا بیشتر باشد، خروجی توربین گاز کاهش می‌یابد. چگونگی تأثیر ارتفاع بر خروجی توربین گاز در شکل ۱۸-۳ نشان داده شده است.

1- International Standard Organization



شکل ۱۸-۳: تأثیر ارتفاع بر خروجی توربین گاز

بهره‌برداری از توربین گاز جهت تولید برق در یک پیکربندی چرخه ترکیبی موجب افزایش بازدهی کلی سیستم می‌گردد. در چنین حالتی، از طریق بازیافت حرارت گازهای خروجی از توربین گاز توسط یک مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) و استفاده از بخار حاصل شده جهت تولید برق می‌توان عملکرد کلی سیستم را بهبود بخشید. نمونه‌ای از یک پیکربندی چرخه ترکیبی برای تولید برق در شکل ۱۹-۳ نشان داده شده است.



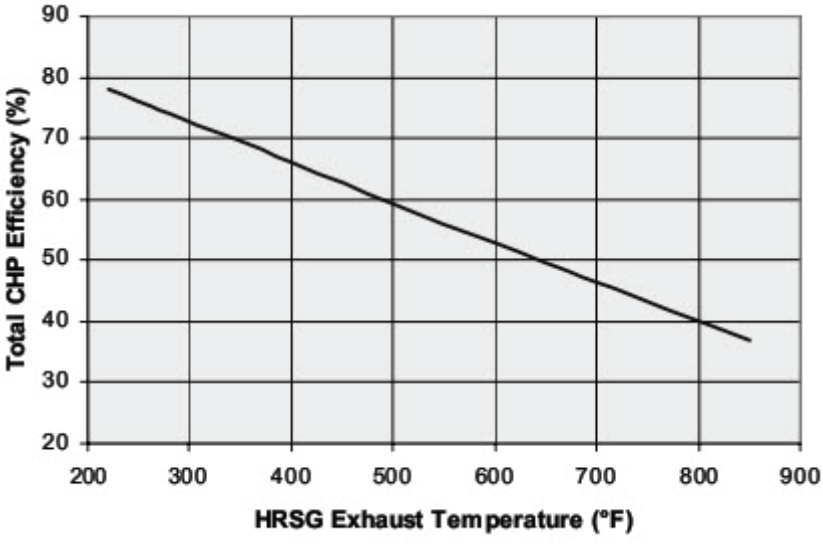
شکل ۱۹-۳: پیکربندی سیکل ترکیبی مبتنی بر توربین گاز

۳-۲-۳ عملکرد توربین گاز در وضعیت تولید همزمان برق و گرما

بهره‌برداری اقتصادی از توربین گاز به نحوه استفاده از انرژی حرارتی موجود در گازهای خروجی بستگی دارد. اصولاً بازدهی کلی سامانه تولید همزمان برق و گرما تابعی از میزان بازیافت انرژی از گازهای خروجی از توربین گاز می‌باشد. دو پارامتر مهم تأثیرگذار بر میزان انرژی قابل حصول در فرآیند بازیافت برای تولید بخار، دمای گازهای خروجی توربین گاز و دمای دودکش مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) می‌باشند. دمای گازهای خروجی از توربین به دمای احتراق و نسبت فشار توربین بستگی دارد.

معمولاً توربین‌های گاز محرک هوایی نسبت به توربین گازهای صنعتی دارای دمای احتراق بیشتری می‌باشند. اما با توجه به نسبت فشار بالای توربین گازهای اقتباسی از موتورهای جت، دمای گازهای خروجی از هر دو نوع توربین گاز تقریباً مشابه بوده و در محدوده ٤٥٠ تا ٥٠٠ درجه سانتی‌گراد خواهند بود. برای دمای مشابه خروجی از مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG)، هرچه دمای گازهای خروجی از توربین گاز بالاتر باشد (دمای ورودی بالاتر به HRSG)، میزان بیشتری انرژی گرمایی جهت بازیافت در دسترس خواهد بود.

به‌طور مشابه، هرچه دمای دودکش مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) کمتر باشد، میزان انرژی بازیافتی بیشتر بوده و نتیجتاً بازدهی کلی سیستم بیشتر خواهد بود. دمای دودکش مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) تابعی از شرایط بخار و نوع سوخت می‌باشد. به‌طور کلی، برای جلوگیری از خوردگی حداقل دمای دودکش در محدوده ۱۵۰ درجه فارنهایت برای شرایطی که از سوخت‌های گوگرددار استفاده می‌شود توصیه می‌گردد. (شکل ۲۰-۳) رابطه بین بازدهی کلی سامانه تولید همزمان برق و گرما و دمای خروجی (HRSG) را نشان می‌دهد.



شکل ۲۰-۳: تأثیر دمای خروجی مولد بخار بازیافت حرارت بر بازدهی سامانه CHP

به منظور افزایش دمای گازهای ورودی به (HRSG)، در برخی از سامانه‌های CHP مبتنی بر توربین‌های گاز از مشعل‌های کمکی[1] استفاده می‌شود. این مشعل‌ها از اکسیژن باقیمانده در گازهای خروجی از توربین جهت احتراق سوخت تزریقی استفاده می‌نمایند. میزان بخار تولیدی توسط (HRSG)های مجهز به مشعل کمکی در مقایسه با سامانه‌هایی که از مشعل کمکی استفاده نمی‌کنند تا حدود دو برابر افزایش یافته و این خود موجب افزایش بازدهی کلی سیستم CHP می‌گردد.

جدول ۱-۳ بازدهی چند نمونه توربین گاز با ظرفیت‌های مختلف را در حالت‌های تولید برق و تولید همزمان برق و گرما نشان می‌دهد.

1- Supplementary firing

جدول ۱-۳: بازدهی توربین گاز با ظرفیت‌های مختلف

مشخصات و بازدهی	توربین ۱	توربین ۲	توربین ۳	توربین ٤	توربین ٥
ظرفیت نامی الکتریکی (kW)	۱۱٥۰	٥٤٥۷	۱۰۲۳۹	۲٥۰۰۰	٤۰۰۰۰
ظرفیت حرارتی HHV (Btu/kWh)	۱٦۰٤۷	۱۲۳۱۲	۱۲۰۰۱	۹۹٤٥	۹۲۲۰
بازدهی الکتریکی	٪۲۱/۲۷	٪۲۷/۷۲	٪۲۸/٤٤	٪۳٤/۳۰	٪۳۷
بازدهی کلی (در حالت CHP)	٪٦٦/۳	٪٦۹/۸	٪٦۸/٤	٪۷۰/۷	٪۷۲/۱

٤-۲-۳ بهبود عملکرد و بازدهی توربین‌های گاز

امروزه فنّاوری‌های متعدد جهت بهبود عملکرد و بازدهی توربین‌های گاز توسعه یافته و مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در ادامه به برخی از این فنّاوری‌ها اشاره می‌گردد.

رکوپراتورها

رکوپراتورها[1] یک نوع مبدل حرارتی می‌باشند که با بکارگیری آنها میزان سوخت مصرفی کاهش یافته و نتیجتاً موجب افزایش بازدهی توربین گاز می‌گردد. این مبدل حرارتی با استفاده از انرژی گرمایی گازهای داغ خروجی از توربین، هوای متراکم شده را قبل از ورود به محفظه احتراق پیش‌گرم می‌نماید. با توجه به پارامترهای بهره‌برداری توربین گاز، این نوع مبدل حرارتی می‌تواند تا ۱۰٪ میزان بازدهی را افزایش دهد. لیکن به دلیل افت فشار هوای متراکم شده و نیز افت فشار گازهای احتراق، بکارگیری این نوع مبدل حرارتی موجب کاهش توان خروجی به میزان ۱۰ الی ۱٥ درصد می‌گردد.

1- Recuperators

اصولاً رکوپراتورها تجهیزات گران قیمتی می‌باشند و از نظر اقتصادی فقط در صورتی توجیه‌پذیر می‌باشند که تعداد ساعات بهره‌برداری از توربین گاز در شرایط بار کامل در طول سال قابل توجه بوده و هزینه سوخت نیز بالا باشد. لازم به ذکر است که بکارگیری رکوپراتورها موجب کاهش دمای گازهای خروجی از توربین گاز شده و نتیجتاً موجب کاهش اثربخشی کاربرد توربین گاز در حالت CHP می‌گردد.

اینترکولرها

اینترکولرها[1] جهت افزایش توان توربین گاز مورد استفاده قرار می‌گیرند. برای بکارگیری این سامانه، کمپرسور توربین گاز به دو قسمت تقسیم می‌گردد. اینترکولر، هوای خروجی از قسمت اول کمپرسور را قبل از ورود به قسمت دوم خنک می‌نماید. این سامانه موجب کاهش مصرف توان در قسمت دوم کمپرسور شده و نتیجتاً توان خالص خروجی توربین افزایش می‌یابد.

اینترکولرها از گذشته نسبتاً دور در توربین‌های گازی صنعتی به کار گرفته شده‌اند. این نوع سامانه در حالت‌هایی که ظرفیت اضافی از ارزش نسبی برخوردار باشد بکار گرفته می‌شوند. لازم به ذکر است که استفاده از اینترکولرها تأثیر چندانی بر بازدهی توربین گاز نخواهد داشت. توجه به این نکته نیز حائز اهمیت است که اگرچه استفاده از اینترکولر موجب افزایش توان خروجی می‌گردد، لیکن به دلیل کاهش دمای هوای ورودی به محفظه احتراق، سوخت بیشتری مورد نیاز خواهد بود.

خنک‌سازی هوای ورودی

1- Intercoolers

از بررسی شکل ۱۷-۳ این نتیجه حاصل می‌گردد که در روزهای گرم با خنک‌سازی هوای ورودی به میزان ۲۰ تا ۳۰ درجه سانتی‌گراد، توان خروجی توربین گاز به میزان ۱۵ تا ۲۰ درصد افزایش می‌یابد. خنک‌سازی هوای ورودی به توربین با بکارگیری فنّاوری‌های مختلفی از جمله، سرماسازی[1]، خنک‌سازی تبخیری[2] و ذخیره‌سازی انرژی گرمایی[3] در ساعات غیراوج بار می‌تواند صورت پذیرد.

در فرآیند سرماسازی از سیستم‌های تراکمی و یا جذبی برای خنک‌سازی هوای ورودی از یک مبدل حرارتی استفاده می‌شود. بکارگیری مبدل حرارتی خود موجب افت فشار هوای ورودی به کمپرسور شده و این امر به میزان اندکی توان و بازدهی را کاهش می‌دهد. لیکن کاهش دمای هوای ورودی نسبت به دمای محیط در مجموع موجب افزایش توان و بازدهی توربین گاز می‌گردد. در روش خنک‌سازی تبخیری که به دلیل نیاز به سرمایه‌گذاری کم به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد، دمای هوای ورودی توسط اسپری آب در مسیر جریان هوا و تبخیر ذرات آب کاهش می‌یابد. این روش به‌دلیل نیاز به مقدار قابل توجهی آب، روش مناسبی برای مناطق خشک نمی‌باشد.

در فرآیند ذخیره‌سازی انرژی گرمایی که عمدتاً به صورت یخ‌سازی می‌باشد، با استفاده از انرژی الکتریکی ارزان قیمت در ساعات غیراوج بار، مقادیری یخ تولید می‌گردد که برای خنک‌سازی هوای ورودی به توربین مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۳-۳ آلایندگی

توربین‌های گاز از جمله تمیزترین تجهیزات تولید برق با استفاده از سوخت‌های فسیلی می‌باشند.

1- Refrigeration
2- Evaporative cooling
3- Thermal-energy storage

فناوری‌های کنترل آلایندگی توربین‌های گاز همواره در حال تکامل بوده و این فنّاوری‌ها به مرور جایگزین روشهای قدیمی می‌گردند.

مهمترین آلاینده‌های توربین‌های گاز، اکسیدهای نیتروژن (NO_x)، منواکسیدکربن (CO) و ترکیبات آلی فرار (VOC) می‌باشند. وجود سایر آلاینده‌ها مثل اکسیدهای گوگرد (SO_x) و ذرات ریز (PM) به نوع سوخت مصرفی بستگی دارند. میزان گوگرد موجود در سوخت تعیین کننده آلاینده‌های گوگردی به خصوص SO_2 می‌باشد. توربین‌های گازی که از گاز طبیعی گوگردزدایی شده و یا نفت تصفیه شده[1] استفاده می‌کنند مقادیر ناچیزی آلاینده SO_x منتشر می‌کنند. عموماً، انتشار SO_x در صورتی قابل توجه خواهد بود که از سوخت‌های سنگین برای توربین گاز استفاده شود. بنابراین کنترل آلاینده SO_x بیشتر مربوط به نوع سوخت مصرف شده مربوط می‌گردد و یک مسئله مربوط به فنّاوری توربین گاز نمی‌باشد. در صورت استفاده از سوخت‌های مایع، ذرات‌ریز به عنوان یک آلاینده قابل توجه برای توربین‌های گاز خواهند بود. وجود فلزات و یا خاکستر در سوخت به افزایش ذرات‌ریز در گازهای خروجی کمک می‌نماید.

باید خاطر نشان کرد که میزان بارگذاری بر روی توربین گاز تأثیر قابل توجهی بر مقدار انتشار آلاینده‌های NO_x، CO و VOC دارد. معمولاً توربین‌های گاز به گونه‌ای طراحی شده‌اند که در بارگذاری بالا دارای حداکثر بازدهی باشند. کنترل کلیه آلاینده‌ها به صورت همزمان در شرایط مختلف بارگذاری کار دشواری می‌باشد. در شرایط بارگذاری بالا، بدلیل دمای زیاد احتراق میزان انتشار NO_x زیاد می‌باشد. در شرایط بارگذاری کم، بازدهی حرارتی کمتر بوده و با توجه به احتراق ناقص بیشتر، میزان آلایندگی CO و VOCها بیشتر می‌گردد.

آلاینده NO_x بیشتر مخلوطی از NO و NO_2 با میزان ترکیب متفاوت می‌باشد. کنترل دمای شعله احتراق از طریق تزریق آب یا بخار، و یا کنترل نسبت سوخت به هوا از جمله مرسوم‌ترین

1- Distillate oil

روشهای محدود نمودن تشکیل NO_x می‌باشد. آلایندگی CO و VOC بدلیل احتراق ناقص می‌باشد. انتشار CO بدلیل عدم کفایت زمان مکث سوخت در دمای بالا می‌باشد. همچنین، میزان تولید CO وابستگی شدیدی به میزان بارگذاری توربین دارد. معمولاً انتشار CO بگونه‌ای کنترل می‌شود که میزان آن کمتر از ۵۰ppm باشد. آلاینده‌های VOC دربرگیرنده طیف وسیعی از ترکیبات می‌باشند که برخی از آنها آلاینده‌های خطرناکی برای هوا می‌باشند. این نوع آلاینده‌ها بواسطه عدم احتراق بخشی از سوخت و یا احتراق ناقص سوخت منتشر می‌گردند.

انتشار $CO_۲$ نیز بدلیل اثر آن بر گرمایش گلخانه‌ای مورد توجه می‌باشد. میزان انتشار $CO_۲$ تابعی از میزان کربن موجود در سوخت و بازدهی سیستم می‌باشد. لازم به ذکر است که کربن موجود در گاز طبیعی کمتر از کربن موجود در نفت می‌باشد.

روشهای کنترل آلایندگی

در خصوص مسایل آلایندگی توربین‌های گاز، بیشتر فعالیتهای تحقیقاتی بر روی کنترل اکسیدهای نیتروژن (NO_x) متمرکز می‌باشد. در ادامه به توضیح برخی روشهای کنترل این آلاینده‌ها می‌پردازیم.

تزریق رقیق کننده[1]

اولین روشی که برای کاهش انتشار NO_x مورد استفاده قرار گرفت، تزریق آب و یا بخار به ناحیه شعله اصلی محفظه احتراق بود. با توجه به اینکه ممکن است محل تزریق آب و یا بخار دقیق نباشد، بنابراین هنوز امکان دارد مقداری NO_x تولید شود. در این روش مقدار کاهش NO_x به میزان ٦۰درصد و یا بیشتر می‌باشد. در صورت استفاده از سوخت گاز طبیعی مقدار NO_x با

1- Diluent injection

استفاده از روش تزریق آب و یا بخار به میزان ۲۵ppm کاهش می‌یابد. امّا چنانچه از سوخت مایع استفاده شود میزان کاهش NO_x در محدوده ۴۲ تا ۷۵ppm خواهد بود. استفاده از انرژی گرمایی گازهای خروجی جهت افزایش دمای بخار تزریقی موجب افزایش راندمان نیز می‌گردد، ضمن اینکه تزریق آب و بخار، دبی جرمی سیال عبور کننده از توربین را افزایش داده و به میزان اندکی موجب افزایش توان توربین نیز می‌گردد. به منظور جلوگیری از تشکیل رسوب در بخش انبساطی توربین، آب تزریقی باید به صورت مقطر باشد، که این خود موجب افزایش هزینه‌ها و پیچیده‌تر شدن بهره‌برداری از توربین گاز می‌گردد. از آنجائیکه تزریق آب و یا بخار موجب کاهش دما در ناحیه احتراق می‌شود، لذا مقدار CO به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌یابد.

احتراق با مخلوط رقیق سوخت و هوا

همانگونه که قبلاً نیز ذکر شد، تشکیل NO_x تابعی از دمای شعله می‌باشد. یکی از روش‌های مورد تأکید در مطالعات تحقیقاتی در دهه گذشته کاهش دمای شعله با استفاده از مخلوط‌های رقیق سوخت و هوا بوده است.

در این روش که تحت عناوین روش خشک نیتروژن کم[1] (DLN) ویا روش خشک کم آلاینده[2] (DLE) نیز نامیده می‌شود با پیش ترکیب نمودن سوخت و هوای متراکم شده از تشکیل نقاط محلی با دمای زیاد[3] که در آنها میزان تولید NO_x زیاد می‌باشد جلوگیری می‌گردد. با استفاده از این روش از نظر تئوری میزان تولید NO_x در سطح ۹ppm در ظرفیت‌های مختلف توربین قابل دسترسی می‌باشد، لیکن هنوز به طور گسترده تجاری سازی نشده است. یکی از مشکلات این روش ایجاد نویز و انتشار امواج فشار در درون محفظه احتراق می‌باشد. این امر موجب صدمه‌زدن به دیواره‌های محفظه احتراق گشته و هزینه‌های نگهداری را افزایش می‌دهد.

1- Dry low nitrogen
2- Dry low emission
3- Hot spots

فنّاوری کاهش کاتالیستی انتخابی (SCR)

در حال حاضر عمده‌ترین روش مورد استفاده برای کنترل NO_x پس از احتراق، استفاده از فنّاوری کاهش کاتالیستی انتخابی می‌باشد. در این روش، آمونیاک به گازهای خروجی تزریق می‌شود، که در مجاورت یک کاتالیست و فعل وانفعال با NO_x موجب تولید N_2 و H_2O می‌گردد. سامانه SCR در مسیر گازهای خروجی و معمولاً در قسمت مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) و درجایی که دمای گازهای خروجی با دمای کار کاتالیست یکسان باشد قرار می‌گیرد. دمای بهره‌برداری کاتالیست‌های سنتی در محدوده ۲۰۰ تا ٤۲۵ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. با پیشرفت فنّاوری‌های کاتالیست، قیمت آنها در حدود ۲۰ درصد کاهش یافته است. نقطه کار کاتالیست‌های دمای پائین در محدوده ۱۵۰ تا ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد و برای استفاده در قسمت پائین دست (HRSG) مناسب می‌باشند. در حالیکه نقطه کار کاتالیست‌های دمای بالا در محدوده ٤۲۵ تا ٦۰۰ درجه سانتی‌گراد بوده و در سالهای اخیر استفاده از آنها رو به افزایش می‌باشد. این نوع کاتالیست‌ها را می‌توان در قسمت خروجی توربین گاز قرار داد.

این نوع کاتالیست‌ها NO_x را به میزان ۸۰ تا ۹۰ درصد کاهش می‌دهند، که البته میزان کاهش به چگونگی یکنواختی شرایط شیمیایی گازهای احتراق بستگی دارد.

اصولاً سامانه‌های SCR گران قیمت بوده و توجیه‌پذیری اقتصادی توربین گازهای کوچک را تحت‌الشعاع قرار می‌دهند. بعنوان مثال برای یک توربین با ظرفیت ۵ مگاوات، با استفاده از سامانه SCR، هزینه‌های بهره‌برداری به میزان نیم سنت به ازای هر کیلووات ساعت افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که بکارگیری فنّاوری SCR به ذخیره‌سازی آمونیاک که یک ماده شیمیایی خطرناک است نیاز داشته و مسائل زیست‌محیطی را بدنبال دارد.

کاتالیست اکسیداسیون مونواکسید کربن

کاتالیست اکسیداسیون میزان مونواکسیدکربن موجود در گازهای خروجی توربین گاز را کنترل می‌نماید. برخی از سامانه‌های SCR درکنار کاتالیست کاهش NO_x از کاتالیست‌های اکسیداسیون CO نیز استفاده می‌نمایند. با عبور از گازهای خروجی از بیشتر کاتالیست اکسیداسیون CO و هیدروکربن‌ها به CO_2 و آب تبدیل می‌گردند. این نوع کاتالیست‌ها معمولاً از فلزات گران‌بهایی مثل پلاتین، پالادیوم[1] و یا رودیوم[2] ساخته می‌شوند. بعلاوه، کاتالیست‌های CO ترکیبات آلی فرار (VOC) و سایر آلاینده‌های خطرناک هوا[3] (HAP) را نیز کاهش می‌دهند. کاتالیست‌های CO مورد استفاده در توربین‌های گاز میزان CO را حدوداً ۹۰ درصد کاهش می‌دهند.

احتراق کاتالیستی

در احتراق کاتالیستی، سوخت رقیق در حضور کاتالیست اکسیده می‌شود. احتراق کاتالیستی یک فرآیند بدون شعله بوده که اجازه می‌دهد اکسیداسیون سوخت در دماهایی کمتر از ۹۲۵ درجه سانتی‌گراد صورت گیرد. تحت این شرایط میزان شکل‌گیری NO_x کم می‌باشد. نتایج آزمایشهای انجام شده حاکی از آن است که احتراق کاتالیستی دارای لرزش و نویز صوتی کم می‌باشد.

سامانه‌های کاتالیستی جذبی

این سامانه‌ها گزینه‌ای دیگر برای کاهش NO_x پس از احتراق می‌باشد که توسط آن میزان اکسیدهای ازت به کمتر از ۲/۵ppm رسیده و مونواکسیدکربن تقریباً حذف می‌گردد. این روش

1- Palladium
2- Rhodium
3- Hazardous air pollutants

ترکیبی از تبدیل کاتالیستی NO_x و CO با یک فرآیند جذبی می‌باشد که در مقایسه با فنّاوری SCR نیازی به آمونیاک ندارد. معمولاً این سامانه درون HRSG قرا می‌گیرد و گاهی اوقات در قسمت پائین دست HRSG مستقر می‌گردد. این سامانه در محدوده دماهایی بین ۱۵۰ تا ۳۷۰ درجه سانتی‌گراد قرار می‌گیرد.

٤-۳ کاربردها

امروزه توربین‌های گاز به طور گسترده‌ای در صنایع مختلف فرآیندی، نفت و گاز ونیروگاهها به عنوان محرکه مکانیکی برای کمپرسورها و پمپها و یا تولید برق مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند.در بسیاری از صنایع، توربینهای گاز به منظور تولید همزمان برق و گرما و تأمین بخشی از نیازهای حرارتی از طریق بازیافت گرمای گازهای خروجی از توربین در حال بهره‌برداری می‌باشند. با توجه به تغییر ساختار صنعت برق و بهبود فنّاوری انتظار می‌رود توربین‌های گاز از نقش فزاینده‌ای برای تولید پراکنده برخوردار باشند. کاربردهای بالقوه توربین‌های گاز بعنوان تولید پراکنده شامل پیک‌سایی، تأمین پیک، تولید همزمان برق و گرما و پشتیبانی از شبکه می‌باشد.

۱-٤-۳ تولید برق

حالت انتظار

واحدهای تولید برق اضطراری که در اغلب اوقات در حال انتظار می‌باشند مورد نیاز تجهیزات ایمنی، اطفاء حریق، آسانسورها، پمپاژ آب و غیره می‌باشند. این نوع واحدها برای مشترکانی که تبعات خاموشی برای آنها پرهزینه است انتخابی اقتصادی می‌باشد.

از جمله این مشترکان می‌توان به تأسیسات مخابراتی، خرده‌فروشی برق و برخی از صنایع فرآیندی خاص اشاره نمود. استفاده از واحدهای تولید برق اضطراری گزینه مناسبی برای مقابله با

جهش قیمت برق در محیط رقابتی می‌باشد. اینگونه کاربردها به تجهیزاتی با سرمایه‌گذاری کم، هزینه نصب ارزان، قابلیت راه‌اندازی تاریک (معمولاً حدود ۱۰ ثانیه تا زمان بارگذاری) و نیز امکان بهره‌برداری به صورت مستقل از شبکه نیاز دارد.

اصولاً در واحدهای اضطراری، میزان بازدهی، آلایندگی و هزینه‌های متغیر نگهداری با اهمیت نمی‌باشند. لازم به ذکر است که بازار اینگونه کاربردها بیشتر در اختیار دیزل ژنراتورها بوده و در اکثر موارد توربین گاز گزینه مناسبی برای کاربرد در حالت اضطراری نمی‌باشد.

حالت پیک‌سایی

در برخی شرایط، تأمین برق مورد نیاز در ساعات اوج بار توسط واحدهای خودی برای مشترکان مقرون به صرفه می‌باشد. اصولاً پیک‌سایی برای مشترکانی که دارای ضریب بار پائینی می‌باشند مفید می‌باشد. معمولاً واحدهایی که برای پیک‌سایی مورد استفاده قرار می‌گیرند فاقد سامانه بازیافت حرارت می‌باشند، لیکن در صورتی که ساعات اوج بار بیش از ۲۰۰۰ ساعت در سال باشد آنگاه، استفاده از سامانه بازیافت حرارت قابل بررسی خواهد بود. مضافاً اینکه در صورت بهره‌برداری از توربین گاز در ساعات طولانی در طی سال، موضوع آلایندگی مورد توجه قرار خواهد گرفت. چنانچه بهره‌برداری از توربین گاز به عنوان پیک‌سایی با بهره‌برداری در حالت انتظار با یکدیگر ترکیب شوند آنگاه بهره اقتصادی بیشتر خواهد شد.

بهره‌برداری ازتوربین‌های گاز پیک‌سا می‌تواند مبتنی بر سه راهبرد باشد. در راهبرد اول مشترکان می‌توانند مستقلاً نسبت به توازن برق تولیدی خود در مقابل برق خریداری شده از شبکه اقدام نمایند. تحت این شرایط، توربوژنراتور مشترکان در ساعات اوج بار تعریف شده توسط شرکت برق می‌توانند در مدار قرار گیرند. معمولاً طول دوره زمانی بهره‌برداری در این حالت در محدوده ۹۰۰ تا ۳۵۰۰ ساعت در سال می‌باشد. راهبرد دوم مبتنی بر برنامه‌های پیک‌سایی

شرکت‌های برق می‌باشد که طی آن شرکت برق استفاده محدود از توربوژنراتورهای مشترکان را در ساعات محدود در ازای پرداخت وجوهی به آنان تقاضا می‌نماید. این نوع برنامه‌ها مجموعاً برای مدت زمانی در محدوده ۵۰ تا ٤۰۰ ساعت در سال طراحی می‌شوند.

در راهبرد سوم، مشترکان دارنده سامانه‌های پیک‌سا، در تعامل با بازار رقابتی برق نسبت به انعقاد قرارداد بارهای قابل قطع اقدام نموده و برق مورد نیاز خود را توسط توربوژنراتور خود تولید می‌نمایند.

حالت پشتیبانی از شبکه

برخی از شرکت‌های برق به منظور پشتیبانی از شبکه و افزایش ظرفیت تأمین برق نسبت به نصب واحدهای توربین گاز در محدوده ظرفیت ۵ تا ٤۰ مگاوات اقدام نموده‌اند. چنین تمهیداتی می‌تواند موجب به تعویق انداختن نیازهای توسعه شبکه و پست‌ها گشته و موقتاً تقاضای اوج بار را تأمین نماید. مضافاً اینکه چنین واحدهایی می‌توانند جهت تصحیح ضریب قدرت ونیز بهبود پروفیل ولتاژ مورد استفاده قرار گیرند.

در حال حاضر تعدادی از سازندگان و تأمین کنندگان توربین گاز، سامانه‌های متحرک توربوژنراتور در ظرفیت‌های مختلف را عرضه می‌نمایند. این واحدها می‌توانند در زمان اوج بار منطقه‌ای جابجا شوند.

۲-٤-۳ تولید همزمان برق و گرما

در حالیکه پیش‌بینی می‌شود کاربرد توربین‌های گاز جهت پشتیبانی از شبکه و پیک‌سایی بار مشترکان روند رو به رشدی داشته باشد، لیکن در اغلب کشورها کاربرد توربین‌های گاز بیشتر با هدف تولید همزمان برق و گرما بوده و این روند همچنان روبه رشد است. اصولاً توجیه اقتصادی

کاربرد توربین‌های گاز اغلب بستگی به استفاده مؤثر از انرژی گرمایی موجود در گازهای خروجی دارد که حدوداً ٦٠ تا ٧٠ درصد از انرژی ورودی توسط سوخت را شامل می‌گردد.

در حالت استفاده از توربین گاز جهت تولید همزمان برق و گرما، موضوعاتی چون بازدهی و میزان آلایندگی مورد توجه ویژه قرار می‌گیرد. دراین وضعیت از کاربرد توربین گاز، استفاده از دمای زیاد گازهای خروجی قابلیت تأمین برخی از نیازهای گرمایی مورد تقاضا در محدوده محل نصب، اعم از ساختمان‌ها و یا فرآیندهای صنعتی را مهیا می‌سازد.

معمول‌ترین شیوه استفاده از این انرژی گرمایی، تولید بخار توسط سامانه مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) بدون مشعل کمکی و یا مجهز به مشعل کمکی می‌باشد. البته استفاده مستقیم از انرژی گرمایی گازهای خروجی از توربین گاز در فرآیندهای صنعتی، مبدل‌های حرارتی سیالات و یا پیش‌گرم نمودن هوای ورودی به بویلرها نیز امکان‌پذیر می‌باشد.

از آنجائیکه گازهای خروجی از توربین گاز از نقطه نظر میزان اکسیژن غنی می‌باشند، لذا می‌توان با بکارگیری مشعل‌های کمکی در مولدهای بخار بازیافت حرارت به بازدهی بیشتری دست یافت.

در حال حاضر در بسیاری از کشورهای جهان تعداد زیادی توربین گاز جهت تولید همزمان برق و گرما در واحدهای مختلف صنعتی، سازمانها و موسسات عمومی ازجمله صنایع نفت وگاز، پتروشیمی، کاغذسازی، محصولات غذایی، دانشگاهها، سازمانهای اداری و شرکت‌های بزرگ در حال بهره‌برداری می‌باشند.

۳-۵ هزینه‌ها

یک سامانه CHP مبتنی بر توربین گاز یک فرآیند متشکل از زیرمجموعه‌های متعدد می‌باشد. تجهیزات اصلی و پایه این سامانه شامل توربین گاز، گیربکس، ژنراتور، کانالها (داکت‌های) ورودی

وخروجی، فیلتر هوای ورودی، سیستم‌های روغن‌کاری و خنک‌سازی، سیستم راه‌انداز و صداگیر گازهای خروجی می‌باشد. معمولاً هزینه مجموعه تجهیزات پایه‌توربین گاز در برگیرنده سیستم‌های جانبی مثل سامانه بازیافت حرارت، سیستم تصفیه آب، کمپرسور سوخت گاز و یا تجهیزات کنترل آلایندگی نمی‌باشد. البته باید یادآور شد که ممکن است تمامی تجهیزات فوق برای یک مکان نصب (سایت) مورد نیاز نباشد. بنابراین دربرآورد هزینه‌های یک واحد کامل CHP باید مجموع هزینه‌های تجهیزات پایه توربین گاز و هزینه‌های سایر تجهیزات مورد نیاز فوق‌الذکر که خاص پروژه می‌باشند را به همراه هزینه‌های نصب، هزینه‌های مهندسی، هزینه‌های مدیریت پروژه و هزینه‌های تأمین اعتبارات مالی در طول مدت اجرای پروژه (٦ تا ١٨ماه) را درنظر گرفت.

جدول ۲-۳ جزئیات تخمین هزینه سرمایه‌گذاری (تجهیزات و نصب) برای پنج نمونه سیستم CHP مبتنی بر توربین گاز را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که هزینه‌های منعکس شده در جدول ۲-۳ دربرگیرندهٔ هزینه‌های مربوط به احداث ساختمان عملیات آماده‌سازی محل نصب، متراکم‌سازی سوخت گاز و کنترل آلایندگی نمی‌باشد. همچنین باید توجه نمود هزینه های نصب تابعی از گستره تجهیزات واحد CHP، موقعیت جغرافیایی، شرایط بازار، نیازهای خاص محل نصب، تجهیزات کنترل آلایندگی، هزینه های دست مزد نیروی انسانی ، جاده دسترسی و غیره می‌باشد. اطلاعات ارائه شده در جدول ۲-۳ با فرض استفاده از مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) بدون مشعل کمکی، دارا بودن تصفیه خانه برای آب تغذیه بویلر و در نظر گرفتن تجهیزات اتصال به شبکه برق می‌باشد.

جدول ۲-۳: هزینه‌های احداث واحدهای CHP مبتنی بر توربین گاز (برحسب هزار دلار*)

مؤلفه‌های هزینه	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳	سامانه ٤	سامانه ٥
ظرفیت نامی توربین (MW)	۱	٥	۱۰	۲٥	٤۰
تجهیزات:					
توربین	۱۰۱٥	۲۷۳۳	٦۱۰۲	۱۲۷٥۰	۲۳۷۰۰
تجهیزات الکتریکی	٤۱۱	٥٤۰	٦٥۳	۱۰٤۰	۱٥۷٥
سیستم سوخت	۱٦٦	۱۷۷	۱۸۸	۲٥۱	۳٥۸
سیستم تصفیه آب	۷٤	۱۸۰	۲۹۳	۳۷۰	٤۱٦
مولد بخار بازیافت حرارت	٥۰۸	٦۱٥	۷۷۹	۱۰۳۰	۱۲٤۱
سیستم کنترل آلایندگی	–	–	–	–	–
ساختمان	–	–	–	–	–
مجموع تجهیزات	۲۱۷۳	٤۲٤٦	۸۰۱٥	۱٥٤٤۰	۲۷۲۹۰
نصب	۷٦۹	۱٤۰۲	۲٥٦۸	٤۹٤۷	۸۷٤٤
مجموع سرمایه‌گذاری	۲۹٤۲	٥٦٤۸	۱۰٥۸۳	۲۰۳۸۷	۳٦۰۳٤
مدیریت پروژه	۲۷۱	٤۰۲	٦٦٤	۱۲۷۹	۲۲٦۰
حمل تجهیزات	٤۷	۸۹	۱٦٤	۳۱۷	٥٥۹
مهندسی	۲۱۷	٤۲٥	۸۰۲	۱٥٤٤	۲۷۲۹
هزینه‌های غیرمترقبه	۱۱٦	۱۷۷	۲۷٦	٥۳۲	۹٤۰
هزینه‌های مالی	۲۳۰	٤۳۱	۷۹۹	۱٥٤۰	۲۷۲۱
مجموع هزینه‌ها	۳۸۲۲	۷۱۷۲	۱۳۲۸۸	۲٥٥۹۸	٤٥۲٤۳

* براساس نرخ دلار سال ۲۰۰۷ – اطلاعات از مرجع ۱ این فصل اخذ شده است.

هزینه‌های تعمیر و نگهداری توربین‌های گاز عمدتاً در برگیرنده هزینه‌های بازدیدهای ادواری و تعمیرات اساسی برنامه‌ریزی شده می‌باشد. بازدیدهای ادواری معمولاً پس از هر ٤۰۰۰ ساعت بهره‌برداری صورت می‌پذیرد که عمدتاً شامل بررسی لرزش توربین به دلیل سایش یاتاقانها و خرابی پره‌های توربین می‌باشد.

تعمیرات اساسی توربین گاز معمولاً بین ۲۵۰۰۰ تا ۵۰۰۰۰ ساعت بهره‌برداری صورت می‌گیرد. این تعمیرات با هدف به روزرسانی و ارتقاء توربین و رسیدن به شرایط عملکرد اولیه انجام می‌گیرد. یادآور می‌گردد که هزینه‌های تعمیر و نگهداری توربین‌های گاز وابستگی زیادی به کیفیت کار و برنامه‌های تعمیرات پیشگیرانه دارد.

مراجع

1- *"Catalog of CHP Technologies"*, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), December 2008.

2- *"Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterization",* U.S. National Renewable Energy Laboratory, November 2003.

3- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications"*, The Fairmont Press, INC., 2003.

4- *"Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide"*, Oak Ridge National Laboratory, September 2005.

5- *"The Market and Technical Potential for Combined Heat and Power in the Commercial / Institutional Sector"*, U.S. Department of Energy, Energy Information Adminsitration, January 2000.

6- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power"*, Energy Solutions Center & U.S. Department of Energy, January 2004.

7- *"Training Guide on Combined Heat & Power Systems",* European Commission, www.cres.gr/kane/education/3CHP_en_small.pdf.

۴

میکروتوربین‌ها

میکروتوربین‌ها محرکه‌هایی با ظرفیت کم هستند که برای تولید برق بکـار گرفتـه مـی‌شـوند. ایـن محرکه‌ها که از سوخت‌های گازی و مایع استفاده مـی‌نماینـد دارای سـرعت دوران بسـیار زیـادی می‌باشند. فنّاوری میکروتوربین‌های امروزی حاصل تجربیات بدسـت آمـده از بکـارگیری تـوربین گازهای کوچک ثابت و نیز توربین گازهای بکار گرفته شده در خودورها می‌باشد که قدمت آن به دهه ۱۹۵۰ میلادی باز می‌گردد. میکروتوربین‌ها در حوالی سال ۱۹۹۷ مـیلادی بصـورت آزمایشـی مورد بهره‌برداری قرار گرفته و از سال ۲۰۰۰ میلادی به صورت تجاری وارد بازار شدند.

محدوده ظرفیت‌های در دسترس و یا در حال توسعه میکروتوربین‌هـا از ۳۰ تـا ۲۵۰ کیلـووات است در حالیکه ظرفیت توربین گازها معمولاً از ۵۰۰ کیلووات تا ۲۵۰ مگـاوات مـی‌باشـد. مشـابه توربین گازهای بزرگ، میکروتوربین‌ها را می‌توان در حالت فقط تولید بـرق و یـا در سـامانه‌هـای تولید همزمان برق و گرما مورد استفاده قرار داد. این نـوع تـوربین‌هـا مـی‌تواننـد از سـوخت‌هـای متنوعی از جمله گاز طبیعی، گازهای ترش (با گوگرد زیاد) و سوخت‌های مایع مثل بنـزین، نفـت سفید و گازوئیل استفاده نمایند. به علاوه نیز میکروتوربین‌ها می‌توانند از گازهای تلف شـونده در صنایع نفت و گاز که معمولاً سوزانده شده و یا به محیط اتمسفر تخلیه می‌شوند اسـتفاده نمـوده و

بدین ترتیب موجب حفظ منابع انرژی شوند.

۱-٤ تشریح فنّاوری

۱-۱-٤ اصول فرآیندکار میکروتوربین

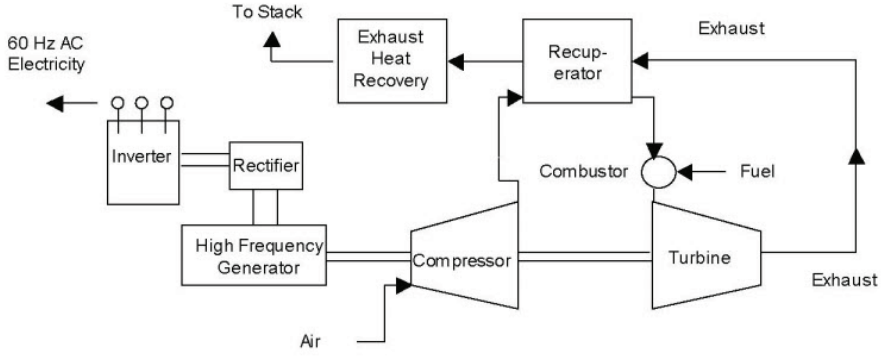
میکروتوربین‌ها در واقع توربین‌های گازی کوچکی هستند که اکثراً مجهز به یک مبدل حرارتی داخلی تحت عنوان رکوپراتور می‌باشند. در سامانه میکروتوربین یک کمپرسور جریان شعاعی (گریز از مرکز)، هوای ورودی را متراکم نموده و با استفاده از گرمای گازهای خروجی، هوای متراکم شده در رکوپراتور گرم می‌گردد. سپس هوای گرم شده در محفظه احتراق با سوخت مخلوط گشته و گازهای داغ حاصل از احتراق در توربین‌های انبساطی[1] و توربین مولد توان[2] منبسط می‌گردد. توربین انبساطی محرکه کمپرسور و همچنین ژنراتور (در توربین‌های تک محور[3]) می‌باشد. در مدل‌های دومحوری[4] گازهای خروجی توربین محرک کمپرسور جهت گرداندن توربین دوم که ژنراتور را به حرکت درمی‌آورد مورد استفاده قرار می‌گیرد. نهایتاً، گازهای خروجی توربین مولد توان، جهت پیش‌گرم نمودن هوای خروجی از کمپرسور به رکوپراتور وارد می‌گردد.

توربین‌های تک محور معمولاً با سرعت‌هایی بیش از ٦۰۰۰۰ دور در دقیقه (rpm) دوران می‌نمایند و برق تولیدی آنها با فرکانس بالا و جریان متغیر (AC) می‌باشد که ابتدا به جریان مستقیم (DC) تبدیل شده و مجدداً به جریان AC با فرکانس ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) تبدیل می‌گردد. در مدل‌های دومحوری، توربین مولد توان از طریق یک جعبه دنده به ژنراتور متصل می‌باشد که مستقیماً برق ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) را تولید می‌نماید.

1- Expansion turbine
2- Power turbine
3- Single-shaft
4- Two-shaft

چرخه ترمودینامیکی

میکروتوربین‌ها مشابه توربین‌های گاز بزرگ براساس چرخه برایتون کار می‌کنند. همانگونه که در فصل سوم ذکر گردید، در این چرخه هوای اتمسفر ابتدا متراکم شده و پس از گرمایش در توربین منبسط گشته و موجب تولید توان می‌گردد. توان تولید شده توسط توربین انبساطی که توسط کمپرسور مصرف می‌گردد، متناسب با دمای مطلق گاز عبورکننده از این تجهیزات می‌باشد. بنابراین، بهره‌برداری از توربین انبساطی در بالاترین درجه ممکن از لحاظ عملی و اقتصادی از نظر خواص مواد بکاررفته و نیز ورود هوا به کمپرسور در پایین‌ترین درجه ممکنه دارای مزیت نسبی می‌باشد. تکنولوژی‌های پیشرفته که بهره‌برداری در دماهای بالا را میسر می‌سازند، امکان کار در فشارهای بالاتر را نیز ممکن نموده‌اند و این شرایط خود موجب افزایش بازدهی توربین و توان مخصوص[1] آن می‌گردد. در حال حاضر روند کلی توسعه این نوع توربین‌های گاز در راستای افزایش دما و فشار شرایط بهره‌برداری آنها می‌باشد. شکل ۱-٤ یک سامانه CHP مبتنی بر میکروتوربین تک محور را نشان می‌دهد.



شکل ۱-٤: سامانه CHP مبتنی بر میکروتوربین تک محور

1- Specific power

٤-١-٢ انواع میکروتوربین‌ها

به‌طور کلی میکروتوربین‌ها را می‌توان به دو دسته اصلی تقسیم‌بندی نمود. میکروتوربین‌های تک‌محور که مجموعه کمپرسور، توربین و ژنراتور برروی یک محور قرار گرفته و برق تولیدی آنها دارای فرکانس بالایی بوده و باید توسط مبدل AC/DC و DC/AC به برق با فرکانس ۵۰ هرتز (٦۰ هرتز) تبدیل گردند. این توربین‌ها نیاز به تعمیرات کمتری داشته و در نتیجه از قابلیت اطمینان بیشتری برخوردار می‌باشند، نوع دیگر میکروتوربین‌ها دومحوری می‌باشند که در آنها توربین انبساطی و کمپرسور بر روی یک محور و توربین مولد توان بر روی محور دیگر قرار داشته و از طریق یک جعبه به ژنراتور متصل بوده و مستقیماً برق ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) را تولید می‌نماید. نوع دوم قسمت‌های متحرک بیشتری داشته و در نتیجه نیاز به تعمیرات بیشتری دارد، لیکن فاقد مدارهای پیچیده الکترونیک قدرت برای تبدیل برق متناوب با فرکانس زیاد به برق متناوب با فرکانس ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) می‌باشد.

٤-١-٣ مشخصات طراحی

ویژگی‌ها و مشخصات عمومی طراحی میکروتوربین‌ها عبارتند از:

محدوده ظرفیت: میکروتوربین‌ها در محدوده ظرفیت‌های ۳۰ تا ۲۵۰ کیلووات در دسترس و یا در حال توسعه می‌باشند.

گرمای خروجی: میکروتوربین‌ها دارای خروجی گرمایی در محدوده دماهای ۲۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد که برای انواع مصارف حرارتی در ساختمان‌ها مناسب می‌باشد.

بهره‌برداری در بار جزئی: از آنجائیکه جهت کاهش توان خروجی میکروتوربین‌ها جریان سیال و دمای احتراق پائین آورده می‌شود، لذا بازدهی میکروتوربین در بار جزیی از بازدهی آن در بار کامل کمتر می‌باشد.

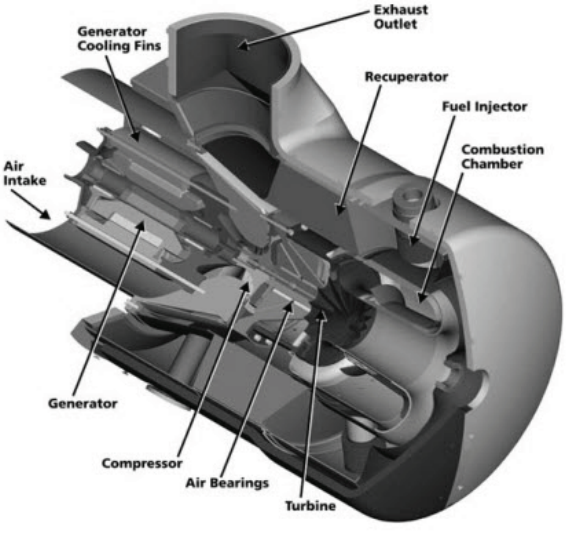
قابلیت اطمینان و طول عمر: طول عمر طراحی در حدود ٤٠٠٠٠ تا ٨٠٠٠٠ ساعت بهره‌برداری تخمین‌زده می‌شود. هرچند که واحدهای درحال بهره‌برداری از قابلیت اطمینان برخوردار می‌باشند، لیکن تجربه بهره‌برداری تجاری از میکروتوربین‌ها هنوز در حد کافی نمی‌باشد.

آلایندگی: به دلیل دمای ورودی پائین و نسبت سوخت به هوای زیاد، میزان آلایندگی NO_x این نوع توربین‌ها در صورتی که از گازطبیعی استفاده شود کمتر از (١٠PPm) می‌باشد.

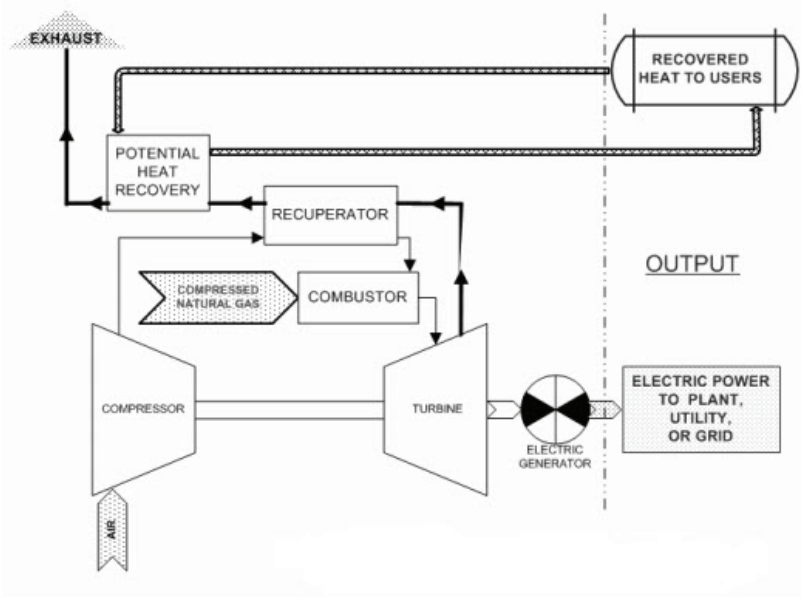
تنوع سوخت: میکروتوربین‌ها از انواع سوخت شامل: گازطبیعی، گازهای ترش (با گوگرد زیاد و Btu کم) و سوخت‌های مایع مثل بنزین، نفت سفید و گازوئیل می‌توانند استفاده نمایند.

٤-١-٤ اجزاء میکروتوربین‌ها

میکروتوربین‌ها از اجزاء متعددی تشکیل یافته‌اند. شکل ٢-٤ مقطع برش خورده یک نمونه میکروتوربین و شکل ٣-٤ اجزاء اصلی سامانه CHP با این نوع محرکه را نشان می‌دهد.



شکل ٢-٤: مقطع برش‌خورده یک میکروتوربین



شکل ۳-٤: اجزاء اصلی یک CHP میکروتوربین

در ادامه اجزاء اصلی یک میکروتوربین به اختصار تشریح می‌گردند.

توربو – کمپرسور

اصلی‌ترین قسمت یک میکروتوربین، مجموعه توربین – کمپرسور می‌باشد که معمولاً بر روی یک محور قرار می‌گیرند. همانطور که پیشتر نیز گفته شد، در میکروتوربین‌های تک‌محور، توربین، کمپرسور و ژنراتور بر روی یک محور و در میکروتوربین‌های دومحوری، ژنراتور بر روی محور دوّم قرار می‌گیرد.

در توربین‌های گازی با ظرفیت متوسط تا ظرفیت بزرگ از توربین‌ها و کمپرسورهای چند مرحله‌ای جریان محوری[1] استفاده می‌شود. در این نوع توربین‌ها سیال گاز در طول محور جریان

1- Axial flow

پیدا نموده و پس از تراکم توسط کمپرسور، طی چند مرحلـه در تـوربین انبسـاط مـی‌یابـد. لـیکن میکروتوربین‌ها براساس توربوکمپرسورهای یک مرحله‌ای جریان شعاعی[1] کـار مـی‌کننـد. معمـولاً توربوکمپرسورهای جریان محوری ظرفیت بالا نسبت به توربوکمپرسورهای جریان شـعاعی دارای بازدهی بیشتری می‌باشند. لیکن در میکروتـوربین‌هـایی کـه جریـان سـیال گـاز و هـوا در آنهـا در محدوده ۰/۲۵ تا ۲/۵ کیلوگرم بر ثانیه می‌باشد، اجزاء جریـان محـوری حـداقل تلفـات سـطوح و دیواره‌های مسیر عبور گاز را داشته و داری بیشترین بازدهی می‌باشند. در میکروتوربین‌هـا، محـور توربوکمپرسور معمولاً با سرعت‌های بسیار زیادی در حـدود ۹٦۰۰۰ دور دردقیقـه (rpm) (بـرای یک ماشین ۳۰ کیلوواتی) و حدود ۸۰۰۰۰ دوردردقیقـه (بـرای یـک ماشـین ۷۵ کیلـوواتی) دوران می‌نمایند. در یک نمونه دیگر ٤۵ کیلوواتی سرعت دوران در حدود ۱۱٦۰۰۰ دوردردقیقه می‌باشد. اصولاً در میکروتوربین‌ها، قانون ثابتی برای سرعت – توان وجود ندارد و این خود تابع پارامترهای متعددی از جمله ابعاد فیزیکی اجزاء میکروتوربین می‌باشد. اصولاً برای یک طراحی آیرودینـامیکی خاص، هرچه ظرفیت میکروتوربین کاهش یابد، سرعت محور افزایش می‌یابد.

ژنراتور

تولیـد بـرق توسـط میکروتـوربین‌هـا یـا از طریـق ژنراتورهـایی کـه بـا سـرعت زیـاد بـا محـور توربوکمپرسور میکروتوربین‌های تک‌محور دوران می‌کنند تولید می‌شود و یا از طریق ژنراتورهایی که توسط محور دوّم از طریق یک جعبه دنده با سرعت ۳۰۰۰ دوردردقیقه (درحالت ۵۰ هرتز) و یا ۳٦۰۰ دوردردقیقه (در حالت ٦۰ هرتز) دوران می‌کنند تولید می‌گردد. ژنراتورهایی کـه بـا سـرعت بسیار زیاد دوران می‌کنند از نوع آهن‌ربای دائم بوده و برق متناوب تولیدی آنها توسط مبـدل‌هـای (اینـورتر) مناسـب بـه بـرق متنـاوب ۵۰ هرتـز (و یـا ٦۰ هرتـز) تبـدیل مـی‌گـردد. در ایـن نـوع

1- Radial flow

میکروتوربین‌ها، در ابتدای بهره‌برداری، ژنراتور در حالت موتوری قرار گرفته و به عنوان راه‌انداز میکروتوربین عمل می‌نماید. چنانچه میکروتوربین به صورت مستقل از شبکه بهره‌برداری شود، در این حالت یک ذخیره کننده الکتریسته مثل باتری مورد نیاز می‌باشد.

رکوپراتور

رکوپراتور نوعی مبدل حرارتی می‌باشند که با استفاده از گرمای گازهای خروجی هوای متراکم شده را برای احتراق پیش‌گرم می‌نمایند و بدین ترتیب موجب کاهش مصرف سوخت می‌گردند. با توجه به پارامترهای بهره‌برداری میکروتوربین‌ها، رکوپراتورها می‌توانند موجب افزایش دو برابری بازدهی میکروتوربین گردند. لیکن با توجه به افت فشار به واسطه حضور رکوپراتور، معمولاً توان خروجی به میزان ۱۰ تا ۱۵ درصد در مقایسه با حالتی که از رکوپراتور استفاده نمی‌شود کاهش می‌یابد. مضافاً اینکه رکوپراتورها موجب کاهش دمای گازهای خروجی میکروتوربین شده و لذا میزان مؤثر بودن میکروتوربین‌ها در کاربردهای CHP کاهش می‌یابد.

یاتاقانها

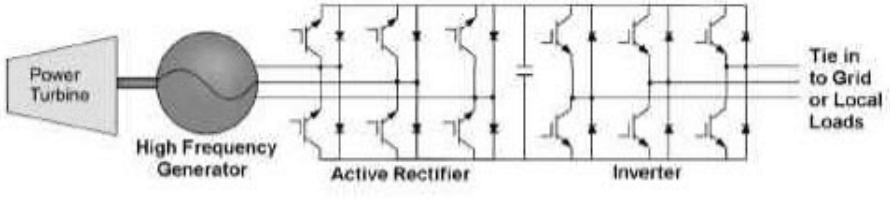
میکروتوربینها یا از یاتاقانها روغنی استفاده می‌کنند و یا از یاتاقانهای هوایی، در نوع یاتاقانهای روغنی، نیاز به استفاده از پمپ روغنی، سیستم فیلتر روغن و خنک‌کننده روغن می‌باشد که این اجزاء موجب افزایش قیمت میکروتوربین و هزینه‌های نگهداری می‌گردد. ضمناً به دلیل امکان آلودگی به روغن، ممکن است گازهای خروجی از میکروتوربین را نتوان در قالب یک سیستم CHP مستقیماً برای گرمایش هوا مورد استفاده قرار داد.

یاتاقانهای هوایی سال‌ها در سیستم خنک‌کن کابین هواپیماها مورد استفاده قرار گرفته است. در این نوع یاتاقانها توربین برروی لایه‌ای نازک از هوا می‌چرخد و میزان اصطکاک نیز کم می‌باشد.

این نوع یاتاقانها کم هزینه بوده و به دلیل سادگی نیاز به تعمیر ونگهداری چندانی ندارند. بدلیل سایش فلز به فلز در حالت‌های راه‌اندازی، ایستادن و تغییر بار، قابلیت اطمینان این نوع یاتاقانها را باید مورد توجه قرار داد.

الکترونیک قدرت

همانگونه که قبلاً اشاره شده، در میکروتوربین‌های تک‌محور، برق تولیدی باید توسط اینورتر به برق مورد استفاده با فرکانس ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) تبدیل شود. در این نوع سامانه‌ها، برق تولیدی با فرکانس بسیار زیاد، ابتدا به جریان DC تبدیل و سپس مجدداً به برق متناوب ۵۰ هرتز (و یا ٦۰ هرتز) تبدیل گشته و هارمونیک‌های تولیدی نیز فیلتر می‌گردد. این نوع تجهیزات الکترونیک قدرت و سامانه‌های کنترل آنها می‌توانند امکان بهره‌برداری از میکروتوربینها را به صورت مستقل و یا متصل به شبکه را میسر سازند. شکل ٤-٤ نمونه‌ای از سامانه اینورتر میکروتوربین‌ها را نشان می‌دهد.



شکل ٤-٤: نمونه‌ای از سامانه اینورتر میکروتوربین‌ها

در حال حاضر میکروتوربین‌های مختلفی برای کاربردهای مختلف تجاری و صنعتی عرضه می‌شوند. شکل‌های ۵-٤ و ٦-٤ نمونه‌هایی از میکروتوربین‌های مختلف را نشان می‌دهند.



شکل ٥-٤: نمونه‌ای از یک میکروتوربین ۷۵ کیلوواتی



شکل ٦-٤: نمونه‌ای از یک مجموعه میکروتوربین در حالت موازی

٤-٢ عملکرد

ساختار میکروتوربین‌ها نسبت به توربین‌های گاز با سیکل ساده پیچیده‌تر می‌باشد. این امر به دلیل استفاده از رکوپراتور در چرخه میکروتوربین بوده که نقش به سزائی در کاهش مصرف سوخت داشته و در نتیجه افزایش چشمگیر راندمان را بدنبال دارد. البته رکوپراتور موجب کاهش فشار داخل میکروتوربین شده که این خود تا حدودی بازدهی را کاهش داده و توان خروجی نیز کاهش

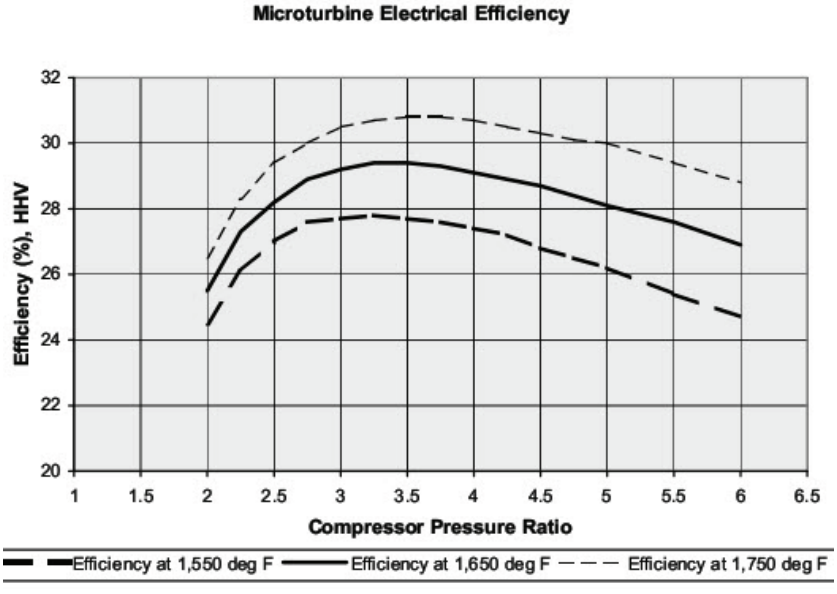
می‌یابد. بطور کلی، رکوپراتور ارتباط چهارگانه‌ای با اجزاء و دیگر قسمت‌های توربین دارد که عبارتند از: اتصال به قسمت خروجی کمپرسور، اتصال به قسمت خروجی توربین انبساطی، اتصال به ورودی محفظه احتراق و اتصال به قسمت خروج گازها از سیستم. طراح یک میکروتوربین باید در طراحی خود تمامی این ارتباطات را بگونه‌ای درنظر بگیرد که اولاً افت فشار داخلی کمینه گردد، ثانیاً هزینه ساخت کاهش یافته و ثالثاً ملاحظات قابلیت اطمینان سیستم در طراحی ملحوظ گردد.

اضافه شدن یک رکوپراتور به چرخه پارامترهای متعددی را به عملکرد سیستم افزوده و رابطه عملکرد و هزینه را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد. علاوه بر انتخاب نسبت فشار برای بیشترین بازدهی ممکنه و بهترین شرایط تجاری ساخت میکروتوربین (توان بالا به ازای هزینه کم)، رکوپراتور دارای دو پارامتر مؤثر بر عملکرد میکروتوربین می‌باشد که این دو پارامتر یکی میزان مؤثر بودن و دیگری افت فشار می‌باشد که باید نقش آنها در تعیین میزان بازدهی و هزینه ساخت در کنار یکدیگر دیده شود. رکوپراتورهای مؤثرتر در افزایش بازدهی نیازمند به سطح بیشتری برای انتقال حرارت می باشد که این خود افزایش هزینه ساخت و افت بیشتر فشار داخلی را به همراه داشته و نهایتاً موجب افزایش قیمت میکروتوربین به ازای هر kW توان خروجی می‌گردد.

۱-۲-٤ عملکرد میکروتوربین در وضعیت تولید برق

همانگونه که پیشتر ذکر گردید عملکرد میکروتوربین تابعی از عوامل مختلف از جمله فشار کمپرسور، دمای احتراق در توربین و شرایط محیطی می‌باشد. علاوه بر پارامترهای فوق‌الذکر، بازدهی الکتریکی میکروتوربین به چگونگی تولید و تبدیل انرژی الکتریکی به شرایط قابل استفاده (۵۰ هرتز و غیره) نیز بستگی دارد. شکل ۷-٤ رابطه بازدهی الکتریکی و نسبت تبدیل کمپرسور را برای دماهای مختلف احتراق در محدوده ۱۵۵۰ درجه فارنهایت (۸۵۰ درجه سانتی‌گراد) تا ۱۷۵۰ درجه فارنهایت (۹۵۰ درجه سانتی‌گراد) را نشان می‌دهد. خاطر نشان می‌سازد که درشکل ۷-٤

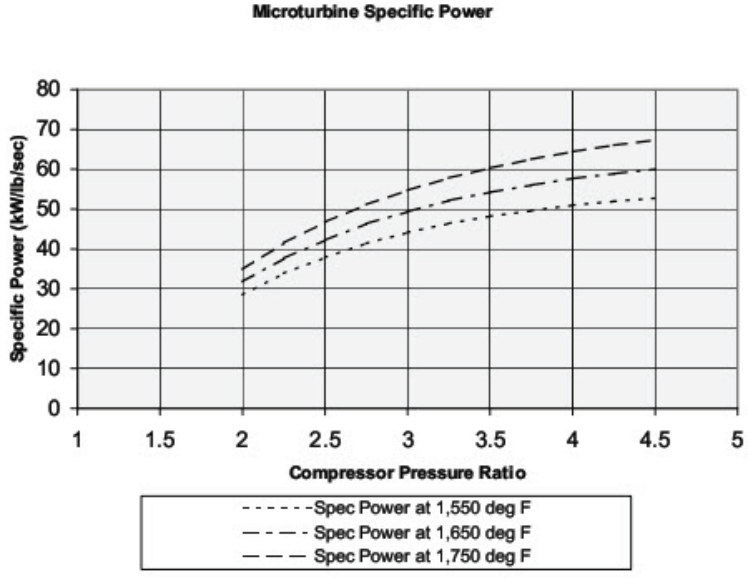
کاهش بازدهی مربوط به تبدیل الکتریسیته تولیدی در فرکانس بالا بـه الکتریسـیته بـا فرکـانس ۵۰ هرتز (۶۰ هرتز) که حدوداً ۵درصد می‌باشد ملحوظ نشده است.



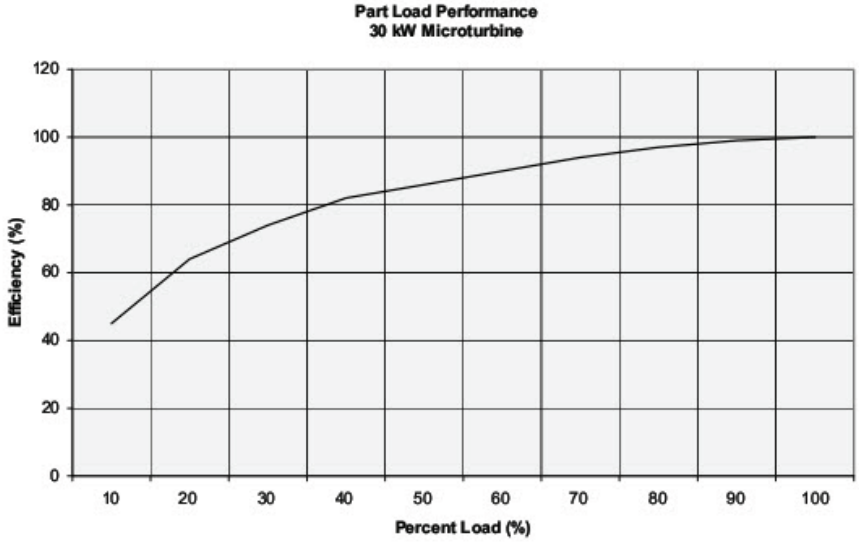
شکل ۷-٤: رابطه بازدهی الکتریکی و نسبت تبدیل کمپرسور میکروتوربین

در شکل ۸-٤ میزان توان مخصوص میکروتوربین به صورت تابعی از نسبت فشـار کمپرسـور نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌گردد، هرچـه نسـبت فشـار کمپرسـور بیشتر باشد، توان مخصوص نیز بزرگتر خواهد بود. یادآور مـی‌گـردد کـه محـدودیت‌هـای فنـی و اقتصادی ایجاب می‌نماید که نسبت فشار کمپرسور در محدوده ۳/۵ تا ۵ در نظر گرفته شود.

در حالت بهره‌برداری در بار جزئی، از طریق کاهش دبی گاز عبوری و نیز کـاهش دمـای گـاز ورودی به توربین می‌توان خروجی میکروتوربین را کاهش داد. این رویه علاوه بـر کـاهش تـوان، موجب کاهش بازدهی نیـز مـی‌گـردد. شـکل ۹-٤، بـازدهی میکروتـوربین را در شـرایط مختلـف بارگذاری نمایش می‌دهد.

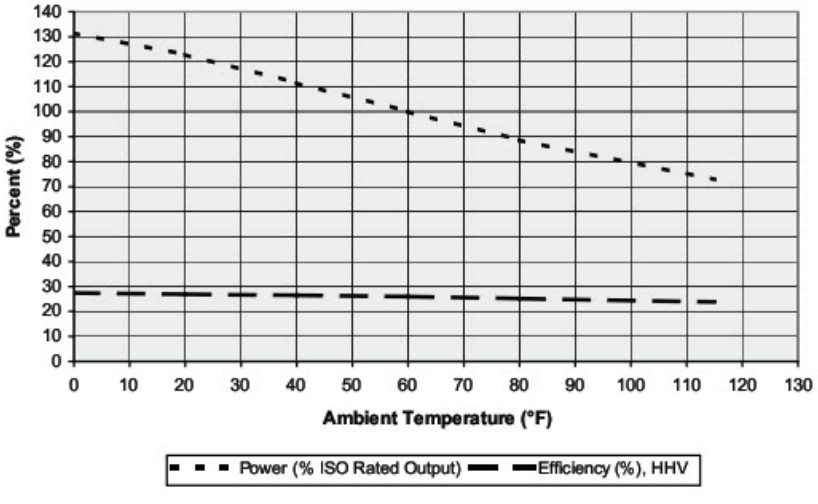


شکل ۸-٤: رابطه توان مخصوص و نسبت فشار کمپرسور در میکروتوربین



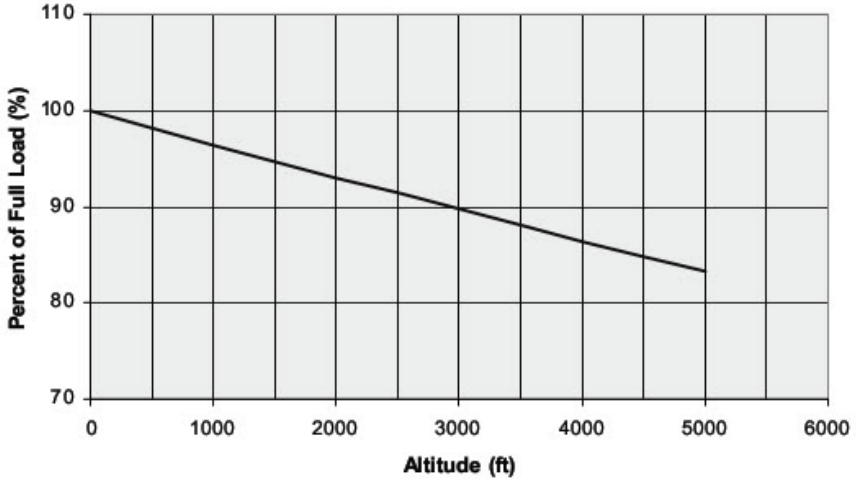
شکل ۹-٤: بازدهی میکروتوربین در شرایط مختلف بارگذاری

شرایط محیطی نیز بر میزان توان خروجی و بازدهی میکروتوربین تأثیر قابل توجهی دارد. چنانچه دمای هوای ورودی بالا باشد، توان خروجی و بازدهی کاهش خواهد یافت. کاهش توان بدلیل کاهش جرم جریان هوای ورودی (ناشی از کاهش چگالی هوا در دماهای بیشتر)، و کاهش بازدهی بدلیل توان مصرفی بیشتر توسط کمپرسور برای متراکم نمودن هوای گرم‌تر می باشد. به طور معکوس، با کاهش دمای هوای ورودی، توان و بازدهی میکروتوربین افزایش خواهد یافت. شکل ۱۰-٤ تغییرات توان و بازدهی یک میکروتوربین ۷۰ کیلوواتی را به صورت تابعی از دمای محیط نسبت به شرایط استاندارد ISO (سطح دریا و ۵۹ درجه فارنهایت معادل ۱۵ درجه سانتی‌گراد) نشان می‌دهد.



شکل ۱۰-٤: تأثیر دمای محیط بر عملکرد میکروتوربین

از آنجائیکه چگالی هوا در ارتفاعات بالاتر از سطح دریا کاهش می‌یابد، در نتیجه توان خروجی میکروتوربین نیز در شرایطی که در ارتفاعات بیشتر از سطح دریا نصب گردد کاهش می‌یابد. شکل ۱۱-٤ تغییرات توان خروجی میکروتوربین برحسب ارتفاع از سطح دریا (فوت) را نشان می‌دهد.



شکل ١١-٤: تغییرات توان خروجی میکروتوربین برحسب ارتفاع

٤-٢-٢ عملکرد میکروتوربین در وضعیت تولید همزمان برق و گرما

استفاده مؤثر از انرژی گرمایی موجود در گازهای خروجی، بهره‌برداری از سامانه میکروتوربین را از دیدگاه اقتصادی بهبود می‌بخشد. گرمای گازهای خروجی را می‌توان برای کاربردهای مختلف بازیافت نمود. تولید آب‌گرم، گرمایش فضا، فعال نمودن تجهیزات حرارتی مثل چیلرهای جذبی، سامانه‌های خشک‌کن و رطوبت‌گیر از جمله کاربردهای گرمای بازیافت شده می‌باشد.

بازدهی سامانه CHP میکروتوربین تابعی از دمای گازهای خروجی می‌باشد. اصولاً عملکرد رکوپراتور تأثیر قابل توجهی بر دمای گازهای خروجی دارد. بنابراین، بازدهی کلی سامانه‌های مختلف CHP میکروتوربین کاملاً متفاوت بوده و نرخ گرمایی[1] قابل تبدیل به توان آنها نیز با یکدیگر تفاوت دارد. اینگونه تفاوت‌ها و تغییرات بازدهی و نرخ گرمایی ناشی از عوامل مختلفی از جمله طراحی مکانیکی و هزینه‌های ساخت رکوپراتور می‌باشد و به تفاوت ظرفیت سیستم مربوط

1- Heat rate

نمی‌گردد. جدول ۱-٤ بازدهی چند نمونه میکروتوربین را نشان می‌دهد.

جدول ۱-٤: عملکرد چند نمونه سامانه میکروتوربین

مشخصات عملکرد	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳
ظرفیت نامی الکتریکی (kW)	۳۰	٦٥	۲٥۰
نرخ گرمایی الکتریکی (Btu/kWh), HHV	۱٥/۰۷٥	۱۳/۸۹۱	۱۳/۰۸۰
بازدهی الکتریکی (درصد)، HHV	٪۲۲/٦	٪۲٤/٤	٪۲٦/۰۹
گرمای خروجی (معادل kW)	٥۰/۹	۱۱۹/٥	۳٥۱/٦
بازدهی کلی CHP (درصد)، HHV	٪٦۳/۸	٪۷۱/۲	٪٦٤
نسبت برق به گرما	۰/٥٥	۰/٥۳	۰/٦۹

۳-۲-٤ بهبود عملکرد و بازدهی میکروتوربین‌ها

عوامل مختلفی در بهبود عملکرد و بازدهی میکروتوربین‌ها مؤثر می‌باشند که در ادامه بـه برخـی از آنها اشاره می‌گردد.

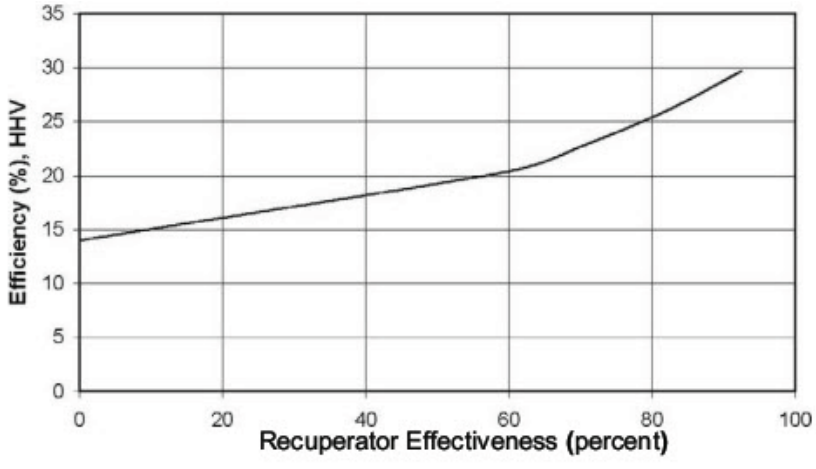
رکوپراتورها

اغلب میکروتوربین‌ها مجهز به رکوپراتورهای داخلی می‌باشند. تعبیه رکوپراتورهای بسیار مؤثر (۹۰ درصد) موجب افزایش تقریباً دو برابری بازدهی میکروتوربین می‌گردنـد، بگونـه‌ای کـه در نسـبت فشار ۳/۲ و با توجه به مشخصات رکوپراتور، بازدهی از ۱٤ درصد به حـدود ۲۹ درصـد افـزایش می‌یابد. بدون استفاده از رکوپراتور، چنین میکروتوربینی بـرای کاربردهـایی مثـل بـرق اضـطراری، پشتیبانی و یا بهره‌برداری در ساعات اوج بار مناسب می‌باشد.

با بکارگیری رکوپراتور، می‌توان یک میکروتوربین را برای تأمین برق پایه که حساس به قیمت می‌باشد مورد استفاده قرار داد. هر چه تعداد ساعات بهره‌برداری سالانه از میکروتوربین در ظرفیت

نامی بیشتر باشد، هزینه یک رکوپراتور از توجیه اقتصادی بیشتری برخوردار خواهد بود.

بکارگیری رکوپراتور در یک میکروتوربین موجب افت فشار در خود رکوپراتور و کانال‌های متصل کننده آن به سایر اجزاء می‌گردد. معمولاً این افت فشار موجب کاهش ۱۰ تا ۱۵ درصدی توان تولیدی میکروتوربین و نیز کاهش بازدهی آن می‌گردد. شکل ۱۲-٤ بازدهی میکروتوربین را برحسب میزان مؤثر بودن رکوپراتور نشان می‌دهد.



شکل ۱۲-٤: رابطه بازدهی میکروتوربین با میزان مؤثر بودن رکوپراتور

دمای احتراق

توربین‌های بزرگ معمولاً مجهز به سیستم خنک‌کن داخلی جهت بهره‌برداری در شرایطی بالاتر از محدودیت‌های متالوژیکی تااژهای بکار رفته در تجهیزات توربین می‌باشند. در واقع، دست‌یابی به سطوح بالاتر بازدهی توربین‌های گازی از طریق دماهای بیشتر احتراق بواسطه توسعه تکنولوژیهای خنک‌ساز داخلی پره‌ها و پروانه‌ها بکار رفته در توربین‌ها میسر گشته است.

لیکن در خصوص میکروتوربین‌ها، با توجه به شکل سه‌بعدی توربین‌های شعاعی هنوز

فنّاوری‌های تولید، امکان خنک‌سازی داخلی را فراهم ننموده است. بنابراین میکروتوربین‌ها با توجه به مقاومت آلیاژهای بکار رفته دارای محدودیت دمای احتراق می‌باشند. در حال حاضر مطالعات و تحقیقات در خصوص بکارگیری فنّاوری توربین‌های شعاعی سرامیکی با هدف افزایش بازدهی میکروتوربین به حدود ۳٦ درصد (HHV) در دست اقدام می‌باشد.

خنک‌سازی هوای ورودی

همانگونه که درشکل ۱۰-٤ نشان داده شده است، کاهش توان و بازدهی میکروتوربین در شرایطی که دمای محیط بالا می‌باشد به معنای آن است که در زمانهایی که تقاضای برق زیاد می‌باشد (بدلیل بار سرمایشی در روزهای گرم) عملکرد میکروتوربین در کمترین میزان خود می‌باشد. در چنین شرایطی، خنک‌سازی هوای ورودی می‌تواند کاهش توان و بازدهی را تعدیل نماید. هر چند که در میکروتوربین‌های امروزی سامانه‌های خنک‌سازی هوای ورودی تعبیه نشده است، لیکن پیش‌بینی می‌شود فنّاوریهای خنک‌سازی که در توربین‌های گازی بزرگ بکار می‌روند برای میکروتوربین‌ها نیز قابل استفاده باشد.

با توجه به کم هزینه بودن روش خنک‌سازی تبخیری، بنظر می‌رسد این فنّاوری برای میکروتوربین‌ها بیشترین امکان استفاده را داشته باشد. در این روش، با اسپری نمودن آب به صورت بسیار ظریف (به حالت مه)، آب مستقیماً بداخل هوای ورودی پاشیده می‌شود. تبخیر آب اسپری شده موجب کاهش دمای هوای ورودی می‌گردد. از آنجائیکه در این روش میزان زیادی آب مصرف می‌شود، لذا استفاده از این فنّاوری در مناطق خشک بسیار مشکل می‌باشد.

استفاده از روش‌های تبریدی برای خنک‌سازی هوای ورودی به میکروتوربین‌ها نیز از نظر فنی قابل اجراء می‌باشد. در این روش می‌توان از چرخه‌های تبریدی تراکمی و یا جذبی برای خنک‌سازی استفاده نمود. از آنجائیکه خنک‌سازی هوا با استفاده از مبدل‌های حرارتی صورت

می‌گیرد، لذا در مسیر عبور هوا افت فشار صورت می‌گیرد که این خود مقداری توان و بازدهی را کاهش می‌دهد. لیکن با توجه به اینکه هوای ورودی به میزان قابل توجهی خنک‌تر از هوای محیط می‌باشد، در مجموع استفاده از این روش افزایش توان و بازدهی را به همراه خواهد داشت.

علاوه بر دو روش فوق‌الذکر، می‌توان از روش ذخیره‌سازی یخ و یا آب سرد نیز برای خنک‌سازی هوای ورودی استفاده نمود. این روش گزینه مناسبی برای ساعات اوج بار می‌باشد.

٤-٣ آلایندگی

به طور کلی، میکروتوربین‌ها دارای آلایندگی بسیار کمی می‌باشند. کلیه میکروتوربین‌هایی که با سوخت‌های گازی کار می‌کنند مجهز به فنّاوری احتراق سوخت رقیق[1] می‌باشند. جدول ٢-٤ میزان آلاینده‌های سامانه‌های چند نوع میکروتوربین را نشان می‌دهد.

جدول ٢-٤: مشخصات آلاینده‌های میکروتوربین

مشخصات آلاینده‌ها	میکروتوربین ١	میکروتوربین ٢	میکروتوربین ٣
ظرفیت نامی الکتریکی (kW)	٢٨	٦٥	٢٥٠
بازهی الکتریکی، HHV	٪٢٣	٪٢٥	٪٢٩
$(ppmv)NO_x$	٩	٤	٥
$(lb/MWh)NO_x$	٠/٥٤	٠/٢٢	٠/٢٩
(ppmv)CO	٤	٩	٥
(lb/MWh)CO	١/٤٦	٠/٣٠	٠/١٤
(ppmv)*THC	٩	٥	٥
(lb/MWh)THC	٠/١٩	٠/٠٩	٠/١٠
$(lb/MWh)CO_2$	١٧٣٦	١٥٩٧	١٣٧٧

* مجموع آلاینده‌های هیدروکربوری

1- Lean premixed combustor technology

٤-٤ کاربردها

میکروتوربین‌ها سامانه‌های ایده‌آلی برای انواع کاربردهای تولید پراکنده می‌باشند. این امر به دلایل مختلفی از جمله قابلیت انعطاف این نوع سامانه‌ها در روش اتصال، قابلیت کاربرد به صورت موازی جهت تأمین بارهای بزرگتر، قابلیت تأمین برق مطمئن و آلایندگی کم می‌باشد. کاربردهای مختلف میکروتوربین‌ها در حالت صرفاً تولید برق شامل تأمین پیک، تأمین بارهای پایه خاص مثل بارهای حساس و یا تولید برق در مناطق دوردست و پشتیبانی از شبکه می‌باشد. در حالت تولید همزمان برق و گرما، انرژی گرمایی موجود در گازهای خروجی جهت تولید آب گرم مصرفی، گرمایش فضای ساختمان، به عنوان منبع گرمایی چیلرهای جذبی و یا تجهیزات رطوبت‌گیر و یا جهت تأمین سایر نیازهای انرژی گرمایی در ساختمانها و یا فرآیندهای صنعتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. کاربران میکروتوربین‌ها شامل واحدهای صنعتی کوچک، مؤسسات مالی، مراکز مخابراتی و داده‌پردازی، مراکز بهداشتی، ادارات، مدارس و دانشگاهها و خرده‌فروشی برق می‌باشند.

در برخی از کشورها، میکروتوربین‌ها در تأسیسات تولید نفت و گاز، چاههای نفت، معادن زغال‌سنگ و تأسیسات دفن‌زباله که گازهای هیدروکربوری اضافی آنها در صورت عدم استفاده سوزانده شده و یا به آتمسفر تخلیه می‌شوند مورد استفاده قرار داده‌اند.

٤-٤-١ تولید برق

تأمین پیک

در برخی مناطق، مشترکان و شرکت‌های برق جهت کاهش هزینه برق مورد نیاز در زمان پیک از واحدهای تولید برق محلی استفاده می‌نمایند. این نوع کاربرد برای مشترکانی که دارای ضریب بار پائین و یا هزینه برق پیک بالایی هستند مناسب می‌باشند. معمولاً کاربردهای تأمین پیک (پیک‌سایی) شامل بازیافت انرژی گرمایی نمی‌باشد. لیکن در صورتیکه تعداد ساعات دوره پیک

بیش از ۲۰۰۰ ساعت در سال باشد آنگاه بازیافت حرارت از توجیه اقتصادی برخوردار خواهد بود.

به طور کلی، کم هزینه بودن تجهیزات و قابلیت اطمینان بالا از نیازهای اولیه برای کاربردهای تأمین پیک می‌باشد. موضوع آلایندگی در صورت زیاد بودن تعداد ساعات بهره‌برداری در سال و یا مجاورت با مناطقی خاص، حائزاهمیت خواهد بود. در صورتیکه تأمین پیک برق با سایر کاربردها مثل حالت انتظار و یا تأمین برق اضطراری ترکیب شود، آنگاه این نوع کاربرد چند منظوره از نظر اقتصادی توجیه‌پذیرتر خواهد بود.

بهره‌برداری از میکروتوربین‌ها جهت پیک‌سایی می‌تواند مبتنی بر سه راهبرد باشد. در راهبرد اوّل مشترکان می‌توانند مستقلاً نسبت به تولید بهینه برق خودی در مقایسه با قیمت برق شبکه اقدام نمایند. تحت این شرایط، مولد برق مشترکان در ساعات اوج بار تعریف شده توسط شرکت برق در مدار قرار می‌گیرد. معمولاً دوره زمانی بهره‌برداری در این حالت در محدوده ۹۰۰ تا ۳۰۰۰ ساعت در سال می‌باشد. راهبرد دوّم مبتنی بر برنامه‌های پیک‌سایی شرکت‌های برق می‌باشد که طی آن شرکت برق استفاده از مولدهای مشترکان را در ساعاتی محدود در ازای پرداخت وجوهی به آنها تقاضا می‌نماید. این نوع برنامه‌ها مجموعاً برای مدت زمانی در محدوده ۵۰ تا ٤۰۰ ساعت در سال طراحی می‌شوند.

در راهبرد سوم، مشترکان دارنده سامانه‌های پیک‌سا، در تعامل با بازار رقابتی برق نسبت به انعقاد قرارداد بارهای قابل قطع اقدام نموده و برق مورد نیاز خود را توسط مولدهای خودی تولید می‌نمایند.

تأمین برق بارهای حساس

مشترکانی که برق مورد نیاز آنها باید از کیفیت وقابلیت اطمینان بالایی برخوردار باشد، معمولاً آمادگی دارند برای تحقق این تقاضا هزینه بیشتری پرداخت نمایند. در چنین شرایطی، هزینه نسبتاً

زیاد تولید برق توسط میکروتوربین‌ها و با توجه به مزایای آنها از قبیل آلایندگی پائین، سهولت نصب، قابلیت اطمینان و کیفیت برق بالا، دارای توجیه اقتصادی خواهد بود.

تأمین برق در مناطق دوردست

در مناطقی که تأمین برق از شبکه میسر نبوده یا در صورت امکان هزینه زیادی دربرداشته باشد، میکروتوربین‌ها گزینه‌ای رقابتی خواهند بود. دراکثر موارد، هزینه‌های اولیه اتصال به شبکه از هزینه‌های نصب سامانه تولید پراکنده بیشتر می‌باشد. به علاوه، نیازهای برق در مناطق دوردست اغلب به صورت بارپایه می‌باشد. البته موضوع بازدهی مصرف سوخت و مسایل مربوط به آلایندگی نیز باید مدنظر قرار گیرد. همانگونه که قبلاً ذکر گردید، در مناطق دوردست مثل حوزه‌های نفت و گاز، معادن و مراکز دفن زباله که گازهای هیدروکربوری قابل اشتعال در اختیار دارند، استفاده از میکروتوربین برای تولید برق گزینه مناسبی می‌باشد.

حالت پشتیبانی از شبکه

بررسی‌های صورت گرفته حاکی از آن است که تعداد شرکت‌های برق که با نصب انواع واحدهای تولید پراکنده در پست‌های برق درصدد تأمین برق پیک و پشتیبانی از شبکه می‌باشند در حال افزایش است.

چنین تمهیداتی می‌تواند موجب به تعویق انداختن نیازهای توسعه شبکه و پست‌ها گشته و موقتاً تقاضای اوج بار را در مناطقی که با محدودیت مواجه هستند را تأمین نماید. مضافاً اینکه چنین واحدهایی می‌توانند جهت تصحیح ضریب قدرت و نیز بهبود پروفیل ولتاژ مورد استفاده قرار گیرند. میکروتوربین‌ها از جمله واحدهای تولید پراکنده‌ای می‌باشند که برای چنین خدماتی از قابلیت‌های مناسبی برخوردار می‌باشند و به خصوص، چنانچه چندین واحد از آنها به صورت

موازی با یکدیگر مورد استفاده قرار گیرند ظرفیت قابل دسترس افزایش‌یافته و موجب ارتقاء قابلیت اطمینان می‌گردد.

٤-٤-٢ تولید همزمان برق و گرما

در صورت بهره‌برداری پیوسته از میکروتوربین در شرایط بار پایه و استفاده مؤثر از انرژی گرمایی موجود در گازهای خروجی از آن، بکارگیری این نوع محرکه در تولید برق از توجیه اقتصادی بیشتری برخوردار خواهد بود. در حالت تولید همزمان برق و گرما از میکروتوربین، بازیافت گرما به صورت آب‌گرم، بخار با فشار کم و یا استفاده مستقیم از گازها داغ در گرمایش فرآیندهای مختلف از جمله خشک‌کن‌ها (مثل خشک‌کن‌های آجر) و گلخانه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. همانگونه که قبلاً نیز ذکر گردید گرمای موجود در گازهای داغ خروجی برای راندن چیلرهای جذبی و چرخ‌های ریجنراتور[1] رطوبت‌گیر نیز می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

سامانه‌های CHP میکروتوربین برای استفاده در مجتمع‌های تجاری، اداری و صنایع کوچک که در آنها بارهای الکتریکی و گرمایشی به طور همزمان مورد مصرف قرار می‌گیرند از جمله مناسبترین گزینه‌ها می‌باشند. از جمله ساختمانهایی که برای این کاربرد مناسب می‌باشند می‌توان به دانشگاهها، بیمارستان‌ها و خوابگاهها اشاره نمود. با توجه به کم صدا بودن و آلایندگی کم کاربرد این نوع CHP در دفاتر اداری، انبارها و مراکز خدمات بازرگانی نیز می‌تواند از توجیه اقتصادی برخوردار باشد. در بخش صنایع سبک نیز کاربرد این فنّاوری را در مواردی مثل صنایع غذایی، صنایع شیمیایی و صنایع پلاستیک‌سازی که نیازمند به آب‌گرم و بخار فشار ضعیف می‌باشند توصیه می‌گردد. در خصوص کاربردهای سرمایشی نیز می‌توان به مواردی مثل رستوران‌ها، سوپرمارکت‌ها، دفاتر اداری و سردخانه‌ها اشاره نمود.

1- Desiccant wheel regeneration

٤-٥ هزینه‌ها

در این قسمت موضوع تخمین هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای نصب سامانه‌های CHP میکروتوربین مورد بحث قرار می‌گیرد. در اینجا فرض شده است که انرژی گرمایی بازیافت شده از گازهای خروجی میکروتوربین برای تولید آب‌گرم مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این راستا هزینه‌های تجهیزات ونصب آنه برای سه سامانه CHP میکروتوربین مورد بررسی قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که هزینه‌های نصب سامانه CHP با توجه به تنوع تجهیزات، موقعیت جغرافیایی محل نصب، شرایط رقابتی بازار، نیازهای خاص محل نصب، نیازهای کنترل آلاینده‌ها، نرخ دستمزد نیروی انسانی می‌تواند بطور چشمگیری متفاوت باشد.

هزینه‌های تخمینی سه نوع میکروتوربین را که فرض شده است سامانه CHP برق و آب‌گرم تولید می‌نماید در جدول ٣-٤ نشان داده شده است.

جدول ٣-٤: هزینه‌های تخمینی سرمایه‌گذاری CHP میکروتوربین با امکان اتصال به شبکه (*)

مؤلفه‌های هزینه	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳
ظرفیت نامی (kW)	۳۰	٦٥	۲٥۰
تجهیزات: مجموع توربوژنراتور	۱۲۹۰ دلار	۱۲۸۰ دلار	۱٤۱۰ دلار
تجهیزات بازیافت حرارت و دیگر مؤلفه‌ها	٤۳۰ دلار	۳٤۰ دلار	۱۹۰ دلار
مجموع هزینه تجهیزات (به ازای هر kW)	۱۷۲۰ دلار	۱٦۲۰ دلار	۱٦۰۰دلار
هزینه نیروی انسانی و اقلام مورد نیاز برای نصب	۷۱۰ دلار	۳٦۰ دلار	۳٥۰دلار
مجموع هزینه‌های فرآیند	۲٤۳۰ دلار	۱۹۸۰ دلار	۱۹٥۰ دلار
مدیریت پروژه و نصب	۲۱۰ دلار	۲۰۰ دلار	۱۹۰ دلار
هزینه‌های مهندسی	۲۱۰ دلار	۲۰۰ دلار	۱۹۰ دلار
هزینه‌های غیرمترقبه (۳٪کل)	۹۰ دلار	۸۰ دلار	۸۰ دلار
هزینه‌های مالی	۳۰ دلار	۳۰ دلار	۳۰ دلار
مجموع هزینه‌های نهایی	۲۹۷۰ دلار	۲٤۹۰ دلار	۲٤٤۰ دلار

* اطلاعات از مرجع ۱ این فصل اخذ شده است.

هزینه‌های تعمیر ونگهداری سامانه CHP میکروتوربین متناسب با ظرفیت، نوع سوخت و فنّاوری (یاتاقانهای هوایی و یا روغنی) متغیر می‌باشد. موارد عادی در برنامه تعمیر و نگهداری شامل بازرسی و تعویض ادواری فیلترهای هوا و روغن، جرقه‌زن و انژکتور سوخت می‌باشد. تعمیرات اساسی[1] توربین نیز باید براساس بازه‌های زمانی تعیین شده از طرف سازنده صورت پذیرد. معمولاً با توجه به کیفیت نگهداری و نوع تکنولوژی بازه‌های زمانی بین ۳۰۰۰۰ تا ٤۰۰۰۰ ساعت بهره‌برداری می‌باشد. باید یادآور شد که برنامه تعمیر ونگهداری متأثر از نوع سوخت مورد استفاده و شرایط محیطی نیز می‌باشد.

1- Overhauls

مراجع

1- "*Catalog of CHP Technologies*", U.S Environmental Protection Agency, December 2008.

2- "*Gas – Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations*", NREL, National Renewable Energy Laboratory, November 2003.

3- "*Combined Heat& Power (CHP) Resource Guide*", Oak Ridge National Laboratory, September 2005.

4- B. F. Kolanowski, "*Small Scale Cogeneration Handbook*", Second Edition, Tke Fairmont Press, 2003.

5- R.H. Staunton , B. Ozpineci, "*Microturbine Power Conversion Technology Review*", Oak Ridge Nationoal Laboratory, April 2003.

6- *"Powering Microturbines with Landfill Gas"*, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), October 2002.

7- *"Training Guide on Combined Heat & Power Systems",* European Commission, www.cres.gr/kane/education/3CHP_en_smal.pdf.

۵

توربین‌های بخار

توربین‌های بخار یکی از متداولترین و قدیمی‌ترین فنّاوری‌های محرکه اولیه بوده و درحال حاضر نیز به طور گسترده‌ای جهت تولید برق و یا کاربردهای مکانیکی مورد استفاده قرار می‌گیرند. تولید برق توسط توربین‌های بخار از حدود یکصد سال پیش رایج شده و به دلیل بازدهی بیشتر و هزینه‌های کمتر به عنوان جایگزین مناسبی برای ماشین‌های بخار رفت و برگشتی مورد استفاده قرار گرفته است. امروزه در اغلب کشورهای جهان بخش عمده تولید برق توسط توربین‌های بخار صورت می‌پذیرد. ظرفیت توربین‌های بخار تجاری شده در محدوده ۵۰ کیلووات (تولید مقیاس کوچک) تا چندصد مگاوات (تولید نیروگاهی) می‌باشد. در حال حاضر، در کشورهای مختلف توربین‌های بخار به طور گسترده‌ای به منظور تولید همزمان برق و گرما (CHP) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

برخلاف توربین‌های گاز و موتورهای رفت و برگشتی که در آنها گرما به عنوان یک محصول جانبی تولید برق محسوب می‌گردد، در توربین‌های بخار معمولاً تولید برق محصول جانبی تولید گرما (بخار) می‌باشد. اصولاً توربین‌های بخار واسطی بین مولد بخار (بویلر) و مولد برق (ژنراتور) می‌باشند، لذا می‌توان از انواع سوخت‌های مختلف برای تولید محصول نهایی یعنی برق استفاده

نمود. سبد سوخت‌های قابل استفاده در این فرآیند شامل گاز طبیعی، سوخت‌های مایع سبک و سنگین سوخت‌های جامد مثل انواع زغال‌سنگ، چوب و یا ضایعات آن، زباله و یا محصولات جانبی کشاورزی می‌باشد. کاربردهای CHP به صورت زیرکش بخار[1] با فشار پائین از توربین بخار بوده و بخار گرفته شده به صورت مستقیم در فرآیندهای مختلف صنعتی و یا گرمایش محیط مورد استفاده قرار می‌گیرد. در برخی موارد نیز بخار دریافت شده از توربین را می‌توان به صورت‌های دیگر انرژی گرمایی شامل آب گرم و یا سرد تبدیل نمود.

با توجه به نوع کاربرد و مشخصات عملکردی، توربین‌های بخار از نظر طراحی بسیار متنوع می‌باشند. به منظورافزایش بازدهی، توربین‌های نیروگاهی معمولاً در چند سطح فشار بخار با محفظه‌های متعدد شامل توربین بخار فشار قوی[2] (HP)، توربین بخار فشار متوسط[3] و توربین بخار فشار پائین[4] (LP) طراحی می‌شوند. برای کاربردهای صنعتی، معمولاً از توربین‌های ساده‌تر یک محفظه‌ای با پیچیدگی کمتر و هزینه پائین‌تر استفاده می‌شود. لازم به ذکر است که کاربردهای CHP هم برای توربین‌های بخار نیروگاهی و هم برای توربین‌های بخار صنعتی امکان‌پذیر است.

۱-۵ تشریح فنّاوری

۱-۱-۵ اصول کار توربین بخار

توربین‌های بخار براساس چرخه رانکین[5] کار می‌کنند. یک چرخه ساده رانکین را می‌توان در چهار فرآیند ذیل خلاصه نمود:

۱- آب تغذیه بویلر[1] (کاندنسیت)[2] تحت فشار قرار گرفته به بویلر تزریق می‌گردد.

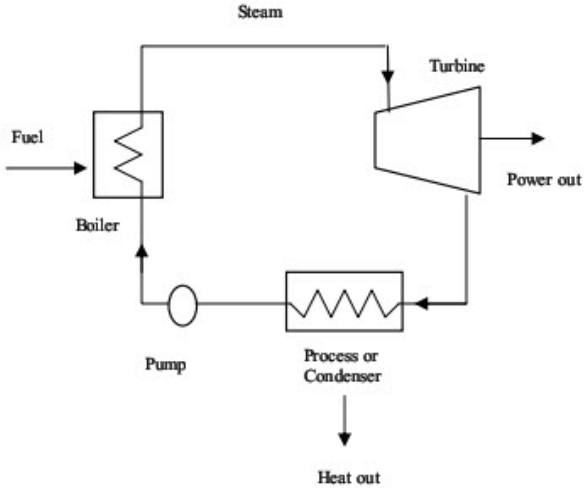
1- Steam extraction
2- High pressure steam turbine
3- Intermediate pressure steam turbine
4- Low pressure steam turbine
5- Rankine cycle
1- Boiler feedwater
2- Condensate

۲- آب در بویلر حرارت داده شده و تبخیر می‌گردد. جهت کاهش رطوبت و افزایش آنتالپی، بخار حاصل شده را می‌توان سوپرهیت[1] نمود.

۳- بخار در توربین منبسط شده و فشار آن کاهش می‌یابد. بخش کوچکی از انرژی گرمایی، بخار به انرژی جنبشی تبدیل یافته که برای دوران ژنراتور مولد برق و یا سایر بارهای مکانیکی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

٤- بخار توسط یک واسط خنک‌کننده در کندانسور به مایع تبدیل می‌گردد. در توربین‌های فشار پشت (تحت فشار)[2]، بخار خروجی از توربین به یک بار گرمایشی دوردست منتقل گشته و در آنجا به مایع تبدیل می‌گردد. در نهایت، بخار مایع شده مجدداً به بویلر تغذیه می‌گردد.

شکل ۱-۵: نمونه‌ای از یک چرخه رانکین را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۵: چرخه ساده رانکین

1- Superheat
2- Back – pressure turbine

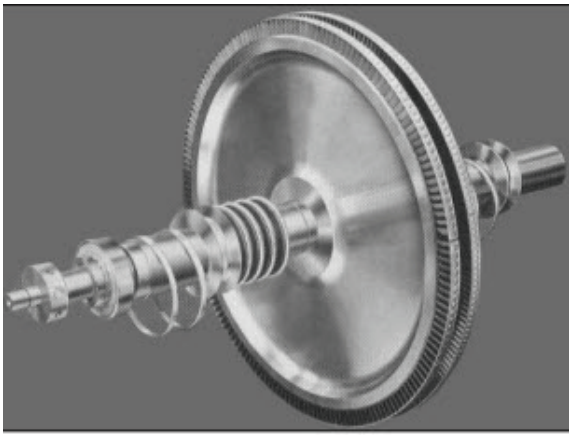
۲-۱-۵ انواع توربین‌های بخار

توربین‌های بخار با توجه به اصول کارکرد آنها و یا براساس پارامترهایی که برخی از آنها به شرح زیر می‌باشند تقسیم‌بندی می‌گردند:

- تعداد مراحل، یک مرحله‌ای[۱] و یا چند مرحله‌ای[۲]
- تعداد شیرهای کنترل، یک و یا چند شیر کنترل
- نوع عملکرد مراحل توربین، ضربه‌ای[۳] و یا عکس‌العملی[٤]
- نوع بخار تزریقی، اشباع و یا سوپرهیت، یک فشار و یا چند فشار
- شرایط بخار خروجی، تقطیری، غیرتقطیری[٥]، دارای زیرکش بخار و یا گرمایش مجدد[٦]
- تعداد محفظه[۱] و شفت
- تعداد جریان خروجی‌های موازی، دوگانه و یا سه‌گانه
- جهت جریان بخار در توربین، جریان محوری[۲]، جریان شعاعی[۳] و یا جریان مماسی[٤]
- نوع وسیله راه‌انداز، محرکه مکانیکی[٥] و یا محرکه ژنراتوری

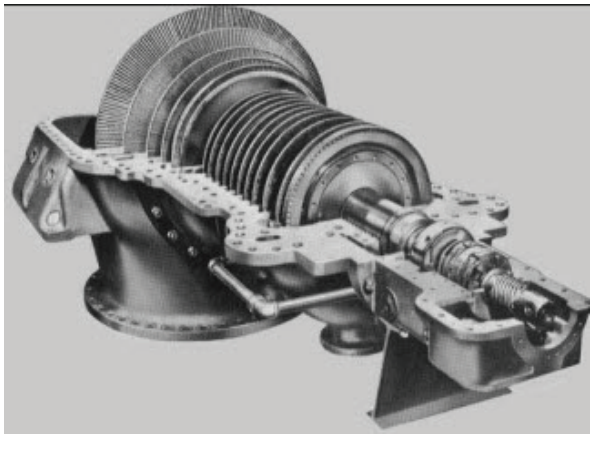
در یک *توربین یک مرحله‌ای*، بخار توسط یک و یا چند نازل شتاب گرفته و به طرف پره‌های توربین که برروی یک چرخ قرار گرفته‌اند جهت تولید توان هدایت می‌شود. ظرفیت توربین‌های یک مرحله‌ای محدود به چند هزار اسب‌بخار (کیلووات) و یا کمتر می‌باشد. البته برای کاربردهای خاص ظرفیت‌های بزرگتر نیز قابل طراحی می‌باشد. عموماً بازدهی مکانیکی این نوع توربینها بین ۳۰ تا ٦۰ درصد می‌باشد. شکل ۲-۵ روتوریک توربین یک مرحله‌ای را نشان می‌دهد.

1- Single - stage
2- Multi - stage
3- Impulse
4- Reaction
5- Non - condensate
6- Reheat
1- Casing
2- Axial flow
3- Radial flow
4- Tangential flow
5- Mechanical drive



شکل ۲-۵: نمایی از روتور یک توربین یک مرحله‌ای

توربین چند مرحله‌ای، شامل چند مرحله پره در داخل یک محفظه می‌باشد که هر کدام از این مراحل بخشی از افت فشار را موجب می‌گردند. توربین‌های چند مرحله‌ای نسبت به توربین‌های یک مرحله‌ای دارای بازدهی بیشتری بوده و از پیچیدگی و هزینه بیشتری برخوردار می‌باشند. بازدهی مکانیکی این نوع توربین‌ها در محدوده ۵۰ تا ۸۰ درصد می‌باشد. شکل ۳-۵ نمایی از یک توربین بخار پانزده مرحله‌ای با ظرفیت ۱۱ مگاوات را نشان می‌دهد.

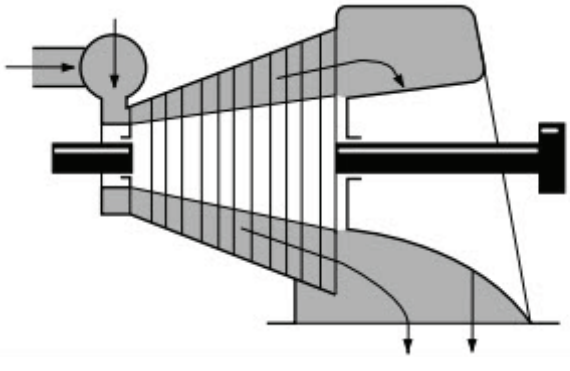


شکل ۳-۵: نمایی از یک توربین بخار ۱۵ مرحله‌ای

در صورتیکه سرعت توربین با سرعت مورد نیاز برای کاربردهای موردنظر تطابق نداشته باشد، استفاده از جعبه دنده اجتناب‌ناپذیر است. به خصوص در مواردی که سرعت بهینه توربین بیشتر از سرعت مورد نیاز برای کاربرد می‌باشد، هزینه اولیه و کاهش بازدهی ناشی از جعبه دنده باید با شرایط دستیابی به بازدهی بیشتر توربین در سرعت بهینه هماهنگ باشد.

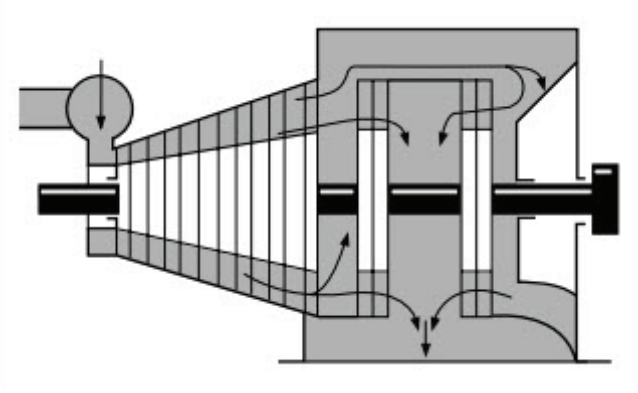
توربین‌های بخار صنعتی معمولاً در دو گروه اصلی تقطیری و غیرتقطیری (فشار پشت) دسته‌بندی می‌شوند. نوع دیگر تقسیم‌بندی توربین‌ها براساس نحوه زیرکش بخار می‌باشد.

توربین‌های تقطیری، دارای فشار بخار خروجی کمتر از آتمسفر (فشار خلاء) می‌باشند و به همین دلیل افت فشار بخار در طی مسیر ورود تا خروج توربین بزرگتر بوده و لذا انرژی بدست آمده از بخار بیشتر می‌باشد. جریان بخار در توربین‌های تقطیری استاندارد، یا به صورت جریان مستقیم[1] (شکل ٤-٥) و یا به صورت جریان دوگانه[2] (شکل ٥-٥) می‌باشد. لازم به ذکر است که در نوع جریان دوگانه توربین تحت استرس کمتری بوده و برای بهینه‌سازی بازدهی در توربین‌های بزرگ بکار گرفته می‌شود.



شکل ٤-٥: شمایی از توربین تقطیری با جریان مستقیم بخار

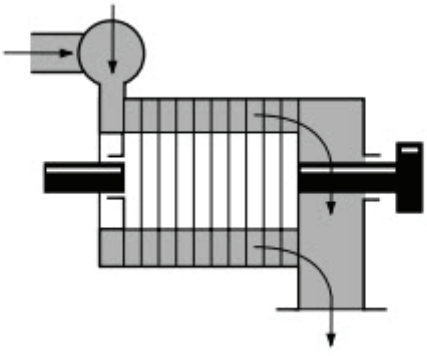
1- Straight flow
2- Dual – flow



شکل ۵-۵: شمایی از توربین تقطیری با جریان دوگانه بخار

کندانسور این نوع توربین‌ها یا توسط هوا و یا توسط آب خنک می‌شود. در سیستم‌هایی که توسط آب خنک می‌گردند، آب گرم شده پس از عمل کردن برروی کندانسور برای کاربردهای فرآیندی، گرمایش هوا و یا تولید آب گرم مورد استفاده قرار می‌گیرد. از آنجائیکه در این نوع توربینها انرژی استحصال نشده بخار به آتمسفر تخلیه و تلف می‌گردد، لذا به منظور بیشینه‌سازی بازدهی معمولاً توربین‌های بخار تقطیری به صورت چند مرحله‌ای طراحی می‌شوند. البته این امر موجب افزایش هزینه‌های اولیه می‌گردد ضمن اینکه هزینه‌های مربوط به تجهیزات تقطیر کننده بخار خروجی نیز بر هزینه‌های اولیه و هزینه‌های بهره‌برداری اضافه می‌گردد.

توربین‌های غیرتقطیری، (فشار پشت) به صورتی کار می‌کنند که فشار خروجی آنها مساوی و یا بیشتر از فشار آتمسفر می‌باشد. بخار خروجی از این توربینها برای گرمایش هوا، فرآیندهای صنعتی، تولید آب گرم و یا دیگر کاربردها مورد استفاده قرار می‌گیرد. شکل ٦-۵ شمایی از یک توربین فشار پشت جریان مستقیم را نشان می‌دهد.

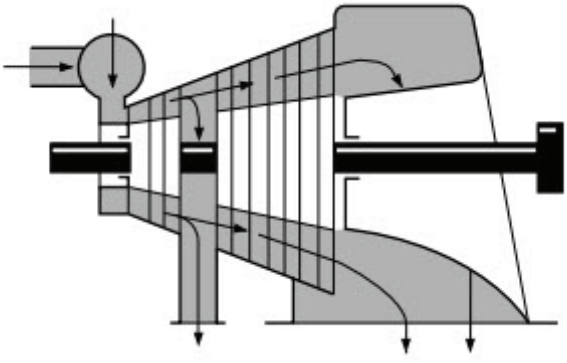


شکل ٦-٥: شمایی از توربین فشار پشت جریان مستقیم

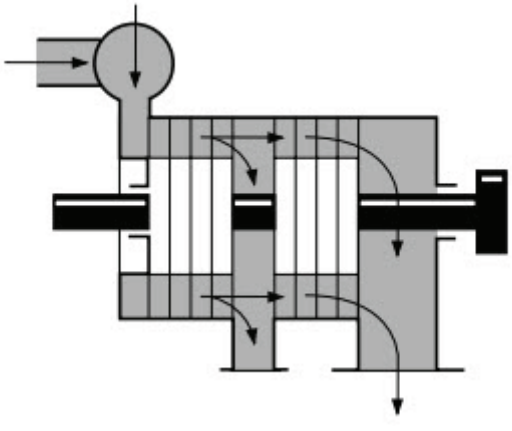
توربین‌های غیرتقطیری می‌توانند یک مرحله‌ای و یا چندمرحله‌ای باشند. از آنجائیکه انرژی بخار استفاده نشده برای تولید برق برای سایر کاربردهای فرآیندی مورد استفاده قرار می‌گیرد، بنابراین بازدهی مکانیکی مورد توجه نمی‌باشد. در برخی موارد که محدودیت فشار بخار وجود دارد برای افزایش توان خروجی از توربین‌های چندمرحله‌ای استفاده می‌گردد.

توربین با زیرکش بخار، یک توربین چندمرحله‌ای می‌باشد که بگونه‌ای طراحی شده است که بتوان از یک یا چند خروجی میان مرحله‌ای (بین ورودی و خروجی توربین) مقداری بخار با فشار میانی برداشت نمود. معمولاً توربین‌هایی که از آنها زیرکش بخار صورت می‌گیرد با توجه به نوع کاربرد، دارای یک، دو و یا سه مرحله زیرکش بخار می‌باشند. این نوع طراحی موجب افزایش قابل توجه هزینه‌های اولیه توربین می‌گردد. توربین‌های با زیرکش بخار معمولاً برای کاربردهایی طراحی می‌شوند که نیاز به تخلیه بخار در فشارهای مختلف برای استفاده در فرآیندهای صنعتی دارند. در حالیکه توربین‌های فشار پشت بدلیل ضرورت هماهنگی بین توان محور توربین و نیاز فرآیند بخار بگونه‌ای غیرقابل انعطاف می‌باشند، لیکن توربین‌های با زیرکش بخار در محدوده وسیعی از این انعطاف برخوردار هستند.

شکل‌های ۷-۵ و ۸-۵ به ترتیب چگونگی زیرکشی بخار در توربین‌های تقطیری و فشار پشت را نشان می‌دهند.



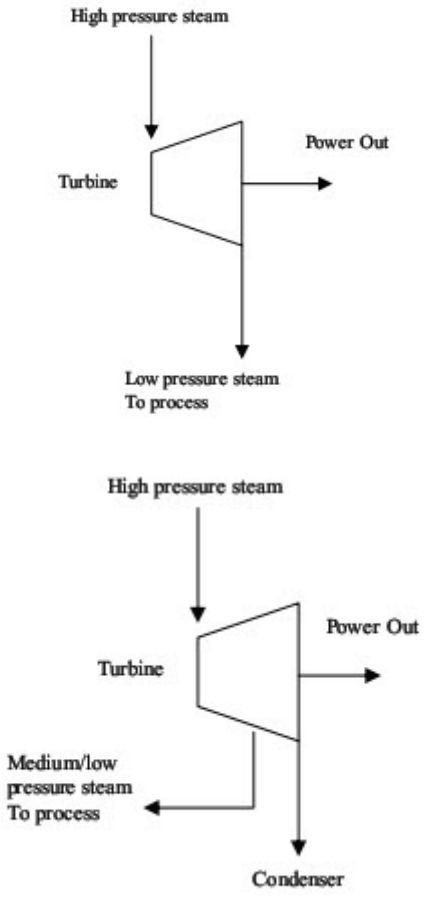
شکل ۷-۵: نحوه زیرکشی بخار در توربین‌های تقطیری



شکل ۸-۵: نحوه زیرکشی بخار در توربین‌های فشار پشت

با توجه به مطالب فوق‌الذکر و براساس تجربیات موجود اصولاً توربین‌های بخاری که برای کاربردهای CHP مورد استفاده قرار می‌گیرند از نوع فشار پشت (غیرتقطیری) و یا از نوع زیرکش بخار می‌باشند.

شکل ۹-۵ نمای ساده‌ای از فرآیند CHP دو نوع توربین فوق‌الذکر را نشان می‌دهد



شکل ۹-۵: فرآیند CHP با استفاده از توربین‌های نوع فشار پشت و نوع زیرکش بخار

۳-۱-۵ مشخصات طراحی

محدوده ظرفیت: توربین‌های بخار با ظرفیت‌هایی در محدوده کمتر از ۱۰۰ کیلووات تابیش از چند صد مگاوات در دسترس می‌باشند.

گرمای خروجی: توربین‌های بخار را می‌توان بگونه‌ای طراحی نمود که در محدوده وسیعی از

فشار بخار مورد بهره‌برداری قرار گیرند.

انعطاف‌پذیری نوع سوخت: برای بهره‌برداری از توربین‌های بخار می‌توان از گزینه‌های مختلف سوخت جهت تأمین گرمای مورد نیاز برای تولید بخار استفاده نمود. تنوع سوخت شامل زغال‌سنگ، نفت، گازطبیعی، چوب و سایر ضایعات می‌باشد.

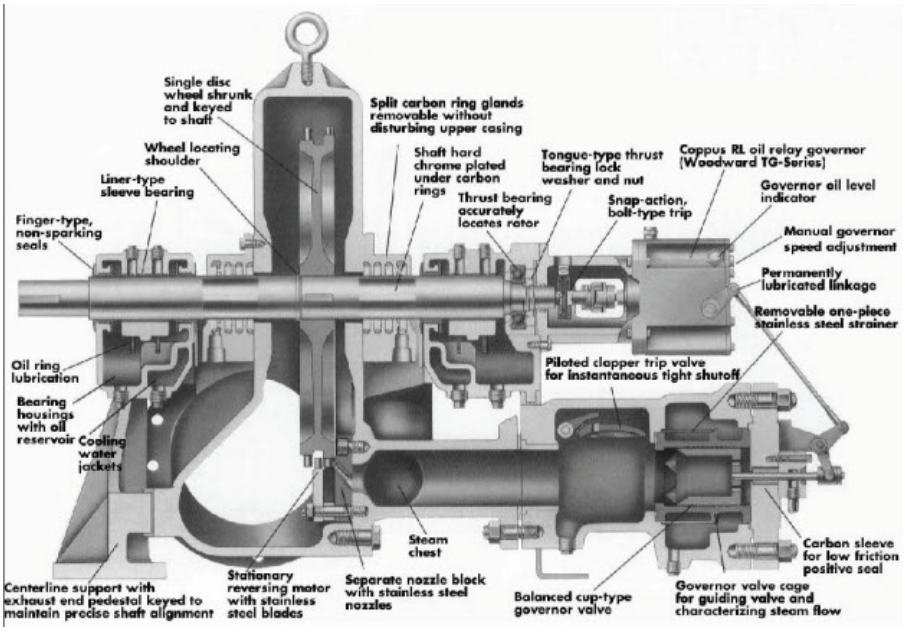
قابلیت اطمینان و طول عمر: طول عمر توربین‌های بخار نسبتاً طولانی می‌باشد. بازه زمانی تعمیرات اساسی این توربین‌ها در محدوده چندین سال بوده و چنانچه به نحو صحیحی بهره‌برداری شوند از قابلیت اطمینان بسیار خوبی برخوردار می‌باشند.

آلایندگی: میزان آلایندگی به نوع سوخت مصرفی بویلر، چگونگی احتراق در بویلر و تجهیزات کنترل آلایندگی گازهای خروجی از دودکش بستگی دارد.

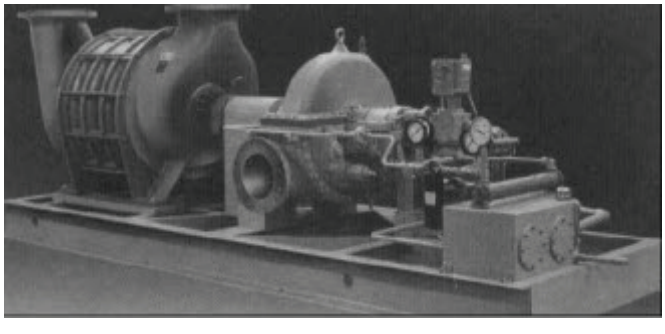
طراحی سفارشی: توربین‌های بخار را می‌توان هماهنگ با شرایط فشار و دمای مورد نیاز برای کاربردهای CHP طراحی نمود. بعلاوه، این توربین‌ها را می‌توان برای تولید برق با بازدهی بیشینه و نیز توأم با تأمین گرمای خروجی مورد نیاز طراحی نمود.

٤-١-٥ اجزاء توربین‌های بخار

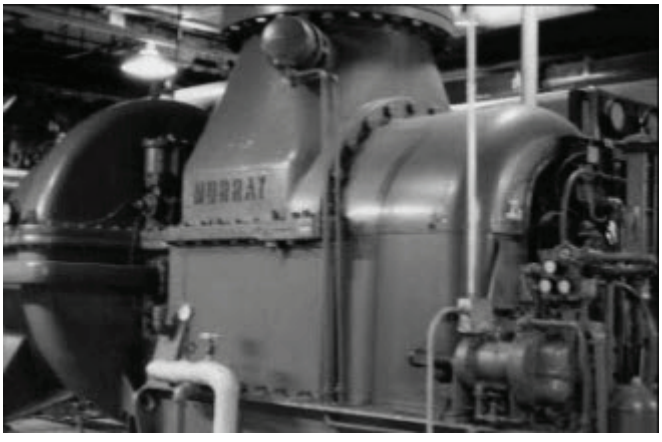
توربین‌های بخار محرکه‌های نسبتاً پیچیده‌ای هستند که از اجزاء مختلفی تشکیل یافته‌اند. شکل ۹-۵ اجزاء یک توربین بخار یک مرحله‌ای را نشان می‌دهد. شکل‌های ۱۰-۵ تا ۱۲-۵ نیز چند نمونه از توربین بخار با ظرفیت‌های مختلف را نمایش می‌دهند.



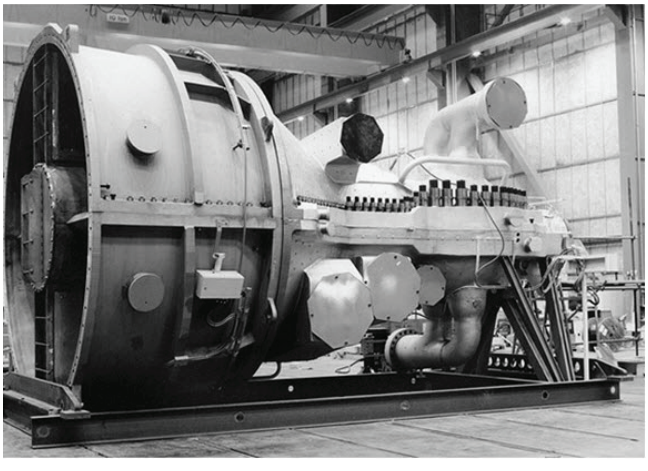
شکل ۹-۵: اجزاء یک توربین بخار یک مرحله‌ای



شکل ۱۰-۵: توربوژنراتور یک مرحله‌ای



شکل ۱۱-۵: توربوژنراتور چند مرحله‌ای



شکل ۱۲-۵: توربین بخار چندمرحله‌ای مجهز به سامانه زیرکش بخار

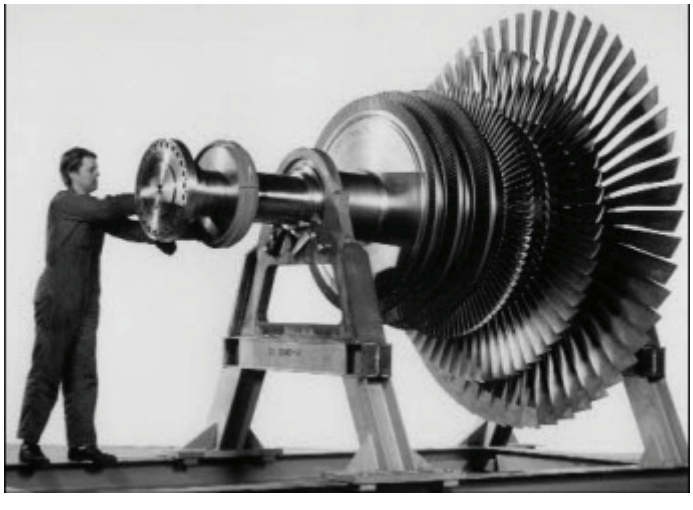
از بین اجزاء مختلف توربین بخار، روتور توربین، محفظه توربین، گاورنر و شیرهای کنترل از مهمترین اجزاء می‌باشند. لازم به ذکر است که در چرخه کار توربین‌های بخار از نوع تقطیری کندانسور به عنوان یکی از مؤلفه‌های مهم تأثیرگذار بر عملکرد توربین می‌باشد. ضمناً در اغلب چرخه‌های توربین بخار و بخصوص چرخه‌های نیروگاهی، تعدادی گرم‌کن[1] جهت پیش‌گرم

1- Heater

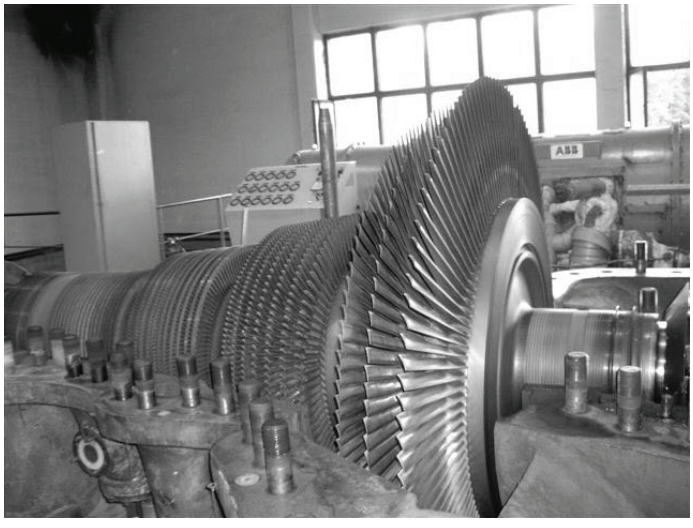
نمودن آب تغذیه بویلر با استفاده زیرکش بخار از مراحل میانی توربین بخار به کار گرفته می‌شوند. در ادامه هر یک از این اجزاء به اختصار تشریح می‌گردند.

روتور توربین بخار

روتور توربین‌های بخار محوری از جنس فولاد سخت می‌باشد که پره‌های متحرک توربین بـرروی آن نصب می‌گردند. در توربین‌های کوچک، این محور از یک طرف بطور مستقیم ویا از طریق یک جعبه دنده به ژنراتور متصل است. در توربین‌های بخار ظرفیت بالا که کاربردهای نیروگاهی دارنـد محور توربین‌های بخار با سطوح فشار مختلف (فشار قوی، فشار متوسط و فشار پائین) به یکدیگر متصل شده و در انتها به ژنراتور متصل می‌گردند. شکل‌های ۱۳-۵ و ۱٤-۵ روتور توربین بخار بـا ظرفیت‌های مختلف را نشان می‌دهند.



شکل ۱۳-۵: روتور توربین بخار ٦ مرحله‌ای



شکل ۱۴-۵: روتور توربین بخار با ظرفیت ۱۴ مگاوات

همانگونه که پیشتر گفته شد روتور توربین دربرگیرنده پره‌های متحرک توربین بخار می‌باشد. ضمن اینکه پره‌های ثابت نیز در بدنه محفظه توربین[1] بخار تعبیه می‌گردند. اصولاً شکل و نحوه چیدمان پره‌های ثابت و متحرک توربین بخار یکی از مهمترین نکات طراحی توربین می‌باشد. شکل پره‌ها تعیین کننده نحوه عبور بخار و چگونگی انتقال انرژی سیال (بخار) به روتور توربین می‌باشد. تعداد پره‌ها باید بگونه‌ای انتخاب شوند که اولاً نحوه عبور بخار به خوبی صورت گرفته و ثانیاً تعداد آنها به اندازه‌ای زیاد نباشند که بر سر راه عبور بخار مقاومت ایجاد کنند. از آنجایی که طراحی شکل و تعداد پره‌ها از یک سو بر میزان بازدهی و از سوی دیگر بر هزینه ساخت توربین تأثیر می‌گذارد، لذا می‌بایست از طریق طراحی بهینه بین این دو، یعنی بازدهی و هزینه یک تعادل ایجاد نمود.

قبلاً نیز اشاره گردید که توربین‌ها از نقطه‌نظر چگونگی اثر بخار بر پره‌ها و ایجاد توان بر دو

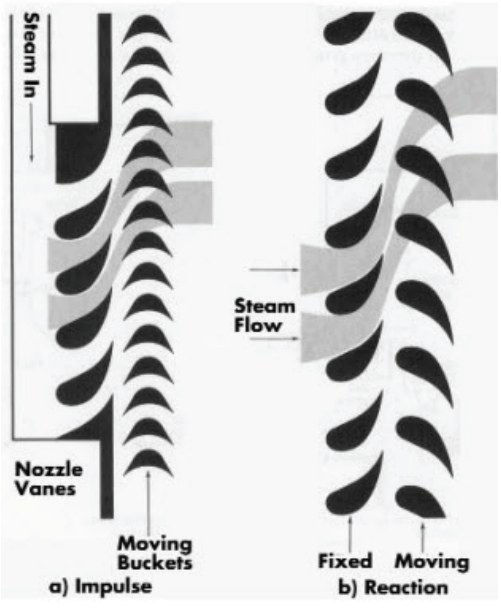
1- Turbine casing

نوع اصلی ***ضربه‌ای و عکس‌العملی*** تقسیم‌بندی می‌شوند. در توربین‌های ضربه‌ای افت فشار در هر مرحله در قسمت پره‌های ثابت اتفاق افتاده و این بخار در عبور از این پره‌ها که حکم نازل را دارند سرعت زیادی گرفته و بر اثر برخورد با پره‌های متحرک انرژی خود را به روتور منتقل می‌نمایند. این توربین‌ها که کارکرد آنها شبیه چرخ‌های آبی می‌باشد، در مقایسه با توربین‌های بخار عکس‌العملی مقاومتر بوده و لذا در بسیاری از کاربردها از ارجحیت برخوردار می‌باشند. در توربین‌های عکس‌العملی، نیروی حاصله از عکس‌العمل اثر بخار بر پره‌های متحرک در مقابل پره‌های ثابت به روتور توربین منتقل شده و ایجاد توان می‌نماید. در این نوع توربین‌ها، هر مرحله متشکل از پره‌های ثابت و متحرک می‌باشد و سرعت بخار در عبور از آنها افزایش می‌یابد. به عبارت دیگر هر یک از مجموعه پره‌های ثابت و متحرک خود نقش نازل را دارا بوده و موجب افزایش سرعت عبور بخار می‌گردند. در برخی از توربین‌های بزرگ از ترکیب هر دو نوع توربین ضربه‌ای و عکس‌العملی استفاده شده است. در شکل ۱۵–۵ چگونگی قرارگیری پره‌ها و نحوه عبور بخار در توربین‌های ضربه‌ای و عکس‌العملی نشان داده شده است.

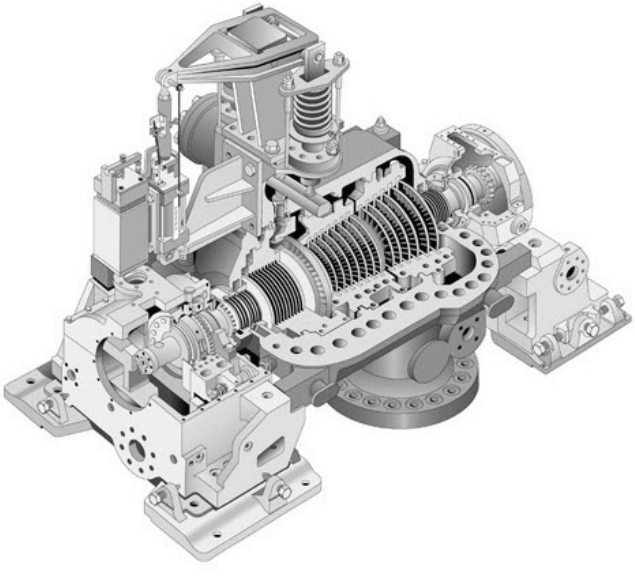
محفظه توربین بخار

محفظه توربین بخار پوشش بیرونی روتور توربین می‌باشد که در برگیرنده پره‌های ثابت توربین، یاتاقانها و دریچه‌های ورود و خروج بخار و همچنین خروجی‌های زیرکش بخار از مراحل میانی توربین می‌باشد. به طور کلی توربین‌ها یا به صورت تک محفظه‌ای[1] و یا به صورت چند محفظه‌ای[2] می‌باشند. شکل‌های ۱۶–۵ تا ۱۷–۵ چند نمونه از محفظه‌های توربین بخار در ظرفیت‌های مختلف را نشان می‌دهد.

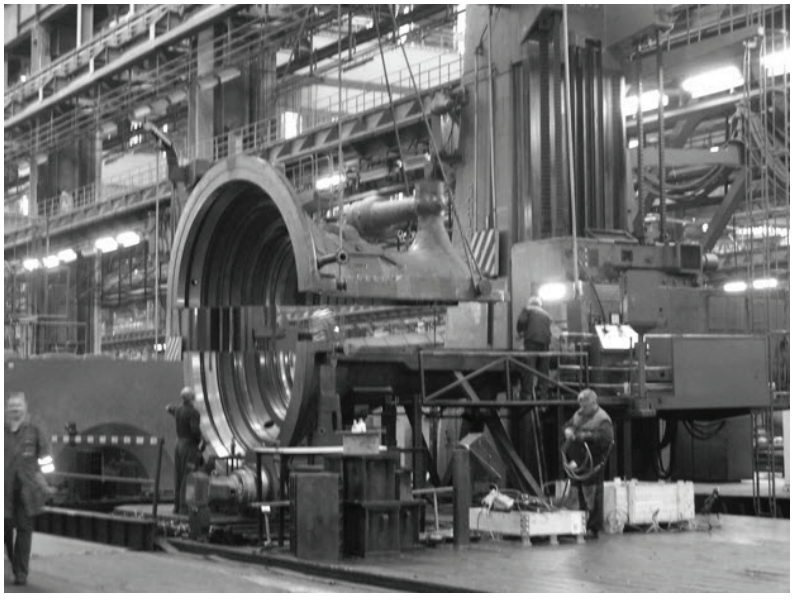
1- Single - casing
2- Multi - casing



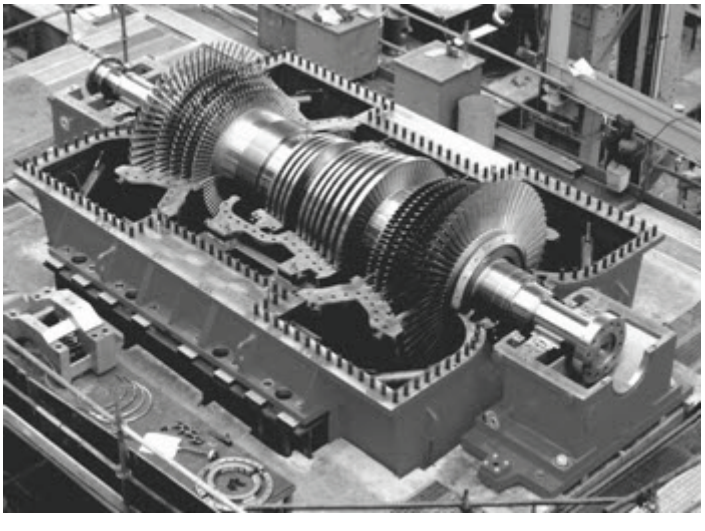
شکل ۱۵-۵: چگونگی قرارگیری پره‌ها در توربین‌های بخار ضربه‌ای و عکس‌العملی



شکل ۱۶-۵: توربین بخار یک محفظه‌ای



شکل ۱۷-۵: محفظه توربین در مراحل ماشین‌کاری



شکل ۱۸-۵: مراحل نصب روتور در محفظه توربین

گاورنر

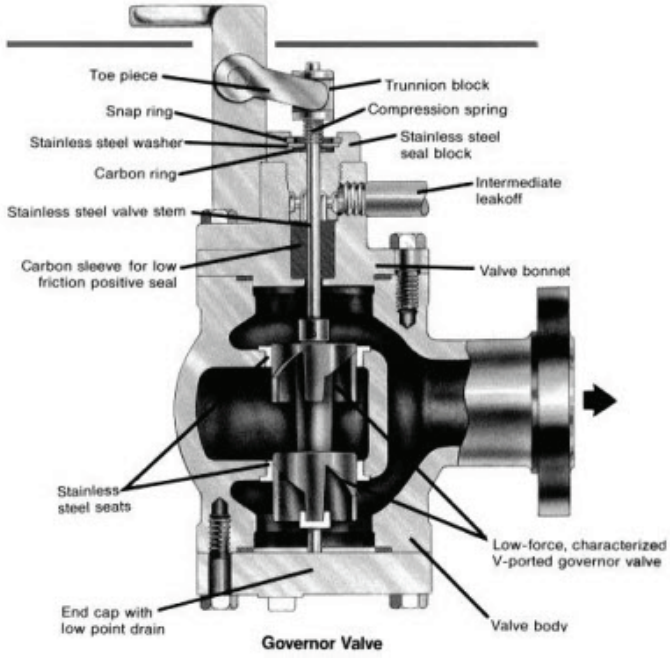
بطور کلی، سرعت روتور توربین به بار مکانیکی اعمال شده بر آن و میزان بخار ورودی به توربین بستگی دارد. چنانچه بخار ورودی به توربین ثابت نگه داشته شده و بار افزایش یابد، سرعت توربین کاهش می‌یابد. و یا به طور عکس، اگر بار ثابت نگهداشته شود با افزایش بخار ورودی سرعت نیز افزایش می‌یابد. توان مکانیکی خروجی توربین از طریق شیرهای کنترل ورود بخار به توربین توسط گاورنر تنظیم می‌شود. سرعت مورد نیاز توربین‌های بخار بستگی به نوع کاربرد و بار متصل به آن بستگی دارد. در کاربردهای تولید برق (۵۰ هرتز)، معمولاً سرعت توربین برای ژنراتورهای سنکرون با یک زوج قطب، ۳۰۰۰ دور در دقیقه (RPM) و برای ژنراتورهایی با دو زوج قطب، ۱۵۰۰ دور در دقیقه (RPM) می‌باشد. در سایر کاربردهای صنعتی، توربین‌های بخار با سرعت ۱٤۰۰۰ دوردر دقیقه نیز در دسترس می‌باشند. معمولاً توربین‌ها در سرعت نامی خود دارای بهترین بازدهی می‌باشند.

در بسیاری از توربین‌های بخار، گاورنرهای مکانیکی جهت کنترل سرعت توربین مورد استفاده قرار می‌گیرند. این نوع گاورنر با حس کردن سرعت از طریق مکانیزم توپ‌های گردان[1] و ارسال فرمان‌های هیدرولیکی به شیر کنترل، میزان بخار ورودی به توربین را کنترل می‌کنند. شکل ۱۹-۵ نمونه‌ای از یک شیر کنترل گاورنر توربین بخار را نمایش می‌دهد.

گاورنرهای الکترونیکی نیز برای کنترل سرعت توربین‌های بخار به کار گرفته می‌شوند. این گاورنرها نسبت به نوع مکانیکی دارای پیچیدگی بیشتری بوده و به جای مکانیزم توپ‌های گردان و رله‌های هیدرولیکی از حس‌گرهای الکترونیکی برای اندازه‌گیری سرعت روتور استفاده می‌نماید. سیگنال اندازه‌گیری شده مربوط به سرعت توسط یک مدار الکترونیکی با مقدار تنظیم شده مرجع[2] مقایسه شده و در صورت مغایرت، علائم الکتریکی به محرکه‌هایی[3] که به طور مستقیم و یا

1- Fly - ball
2- Set - point
3- Actuators

غیرمستقیم (از طریق جعبه دنده) شیر ورودی بخار را تنظیم می‌نماید ارسال می‌گردد.



شکل ۱۹-۵: نمایشی از برش یک شیر کنترل گاورنر توربین بخار

در حال حاضر سیستم‌های کنترل بسیار پیشرفته توربین با استفاده از میکروپروسسورهای دیجیتالی در دسترس می‌باشند که با استفاده از آنها به صورت موازی و پشتیبان[1]، قابلیت اطمینان سیستم کنترل به میزان چشمگیری افزایش می‌یابد. شکل ۲۰-۵ نمونه‌ای از یک گاورنر الکترونیکی را نشان می‌دهد.

1- Redundant



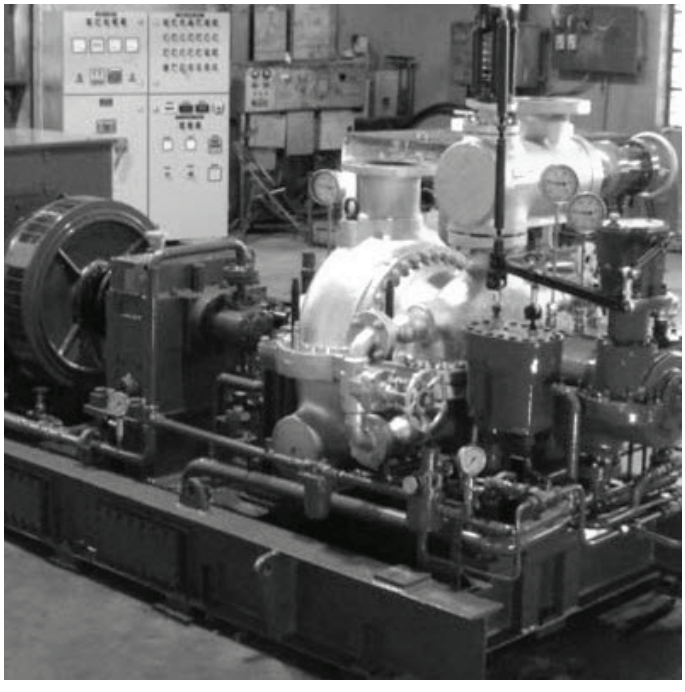
شکل ۲۰-۵: نمایی از یک گاورنر الکترونیکی

شیرهای کنترل

شیرهای کنترل ورودی، میزان دبی و فشار بخار وارد شونده به توربین بخار را برای دستیابی به توان و سرعت مناسب کنترل می‌نمایند. اینگونه شیرهای خفقان[1]، موجب کاهش عملکرد حرارتی توربین می‌شوند. میزان کاهش بازدهی تابعی از نحوه طراحی شیر و نسبت فشار کلی توربین می‌باشد. در توربین‌هایی که نسبت فشار کل توربین بیشتر است میزان افت بازدهی بر اثر عملکرد شیرهای کنترل کمتر می‌باشد. شکل ۲۱-۵ نمونه‌ای از یک شیر کنترل توربین بخار را نشان می‌دهد.

نوع دیگر شیرهای مورد استفاده در توربین‌های بخار، شیر خروج از مدار توربین[2] می‌باشد. این نوع شیرها برای قطع سریع ورود بخار به توربین برای خارج کردن توربین از مدار (دستی یا اتوماتیک) مورد استفاده قرار می‌گیرد. در حالت کار عادی توربین، معمولاً این شیرها

1- Throttling valves
2- Trip valve

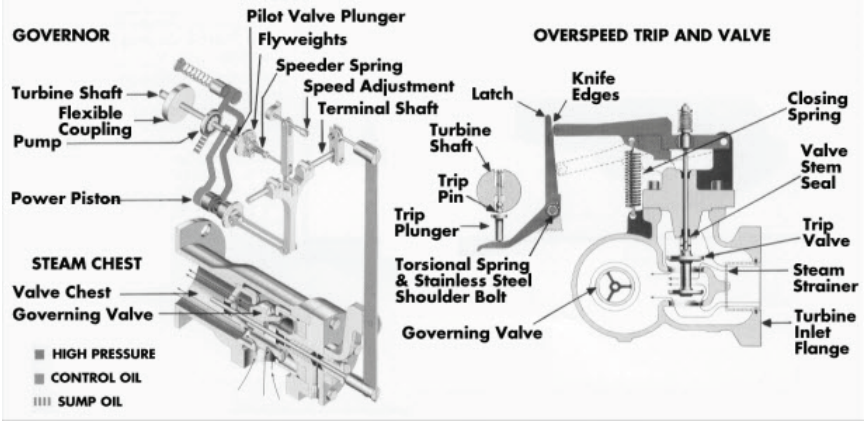


شکل ۲۱-۵: شیر کنترل توربین بخار

توسط نیروی فنر به صورت باز نگهداشته می‌شوند و در صورت ارسال سیگنال خارج شدن توربین، بلافاصله شیر توسط نیروی ذخیره شده در فنر بسته شده و جریان بخار به توربین قطع می‌گردد. گاهی اوقات از شیرهای سلونوئید الکتریکی نیز برای این منظور استفاده می‌گردد.

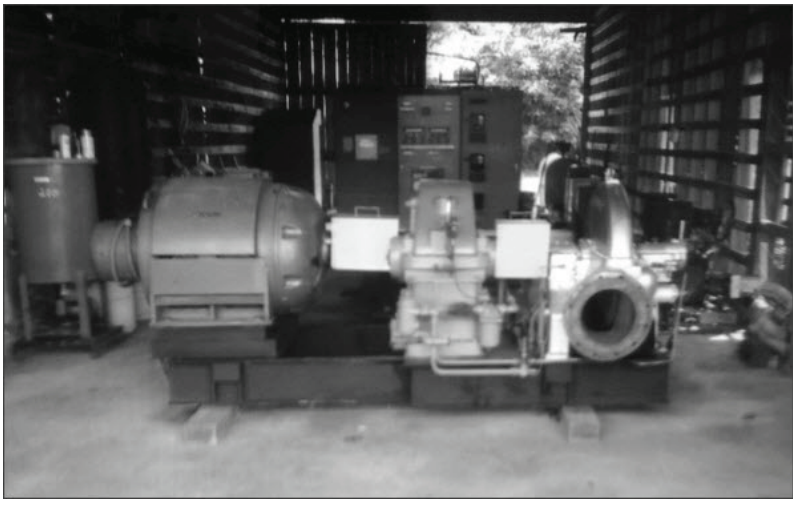
همانگونه که قبلاً ذکر گردید، شیرهای کنترل بخار توسط گاورنر تنظیم می‌گردند. علاوه بر گاورنر یک سامانه کنترل سرعت اضافی[1] نیز برای جلوگیری از افزایش بیش از حد سرعت توربین و ارسال فرمان به شیر قطع بخار مورد استفاده قرار می‌گیرد. شکل ۲۲-۵ یک مجموعه گاورنر (سمت چپ) و سامانه کنترل سرعت اضافی (سمت راست) را نشان می‌دهد.

1- Over – speed control system

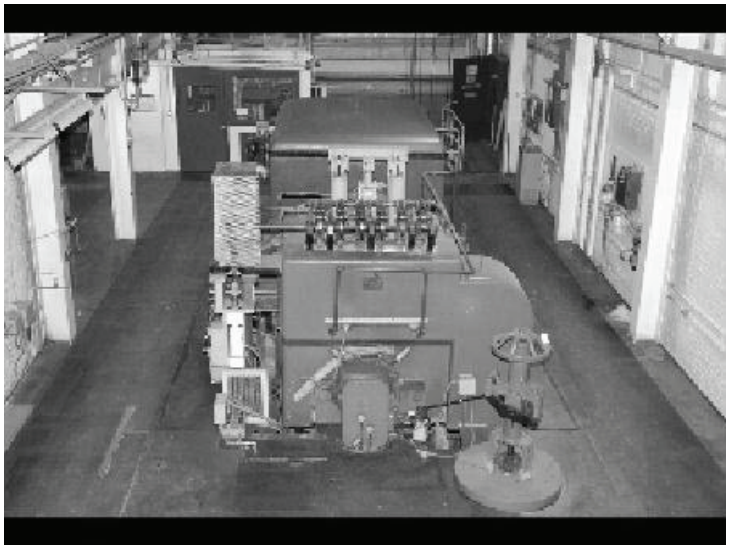


شکل ۲۲-۵: مجموعه گاورنر و سامانه کنترل سرعت اضافی توربین بخار

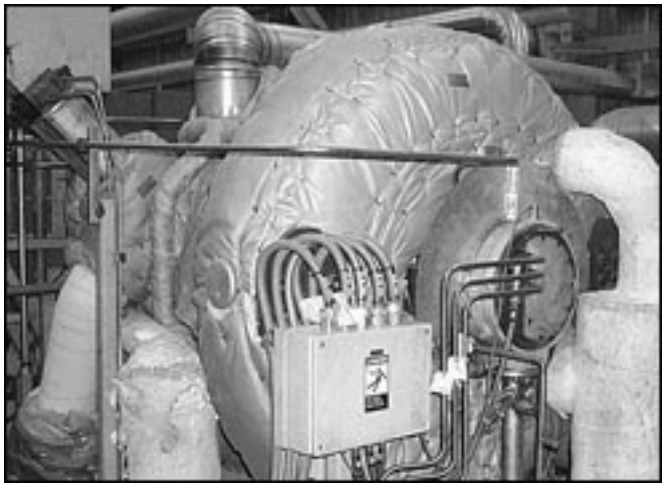
امروزه توربین‌های بخار متنوعی با ظرفیت‌های مختلف برای کاربردهای گوناگون در بازار عرضه می‌گردد. نمونه‌هایی از توربین‌های بخار ارائه شده توسط سازندگان مختلف در شکل ۲۳-۵ تا ۲۶-۵ مشاهده می‌گردد.



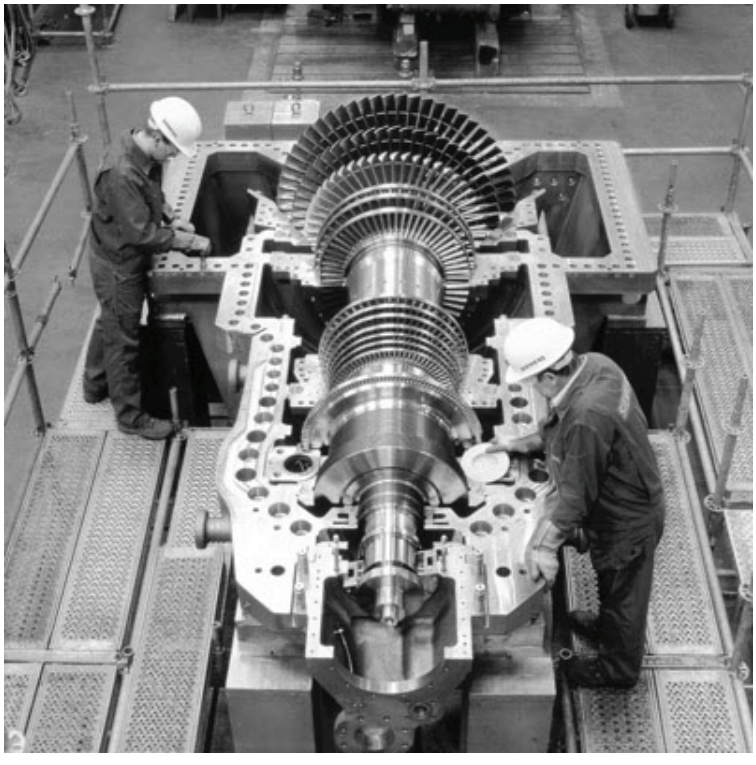
شکل ۲۳-۵: توربین بخار ۵۰۰ کیلوواتی با سوخت چوب



شکل ۲٤-۵: توربین بخار ۳۵۰۰ کیلوواتی ساخت GE



شکل ۲۵-۵: توربین بخار ۲۰ مگاواتی ساخت ABB



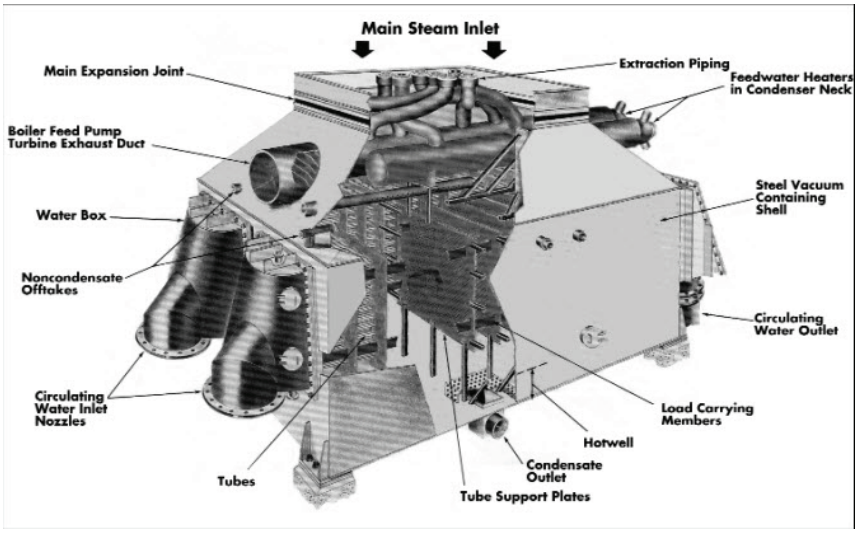
شکل ۲۶-۵: توربین بخار ۵۰ مگاواتی ساخت زیمنس

کندانسور

در توربین‌های تقطیری، بخار پس از طی مراحل مختلف توربین تا فشاری نزدیک به شرایط خلاء و با حجمی بسیار زیاد منبسط گشته و وارد کندانسور می‌گردد. عموماً کندانسور این نوع توربین‌ها از نوع کندانسور سطحی[1] می‌باشد. بخار وارد شده به کندانسور در تماس با تعداد بسیار زیادی لوله که از داخل آنها آب خنک عبور می‌نماید تقطیر شده و به مایع تبدیل می‌گردد. آب خنک‌کن نیز پس از جذب گرمای بخار از طریق برج‌های خنک‌کن به روش‌های مختلف خنک شده و گرمای آن دفع می گردد.

1- Surface condenser

کندانسورهای سطحی معمولاً مبدل‌های حرارتی از نوع پوسته – لوله[1] می‌باشند. بخار خارج شونده از توربین وارد پوسته شده و آب خنک‌کن نیز از طریق چندین مسیر وارد لوله‌ها می‌گردد. از نظر هندسی، اکثر کندانسورهایی که دارای ظرفیت کم و یا متوسط می‌باشند به صورت استوانه‌ای و کندانسورهای بسیار بزرگ به صورت مکعب مستطیل می‌باشند. شکل ۲۷-۵ اجزاء یک کندانسور سطحی را نشان می‌دهد.



شکل ۲۷-۵: اجزاء یک کندانسور سطحی

۲-۵ عملکرد

عملکرد توربین‌های بخار به نحوه بهره‌برداری و چگونگی کاربرد آن در تولید برق و یا تولید همزمان برق و گرما بستگی دارد. در کاربردهای تولید همزمان برق و گرما توسط سامانه‌های توربین بخار، با استفاده مناسب از گرمای تلف شده، بازدهی کلی مجموعه افزایش می‌یابد. عملکرد توربین‌های بخار اساساً به بازدهی گرمایی چرخه رانکین بستگی دارد که در ادامه تشریح

1- Shell – and - tube

می‌گردد. یادآوری می‌گردد که لازمه ارزیابی بازدهی کلی چرخه بخار در نظر گرفتن بویلر به عنوان مبدل انرژی سوخت به بخارنیز می‌باشد.

۵-۲-۱ چرخهٔ ایده‌آل رانکین

انرژی موجود در واحد جرم (کیلوگرم و یا پوند) بخار عبور کننده از یک توربین بخار تابعی از نسبت فشار توربین[1] (نسبت فشار ورودی به فشار خروجی) و دمای ورودی می‌باشد. بنابراین حداکثر بازدهی گرمایی قابل حصول در چرخه توربین اختلاف انرژی (آنتالپی) ورودی و خروجی می‌باشد. همانگونه که در شکل ۲۸-۵ نشان داده شده است، یک چرخه ساده ایده‌آل رانکین را می‌توان در چهار فرآیند زیر خلاصه نمود:

۱- فرآیند A-B: فرآیند برگشت‌پذیر آدیاباتیک پمپاژ آب تقطیر شده در کندانسور (کاندنسیت) به بویلر. در این فرآیند، کار انجام شده توسط پمپ برابر است با:

$$\text{کار پمپ} = (h_b - h_a) \qquad (۵-۱)$$

۲- فرآیند B-C: انتقال حرارت در فشار ثابت که طی آن بخار تولید می‌گردد. مقدار گرمای افزوده شده در بویلر برابر است با:

$$\text{مقدار گرمای افزوده شده در بویلر} = (h_c - h_b) \qquad (۵-۲)$$

۳- فرآیند C-D: انبساط بازگشت‌پذیر آدیاباتیک بخار در توربین از شرایط فشار ورودی به توربین تا شرایط فشار کندانسور. میزان کار توربین در این فرآیند برابر است با:

$$\text{کار توربین} = (h_c - h_d) \qquad (۵-۳)$$

٤- فرآیند D-A: انتقال حرارت در فشار ثابت که طی آن بخارخروجی از توربین در کندانسور تقطیر می‌گردد. مقدار گرمای دفع شده در کندانسور برابر است با:

$$\text{مقدار گرمای دفع شده در کندانسور} = (h_d - h_a) \qquad (۵-٤)$$

1- Turbine pressure ratio

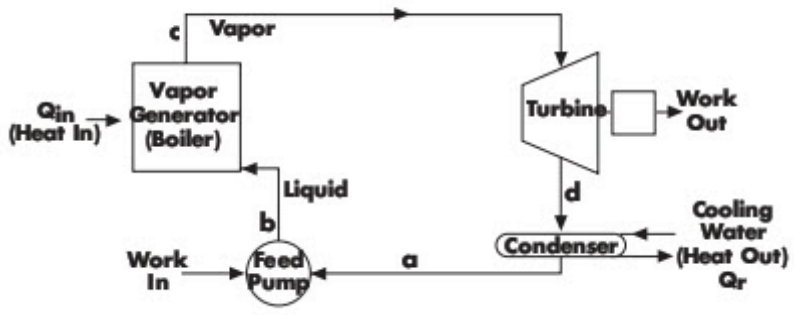
در روابط فوق،

h_a: آنتالپی در a

h_b: آنتالپی در b

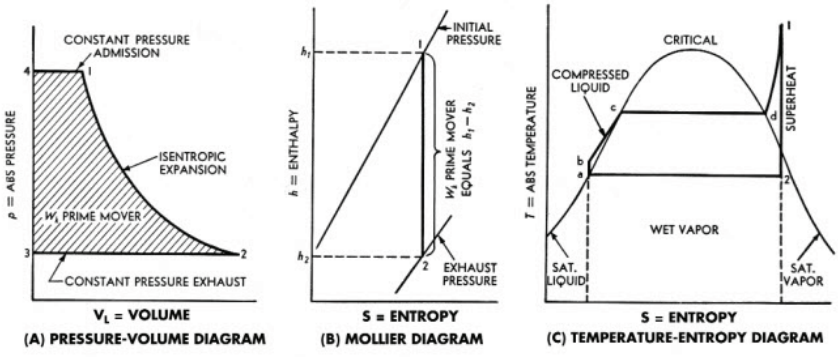
h_c: آنتالپی در c

h_d: آنتالپی در d



شکل ۲۸-۵: فرآیندهای چهارگانه در چرخه ساده رانکین

در شکل ۲۹-۵ مشخصه‌های فشار – حجم (P-V)، دما – انتروپی (T-S) و دیاگرام مولیر[1] برای این چرخه ایده‌آل رانکین نشان داده شده است.



شکل ۲۹-۵: مشخصه‌های فشار – حجم، دما – انتروپی و دیاگرام مولیر برای چرخه ایده‌آل رانکین

1- Mollier diagram

همانگونه که در شکل ۲۹-۵ مشاهده می‌گردد، در مشخصه فشار – حجم، دو مرحله فشار ثابت ورودی (۱-٤) و خروجی (۳-۲) از طریق یک فرآیند انبساط آیزنتروپیک (۲-۱) به یکدیگر متصل شده‌اند. قسمت هاشور خورده میزان کار چرخه را تعیین می‌کند. مشخصه دما – انتروپی، خواص مایع، بخار تر و سوپرهیت را که برگرفته از جداول بخار می‌باشد را بیان می‌کند وبه کمک مقادیر این جداول می‌توان توان خروجی و بازدهی را محاسبه نمود. روش دیگر برای دستیابی به اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه توان خروجی و بازدهی استفاده از دیاگرام مولیر (آنتالپی – انتروپی) می‌باشد که در شکل ۲۹-۵ مشاهده می‌گردد.

با توجه به نکات فوق‌الذکر، بازدهی گرمایی چرخه ساده ایده‌آل رانکین را می‌توان بصورت زیر نمایش داد:

$$\eta_{th}= \frac{\text{کار خروجی توربین – کار پمپ}}{\text{گرمای ورودی}} = \frac{(h_c - h_d)-(h_b - h_a)}{(h_c - h_b)} \qquad (۵-۵)$$

اغلب از کار پمپ در این رابطه صرفنظر می‌گردد (بیشتر در حالاتی که فشار کم می‌باشد). بنابراین:

$$\eta_{th}= \frac{\text{کار خروجی توربین}}{\text{گرمای ورودی}} = \frac{(h_c - h_d)}{(h_c - h_b)} \qquad (۵-٦)$$

میزان تئوری آب [1] (TWR) و میزان تئوری بخار [2] (TSR)، میزان بخار مورد نیاز برای انبساط در توربین جهت تولید مقدار مشخصی از واحد کار خروجی می‌باشد، که به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$TWR(TSR) = \frac{۳۴۱۳}{(h_c - h_d)} \qquad (۵-۷)$$

که در آن TWR برحسب پوند بر کیلووات ساعت (lbm/kWh) و (h_c-h_d) برحسب

1- Theoretical water rate
2- Theoretical steam rate

بی‌تویو بر پوند (Btu/lbm) می‌باشد.

نرخ حرارتی ایده‌آل برای یک توربین تقطیری، حاصلضرب TWR و گرمای ورودی بویلر می‌باشد.

برای یک توربین فشار پشت، نرخ حرارتی عبارت است از حاصلضرب TWR در میزان افت گرما، بنابراین:

$$\text{نرخ حرارتی ایده‌آل برای توربین تقطیری} = TWR(h_c - h_b) \qquad (۵-۸)$$

$$\text{نرخ حرارتی ایده‌آل برای توربین فشار پشت} = TWR(h_c - h_d) \qquad (۵-۹)$$

توان خروجی چرخه ایده‌آل برابر است با حاصلضرب دبی بخار در مقدار افت گرما:

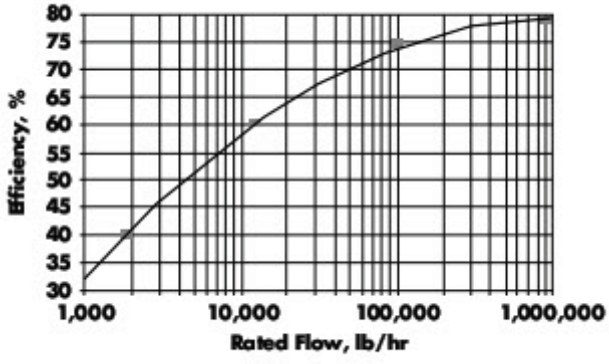
$$W = \frac{m^{\circ}(h_c - h_d)}{۳۴۱۳} \qquad (۵-۱۰)$$

که در آن W، توان خروجی برحسب kW و m° مقدار دبی بخار برحسب پوند بر ساعت می‌باشد.

در چرخهٔ واقعی رانکین، به دلیل آنکه فرآیند انبساط در شرایط انتروپی ثابت اتفاق نمی‌افتد، میزان واقعی بازدهی چرخه کمتر می‌باشد. عوامل تأثیرگذار بر مقدار واقعی بازدهی شامل تلفات شیر کنترل بخار ورودی اصطکاک بین بخار و توربین، تلفات یاتاقانها و نشت بخار می‌باشد. علاوه بر نقش تعداد مراحل توربین، همبستگی شدیدی بین ظرفیت و بازدهی مکانیکی توربین وجود دارد. شکل ۳۰-۵، رابطه بین ظرفیت طراحی و بازدهی مکانیکی توربین را نشان می‌دهد.

در برآورد عملکرد نسبی یک توربین بخار، تعیین میزان بازدهی واقعی چرخه رانکین حائز اهمیت می‌باشد. این نسبت عبارت است از نسبت کار تحویل شده توسط توربین در محور آن به کار تحویل شده توسط یک توربین ایده‌آل که در آن بخار از شرایط فشار ورودی به شرایط فشار خروجی انبساط می‌یابد. بنابراین بازدهی واقعی توربین عبارت است از:

$$\eta_T = \frac{(h_c - h_d)actual}{(h_c - h_d)ideal} \qquad (۵-۱۱)$$



شکل ۳۰-۵: رابطه بین ظرفیت طراحی و بازدهی مکانیکی توربین

لذا می‌توان مقدار واقعی آب[1] (AWR) را از رابطه زیر محاسبه نمود:

$$AWR = \frac{TWR}{\eta_T} = \frac{۳۴۱۳}{(h_c - h_d)actual} \qquad (۵-۱۲)$$

حال می‌توان مقدار واقعی نرخ حرارتی توربین‌های تقطیری و فشار پشت را از روابط زیر بدست آورد.

$$\text{نرخ گرمایی توربین تقطیری} = AWR(h_c - h_b)actual \qquad (۵-۱۳)$$

$$\text{نرخ گرمایی توربین فشار پشت} = AWR(h_c - h_d)actual \qquad (۵-۱٤)$$

نهایتاً، مقدار توان خروجی واقعی (W_a) برحسب kW را می‌توان بصورت زیر بدست آورد:

$$W_a = \frac{m^{\circ}\eta_T(h_c - h_d)ideal}{۳۴۱۳} = \frac{m^{\circ}(h_c - h_d)actual}{۳۴۱۳} \qquad (۵-۱۵)$$

که در آن m° بیان‌گر دبی بخار می‌باشد. لازم به ذکر است که چنانچه توان توربین برحسب اسب بخار درنظر گرفته شود در کلیه روابط فوق به جای عدد ۳٤۱۳، عدد ۲٥٤٥ جایگزین می‌گردد.

1- Actual water rate

۵-۲-۲ عملکرد توربین‌های بخار در حالت تولید برق

همانگونه که ملاحظه گردید، بازدهی گرمایی چرخه رانکین به پارامترهای مختلفی ازجمله فشار و دمای بخار ورودی و خروجی از توربین و نیز عواملی چون نحوه زیرکش بخار و ارتقاء چرخه از طریق اضافه نمودن چرخه گرمایش مجدد بستگی دارد. بعلاوه، عملکرد توربین‌های بخار به چگونگی بهره‌برداری و پیکره‌بندی تجهیزات جانبی چرخه بخار مثل گرم‌کن‌های آب تغذیه بویلر نیز وابسته است.

بازدهی تولید برق توسط توربین‌های بخار نیروگاهی از حدود ۳٦٪ (HHV) برای توربین‌های بزرگ (طراحی شده برای بالاترین ضریب ظرفیت سالانه) تا حدود ۱۰٪ (HHV) برای توربین‌های کوچک و ساده (مورد استفاده در فرآیندهای صنعتی) متغیر می‌باشد.

لازم به ذکر است که بازدهی تولید برق توربین بخار، نسبت برق خالص تولیدی به مجموع انرژی سوخت ورودی به چرخه می‌باشد و با مفهوم بازدهی گرمایی توربین بخار متفاوت می‌باشد. معمولاً بازدهی گرمایی توربین‌های بخارچند مرحله‌ای بین ٦۵٪ (برای واحدهای کمتر از ۱۰۰۰ کیلووات) و بیش از ۹۰٪ (برای واحدهای صنعتی بزرگ) متغیر می باشد. توربین‌های بخار کوچک یک مرحله‌ای دارای بازدهی گرمایی کمتر از ۵۰٪ می‌باشند.

۵-۲-۳ عملکرد توربین بخار در حالت تولید همزمان برق و گرما

روش‌های بازیافت حرارت از توربین بخار مبتنی بر بکارگیری بخار خروجی توربین‌های فشار پشت و یا استفاده از بخار زیرکش شده در فرآیندهای صنعتی و یا کاربردهای گرمایشی می‌باشد. مقدار و کیفیت گرمای بازیافتی تابعی از شرایط بخار ورودی و پارامترهای طراحی توربین می‌باشد. همانگونه که ذکر گردید بخار خروجی از توربین را می‌توان مستقیماً در فرآیندهای صنعتی و یا برای گرمایش محیط استفاده نمود. بعلاوه، انرژی گرمایی بخار خروجی را می‌توان به

سایر صورت‌های انرژی گرمایی، مثل آب داغ و یا سرد نیز تبدیل نمود. بخار تخلیه شده و یا زیرکش شده از توربین را می‌توان به عنوان منبع گرم یک چیلر جذبی استفاده نمود.

بطور کلی سامانه‌های CHP مبتنی بر توربین بخار دارای نسبت برق به حرارت کوچکی می‌باشند، معمولاً در محدوده ۰/۰۵ تا ۰/۰۲ . این امر به دلیل آن است که معمولاً تولید برق به عنوان یک محصول جانبی در فرآیند تولید گرما قلمداد می‌شود و مجموعه سیستم برای تولید بخار بهینه می‌گردد. بنابراین، علت پائین بودن بازدهی الکتریکی سامانه‌های CHP مبتنی بر توربین بخار (نسبت توان الکتریکی تولیدی به مجموع سوخت مصرفی) بدلیل آن است که هدف اصلی از بکارگیری این نوع سامانه CHP تولید مقدار زیادی بخار می‌باشد. اما عموماً، بازدهی کلی سیستم CHP مبتنی بر توربین بخار بسیار زیاد بوده و تقریباً نزدیک به میزان بازدهی بویلر (نسبت میزان بخار خالص تولیدی به کل سوخت ورودی) می‌باشد. بازدهی بویلرهای بخار با توجه به نوع آن، عمر، نوع سوخت، ظرفیت، منظور از کاربرد و شرایط بخار معمولاً در محدوده ۷۰ تا ۸۵ درصد (HHV) می‌باشند.

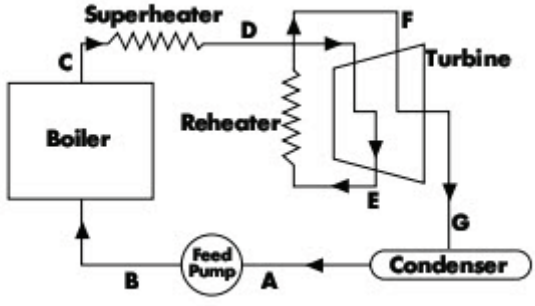
جدول ۱-۵ بازدهی چند نوع توربین بخار با ظرفیت‌های مختلف را نشان می‌دهد.

جدول ۱-۵: بازدهی چند نوع توربین بخار با ظرفیت‌های مختلف

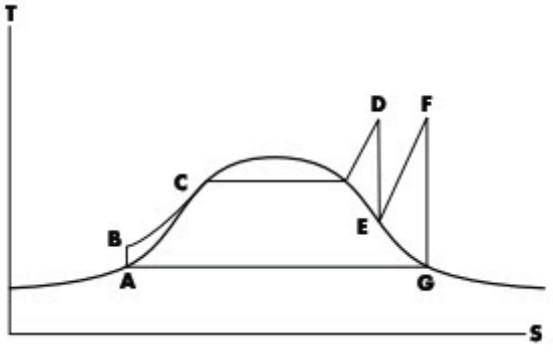
مشخصات و بازدهی	توربین۱	توربین ۲	توربین ۳
ظرفیت نامی الکتریکی (kW)	۵۰۰	۳۰۰۰	۱۵۰۰۰
نوع توربین	فشار پشت	فشار پشت	فشار پشت
بازدهی گرمایی توربین	٪۵۰	٪۷۰	٪۸۰
بازدهی بویلر (HHV)	٪۸۰	٪۸۰	٪۸۰
بازدهی الکتریک سیستم CHP (HHV)	٪٦/٤	٪٦/۹	٪۹/۳
بازدهی کلی سیستم CHP (HHV)	٪۷۹/٦	٪۷۹/۵	٪۷۹/۷

٤-۲-۵ بهبود عملکرد و بازدهی توربین‌های بخار

یکی از راههای افزایش بازدهی چرخه رانکین، اضافه نمودن چرخه گرمایش مجدد[1] به آن می‌باشد. در این حالت می‌توان پس از مقداری انبساط بخار در مراحلی از تـوربین، مجـدداً آن را بـه بـویلر بازگرداند و پس از گرمایش مجدد آن را وارد مراحل بعدی توربین نمود. این روش در توربین‌های بخار نیروگاهی بسیار رایج می‌باشد.شکل ۳۱-۵ نشان دهنده چرخه رانکین ارتقاء داده شده توسـط چرخه گرمایش مجدد می‌باشد. شکل ۳۲-۵ نیز مشخصه دما- انتروپی (T-S) ایـن چرخـه ارتقـاء یافته را نشان می‌دهد.



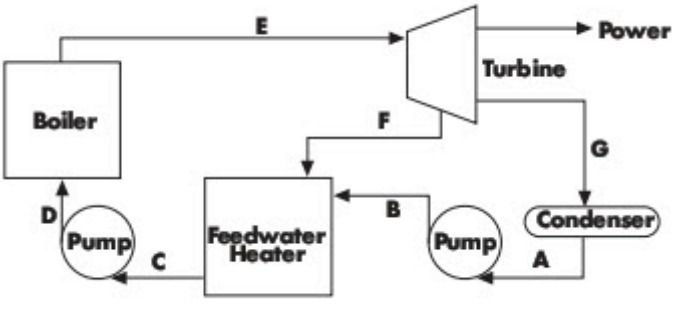
شکل ۳۱-۵: نمایش چرخه گرمایش مجدد توربین بخار



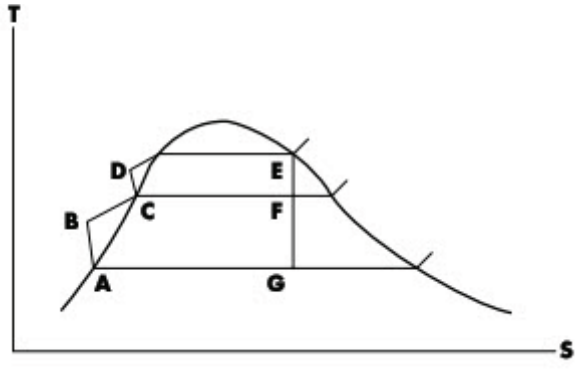
شکل ۳۲-۵: مشخصه دما – انتروپی چرخه گرمایش مجدد توربین بخار

1- Reheat

یکی دیگر از راهکارهای افزایش بازدهی گرمایی واحدهای نیروگاهی مبتنی بر توربین بخار، افزودن چرخهٔ احیاء مجدد[1] می‌باشد. در این چرخه، بخار زیرکش شده از مراحل میانی توربین جهت استفاده در گرمکن آب تغذیه بکار گرفته می‌شود. این روش موجب استفاده کمتر از سوخت در بویلر می‌گردد. البته استفاده از بخار زیرکش موجب کاهش توان تولیدی توربین می‌گردد. بکارگیری یک چرخه ساده احیاء مجدد می‌تواند به میزان حدوداً ۲٪ بازدهی کلی چرخه را افزایش دهد. شکل ۳۳-۵ یک چرخهٔ احیاء مجدد توربین بخار و شکل ۳٤-۵ مشخصه دما – انتروپی آن را نشان می‌دهد.



شکل ۳۳-۵: چرخه احیاء مجدد توربین بخار



شکل ۳٤-۵: مشخصه دما – انتروپی چرخه احیاء مجدد توربین بخار

1- Regeneration cycle

پیش گرم نمودن هوای احتراق نیز از دیگر راهکارهای افزایش بازدهی چرخه توربین بخار می‌باشد. برای این منظور، هوای لازم برای احتراق سوخت توسط پیش‌گرم‌کن‌های هوا با استفاده از گرمای اتلافی دود خروجی از بویلر افزایش دما یافته و به این ترتیب موجب کاهش میزان مصرف سوخت می‌شود.

۵-۳ آلایندگی

آلایندگی توربین‌های بخار به منبع تولید بخار وابسته است. توربین‌های بخار را می‌توان همراه با یک بویلر که می‌تواند از سوخت‌های مختلف استفاده نماید و یا توأم با یک توربین گاز در قالب یک چرخه ترکیبی بکار گرفت.

۵-۳-۱ آلاینده‌های بویلر

آلاینده‌های منتشر شونده از بویلرها شامل اکسیدهای نیتروژن (NO_x)، اکسیدهای گوگرد (SO_x)، ذرات ریز (PM)، مونواکسیدکربن (CO) و دی‌اکسیدکربن می‌باشد.

اکسیدهای نیتروژن (NO_x)

آلاینده‌هایی که با NO_x مشخص می‌گردند ترکیبی (اکثراً) اکسیدنیتروژن (NO) و دی‌اکسیدنیتروژن (NO_2) با نسبت ترکیب‌های مختلف می‌باشند. در اندازه‌گیری‌ها میزان آلاینده NO_x با واحد قسمت در میلیون[1] (PPM) حجمی مشخص می‌گردند. گاهی اوقات میزان این آلاینده برحسب کیلوگرم بر ساعت و یا کیلوگرم بر مگاوات ساعت تولیدی نیز بیان می‌گردد. مهمترین عوامل تأثیرگذار بر میزان انتشار NO_x از بویلر، دمای شعله و مقدار نیتروژن موجود در

1- Part per million

سوخت مورد استفاده می‌باشد. سایر عوامل عباتند از میزان هوای اضافی و دمای هوای احتراق.

اکسیدهای گوگرد (SO_x)

آلاینده‌های گوگرد مستقیماً به میزان گوگرد موجود در سوخت بستگی داشته و به ظرفیت بویلر و یا طراحی مشعل ارتباطی ندارد. در حدود ۹۵٪ گوگرد موجود در سوخت به صورت دی‌اکسیدگوگرد (SO_2) و حدود ۵ درصد به صورت تری‌اکسیدگوگرد (SO_3) می‌باشد. درنظر گرفتن SO_x به عنوان آلاینده به دلیل آنست که این اکسیدها با بخار آب موجود در هوا و گازهای احتراق ترکیب شده و تشکیل اسیدسولفوریک می‌دهد که به شدت خورنده بوده و تأثیرات مخربی بر هوا، آب‌وخاک دارد. سوخت‌هایی که دارای گوگرد هستند شامل زغال‌سنگ، نفت و برخی از انواع سوخت‌های جامد می‌باشند.

ذرات ریز (PM)

ذرات ریز به شدت به درجه سوخت بویلر بستگی داشته و شامل ترکیبات مختلفی مثل نیتراتها، سولفیدها، کربن‌ها و اکسیدهای دیگر ترکیبات موجود در سوخت می‌باشند. میزان آلاینده نوع PM توسط سوخت گازطبیعی کمتر از سوخت‌هایی مثل نفت سبک و به مراتب کمتر از سوخت‌هایی مثل نفت سنگین می‌باشد. در بویلرهای صنعتی یکی از مؤثرترین روشها کنترل PM استفاده از سوختهایی با درجه بالا می‌باشد. تنظیم مشعل و نیز نگهداری مناسب آن نیز برای کنترل PM مفید می‌باشد.

مونواکسیدکربن (CO)

مونواکسیدکربن طی احتراق ناقص تشکیل می‌گردد. معمولاً در بویلرهای قدیمی میزان انتشار CO

بیشتر از بویلرهای جدید می‌باشد. علت این امر آن است که در طرح‌های قدیمی کنترل CO به عنوان یک پارامتر طراحی در نظر گرفته نمی‌شد. طراحی نامناسب مشعل و یا اشتعال نامناسب آن می‌تواند از عوامل مهم میزان زیاد انتشار آلاینده CO توسط بویلر باشد. تعمیر و نگهداری صحیح مشعل وارتقاء تجهیزات و استفاده از سامانه‌های کنترل اکسیژن می‌تواند در کنترل میزان CO نقش مؤثری داشته باشد.

دی‌اکسیدکربن (CO_2)

هر چند دی‌اکسیدکربن به عنوان یک آلاینده که مستقیماً بر سلامتی انسان اثر بگذارد تلقی نمی‌گردد، لیکن نسبت دادن آلایندگی به CO_2 بیشتر به دلیل اثر گلخانه‌ای آن بر محیط زیست می‌باشد. میزان انتشار CO_2 تابعی از مقدار کربن موجود در سوخت و نیز بازدهی سیستم می‌باشد. میزان کربن موجود در گازطبیعی حدود ۱۷ کیلوگرم به ازای هر MMBtu، میزان کربن موجود در نفت حدود ۲٤ کیلوگرم به ازای هر MMBtu و مقدار آن در زغال‌سنگ در حدود ۳۳ کیلوگرم کربن به ازای هر MMBtu می‌باشد.

۲-۳-۵ روشهای کنترل آلایندگی بویلر

کنترل انتشار NO_x در مرحله احتراق

بسیاری از مطالعات تحقیقاتی در مورد کنترل آلاینده‌های بویلر بر موضوع کنترل میزان انتشار NO_x متمرکز می‌باشد. در ادامه برخی از روشهای کنترل آلاینده NO_x تشریح می‌گردد.

کنترل آلاینده‌ها در فرآیند احتراق

روشهای کنترل آلاینده‌ها در مرحله احتراق نسبت به روشهای کنترل پس از احتراق کم هزینه‌تر

می‌باشند. در این رابطه روش کنترل دمای احتراق بویلر بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. در کنترل احتراق باید بین دمای زیاد شعله و در نتیجه احتراق کامل در مقابل تشکیل NO_x توازنی برقرار گردد.

رقیق‌سازی سوخت موجب کاهش دما و در نتیجه کاهش میزان تولید NO_x می‌گردد. البته باید توجه نمود که رقیق‌سازی بیش از حد سوخت می‌تواند موجب احتراق ناقص و افزایش تشکیل CO و ترکیبات آلی فرار گردد.

چرخش مجدد گازهای احتراق

چرخش مجدد گازهای احتراق[1] (FGR) یکی از روشهای بسیار مؤثر برای کاهش NO_x در بویلرهای صنعتی می‌باشد. در این روش بخشی از گازهای احتراق بویلر که نسبتاً خشک شده‌اند به فرآیند احتراق بازگردانده شده و موجب کاهش دمای شعله و کاهش شکل‌گیری NO_x می‌گردد.

این روش رایج‌ترین روش مؤثر برای کاهش NO_x برای بویلرهای لوله‌آتشی[2] و لوله آبی[3] می‌باشد. در این روش معمولاً یک فن گازهای احتراق را از دودکش به مشعل تزریق می‌نماید. میزان کاهش NO_x توسط FGR برای سوخت گازطبیعی حدود ۸۰٪ و برای سوخت نفت حدود ۲۵٪ می‌باشد.

کاهش هوای اضافی در احتراق (LAE)

معمولاً جهت دستیابی به احتراق کامل، احتراق در بویلر با هوای اضافی صورت می‌گیرد. لیکن هوای اضافی بیش از ٤٥ درصد موجب افزایش شکل‌گیری NO_x می‌گردد. کاهش هوای اضافی احتراق[4] محدود شدن تولید NO_x را بدنبال دارد. این روش موجب کاهش NO_x به میزان ۵ تا

1- Flue gas recirculation
2- Firetube
3- Watertube
4- Low excess air firing

۱۰ درصد برای سوخت گاز می‌گردد و برای اغلب بویلرها مناسب می‌باشد.

استفاده از سوخت نفت با نیتروژن کم

NO_x تشکیل یافته ناشی از شرایط سوخت سهمی در حدود ۲۰ تا ۵۰ درصد کل میزان تولید NO_x را در بویلرهایی که از سوخت مایع استفاده می‌نمایند را به خود اختصاص می‌دهد. لذا استفاده از سوخت‌های با نیتروژن کم می‌تواند یک روش مناسب جهت کاهش تولید NO_x باشد.

تغییرات مشعل

با تغییر دادن طراحی مشعل‌های استاندارد می‌توان شعله‌های بلند با دمای کمتر ایجاد نمود که این امر موجب کاهش تولید NO_x می‌گردد. این روش بیشتر برای بویلرهایی که از سوخت گازطبیعی و سوخت نفت سبک استفاده می‌نمایند مناسب است. جهت رعایت استانداردهای زیست‌محیطی بهتر است تغییر طراحی مشعل به همراه روشهای دیگر کاهش NO_x مثل روش FGR مورد استفاده قرار گیرد.

تزریق آب و یا بخار

تزریق آب و یا بخار موجب کاهش دمای شعله و در نتیجه کاهش تولید NO_x می‌گردد. لیکن در شرایط بهره‌برداری نرمال، تزریق آب و یا بخار می‌تواند موجب کاهش بازدهی بویلر به میزان ۳٪ تا ۱۰٪ گردد. البته درمیزان تزریق آب و یا بخار محدودیتهایی وجود دارد. بهتر است این روش در کنار سایر روشها مثل تغییر طراحی مشعل بطور توأم مورد استفاده قرار گیرد. در بویلرهایی که از سوخت گازطبیعی استفاده می‌کنند این روش می‌تواند موجب کاهش NO_x به میزان ۸۰٪ گردد.

کنترل انتشار NO_x پس از مرحله احتراق

روشهای متعددی برای تصفیه گازهای خروجی بویلرهای صنعتی وجود دارد که در ادامه به تشریح برخی از آنها می‌پردازیم.

کاهش غیرکاتالیستی انتخابی

در روش کاهش غیرکاتالیستی انتخابی[1] (SNCR) یک عامل کاهنده NO_x مثل آمونیاک و یا اوره در محدوده دمای ۷۶۰ تا ۸۷۰ درجه سانتی‌گراد گازهای احتراق خروجی بویلر تزریق می‌گردد و این عامل موجب شکست NO_x و تشکیل N_2 می‌گردند. هر چند که این روش موجب کاهش NO_x به میزان ۷۰٪ می‌گردد، لیکن اعمال این روش در بویلرهای صنعتی بسیار مشکل می‌باشد.

کاهش کاتالیستی انتخابی

این فنّاوری شامل تزریق عامل کاهنده به گازهای خروجی بویلر در حضور یک کاتالیست می‌باشد. این کاتالیست موجب می‌گردد که عامل کاهنده در دماهایی پائین‌تر از روش (SNCR) و در محدوده ۲۶۰ تا ۶۵۰ درجه سانتی‌گراد عمل نماید. بسته به نوع کاتالیست، این روش می‌تواند موجب کاهش NO_x به میزان ۹۰٪ گردد. عامل‌هایی که معمولاً در این روش مورد استفاده قرار می‌گیرند شامل آمونیاک و محلول اوره می‌باشد.

لازم به ذکر است که این روش پرهزینه بوده و برای بویلرهای کوچک دارای توجیه اقتصادی نمی‌باشد.

1- Selective non – catalistic reduction

کنترل انتشار SO_x

روش مرسوم کنترل آلاینده‌های SO_x، پخش آن از طریق دودکش بلند و کاهش میزان این آلاینده‌ها در سطح زمین می‌باشد. امروزه نیازهای زیست‌محیطی ایجاب می‌نماید که کاهش میزان آلاینده‌های SO_x نیز درنظر گرفته شود. برای این منظور باید از روشهایی مثل استفاده از سوخت‌هایی با گوگرد کم، گوگردزدایی از سوخت و یا گوگردزدایی از گازهای احتراق[1] (FGD) استفاده نمود. روش گوگردزدایی بیشتر برای سوخت زغال‌سنگ در بویلرهای نیروگاهی بکار گرفته می‌شود. استفاده از سوخت‌های کم گوگرد هزینه اثر بخش‌ترین روش کنترل SO_x برای بویلرهای صنعتی می‌باشد.

سامانه‌های FGD بر دو نوع می‌باشند، نوع قابل احیاء مجدد[2] و نوع غیر قابل احیاء مجدد[3]. در نوع رایج‌تر غیر قابل احیاء مجدد، ضایعاتی تولید می‌گردد که باید به درستی امحاء شوند. سامانه‌های FGD نوع قابل احیاء مجدد، محصولاتی مثل گوگرد واسیدسولفوریک تولید می‌کنند که قابل فروش می‌باشد، با بکارگیری سامانه‌های FGD آلاینده SO_x تا میزان ۹۵٪ کاهش می‌یابد.

٤-٥ کاربردها

اصولاً سامانه توربین بخار برای کاربردهای صنعتی ویا بکارگیری در مؤسسات و سازمانها با ظرفیت متوسط و یا زیاد و در شرایطی که سوختهای ارزان قیمت مثل زغال‌سنگ، بیوماس، ضایعات (مثل تراشه‌های چوب)، سوختهای سنگین و یا گازهای خروجی از پالایشگاه در دسترس است مناسب می‌باشند. از آنجائیکه هزینه سرمایه‌گذاری برای احداث مجموعه چرخه توربین بخار شامل بویلر، سیستم سوخت‌رسانی، کندانسور، برج خنک‌کن، دودکش و غیره نسبتاً بالا می‌باشد،

1- Flue gas desulfurization
2- Regenerable
3- Non-regenerable

لذا در کاربرد سامانه‌های توربین بخار، جهت پوشش هزینه‌های سرمایه‌گذاری ضریب ظرفیت سالانه زیاد مورد نیاز است.

ارتقاء سیستم‌های موجود توربین بخار نیز بعنوان یک گزینه رقابتی در بسیاری از کاربردها مطرح می‌باشد. البته این امر باید با توجه به میزان فشار و دمای تأسیسات توربین بخار موجود و نیازهای حرارتی کاربردهای مورد نظر صورت پذیرد.

بطور کلی کاربردهای توربین بخار با ملحوظ داشتن ملاحظاتی مثل هزینه سوخت کمتر در مقابل هزینه‌های سرمایه‌گذاری زیاد مورد بررسی قرار می‌گیرد. به این دلیل معمولاً توربین‌های بخار را نمی‌توان بعنوان یک رقیب برای توربین‌های گاز و یا موتورهای رفت و برگشتی برشمرد.

۵-٤-۱ تولید برق

معمولاً توربین‌های بخار بصورت تولید همزمان برق وگرما مورد استفاده قرار می‌گیرند، لیکن در مواقعی که نیازهای گرمایی وجود نداشته و یا بسیار کم می‌باشد، استفاده از این توربین‌ها جهت تولید برق به تنهایی به عنوان واحدهای تولید پراکنده نیز امکان‌پذیر می‌باشد. در چنین کاربردهایی جهت بیشینه‌سازی تولید برق معمولاً از توربین‌های تقطیری استفاده می‌گردد. این نوع توربینها در چرخه‌های ترکیبی نیز مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۵-٤-۲ تولید همزمان برق و گرما

سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما (CHP) که مبتنی بر توربین‌های بخار می‌باشند عمدتاً در فرآیندهای صنعتی و مؤسسات بزرگ با دسترسی به سوخت ارزان مورد استفاده قرار می‌گیرند. در کاربردهای CHP، بخار با فشار مناسب از توربین گرفته شده و مستقیماً در فرآیندهای صنعتی و یا گرمایش محیط مورد استفاده قرار می‌گیرد. ضمناً انرژی گرمایی بخار گرفته شده از توربین را

می‌توان به سایر صورت‌های انرژی گرمایی مثل آب گرم و سرد نیز تبدیل نمود. توربین بخار مورد استفاده می‌تواند یک ژنراتور برق و یا یک تجهیز مکـانیکی مثـل پمـپ، کمپرسـور و غیـره را بـه حرکت درآورد. توربین‌های بخار مورد استفاده برای کاربردهای CHP معمولاً دارای یـک محفظـه بوده و دارای یک یا چند مرحله پره می‌باشند. در کاربردهای CHP توربین‌هـای بخـار معمـولاً از نوع فشار پشت و یا زیرکش بخار می‌باشند.

۵-۵ هزینه‌ها

سامانه CHP مبتنی بر توربین بخار یک فرآیند پیچیده‌ای است که از زیرسیستم‌های متعددی که با یکدیگر در ارتباط هستند و متناسب با نیاز طراحی شده‌اند تشکیل یافته است. بطـور تقریبـی، ریـز هزینه‌های نصب یک سامانه CHP توربین بخار را می‌توان به صورت زیر عنوان نمود:

بویلر	٪۲۵
سیستم سوخت رسانی، ذخیره‌سازی و آماده‌سازی	٪۲۰
سیستم کنترل آلاینده‌ها و تجهیزات دودکش	٪۱۵
توربین بخار و ژنراتور	٪۲۰
عملیات ساختمانی و مهندسی	٪۲۰

لازم به ذکر است که هزینه‌های فوق برای طرح‌های مختلف CHP می‌تواند متفاوت باشد.

در مقایسه با سایر محرکه‌های اولیه مثل موتورهای رفت و برگشتی و یا توربین‌های گاز، هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب توربین بخار بخش نسبتاً کوچکی از کل هزینه‌های نصـب یـک سـامانه CHP توربین بخار را تشکیل می‌دهد.

هزینه‌های تعمیرات توربین‌های بخار معمولاً در حدود ۰/۰۰۵ دلار بر کیلـووات سـاعت بـرق تولیدی می‌باشد.

مراجع

1- "*Cotalog of CHP Technologies*", U.S. Environmental Protection Agency, December 2008.

2- N. Petchers, "*Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications*", The Fairmont Press, 2003.

3- "*Gas – Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations*", NREL, National Renewable Energy Laboratory, November 2003.

4- "*Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide*", Oak Ridge National Laboratory, September 2005.

5- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power"*, Energy Solutions Center & U.S. Department of Energy, January 2004.

6- *"Training Guide on Combined Heat & Power Systems",* European Commission, www.cres.gr/kane/education/3CHP_en_small.pdf.

۶

پیل‌های سوختی و موتورهای استرلینگ

۶-۱ پیل سوختی

سامانه‌های پیل سوختی[1] که به عنوان نسل چهارم نیروگاهها[2] نیز شناخته شده‌اند فرآیند تولید الکتریسته کاملاً متفاوتی با سایر روشها و فنّاوری‌های محرکه‌های اولیه دارند. پیل‌های سوختی همانند باتری‌ها از طریق یک فرآیند الکتروشیمیایی الکتریسته جریان مستقیم تولید می‌نمایند. البته توان الکتریکی باتری‌ها میزان محدودی داشته و با توجه به انرژی ذخیره شده تحویل می‌گردد، لیکن پیل‌های سوختی تا زمانی که سوخت اولیه به آنها برسد به‌طور نامحدود می‌توانند تحت بهره‌برداری قرار داشته باشند. یکی از مهمترین ویژگیهای پیل سوختی آن است که برخلاف بسیاری از محرکه‌های اولیه، تولید الکتریسیته از منبع انرژی توسط پیل سوختی بدون نیاز به فرآیند احتراق صورت می‌پذیرد. تولید الکتریسیته و گرما در پیل سوختی با استفاده از دو الکترود (آند و کاتد) که یون‌های شارژ شده را از یک الکترولیت عبور می‌دهند صورت می‌پذیرد. این فرآیند با بکارگیری یک کاتالیست تسریع می‌گردد.

1- Fuel cell
2- Fourth generation of power plants

پیل‌های سوختی یکی از فنّاوریهای تولید برق با بازدهی مناسب، تمیز و بدون سروصدا می‌باشد. از آنجائیکه سوخت مورد استفاده توسط پیل سوختی در یک فعل و انفعال الکتروشیمیایی مصرف گردیده و سوزانده نمی‌شود، لذا استفاده از سوخت موجب آلایندگی هوا نمی‌شود. توسعه پیل‌های سوختی به عنوان یکی از گزینه‌های تولید برق برای آینده حدوداً از چهل سال پیش شروع شده است. لیکن این نوع فنّاوری به دلایلی مثل گرانی، پیچیدگی، ظرفیت کم و قابلیت اطمینان اثبات نشده هنوز نتوانسته است بازار تجاری عمده‌ای را بخود اختصاص دهد. البته مزایای پیل‌های سوختی از جمله منافع زیست محیطی، بازدهی بالا بگونه‌ای است که در برخی از کشورها این نوع فنّاوری مورد حمایت و تشویق دولت‌ها قرار گرفته است.

ایده اولیه توسعه پیل‌های سوختی توسط سرویلیام گرو در دهه ۱۸۳۰ میلادی شکل گرفت. او طی آزمایش‌های مختلف موفق شد یک پیل سوختی هیدروژنی را به نمایش گذارد. ایده ویلیام گرو حدوداً یکصدسال بدون کاربرد عملی رها شد. مجدداً این فنّاوری طی دهه ۱۹۵۰ در برنامه‌های فضایی آمریکا مورد توجه قرار گرفت. در حال حاضر بخش‌های مختلفی از جمله صنایع نظامی، صنایع حمل و نقل و صنایع نیروگاهی بکارگیری این فنّاوری را مورد توجه خاص قرار داده‌اند.

پیل‌های سوختی در ۵ نوع مختلف به شرح ذیل توسعه یافته‌اند:

- نوع PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)
- نوع PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
- نوع MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)
- نوع SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)
- نوع AFC (Alkaline Fuel Cell)

در هر یک از انواع پیل‌های سوختی فوق‌الذکر نوع الکترولیت و دمای بهره‌برداری متفاوت می‌باشد.

معمولاً دمای بهره‌برداری در محدوده دمای محیط تا ۹۸۰۰ درجه سانتی‌گراد و محدوده بازدهی الکتریکی بین ۳۰ تا ۵۰ درصد (HHV) می‌باشد. در نتیجه، هر یک از انواع پیل‌های سوختی دارای عملکرد، مشخصات، مزایا و محدودیت‌های خاص خود بوده و بنابراین در شرایط متفاوتی برای کاربردهای تولید پراکنده مورد استفاده قرار می‌گیرند.

علیرغم تفاوت‌های ذکر شده، پیل‌های سوختی دارای وجوه مشترک متعددی نیز می‌باشند. اول اینکه کارکرد پیل سوختی مبتنی بر چرخه رانکین نبوده (براساس انرژی گرمایی) بلکه طی یک فرآیند الکتروشیمیایی، انرژی شیمیایی هیدروژن با بازدهی الکتریکی بالایی به آب و الکتریسیته تبدیل می‌شود. دومین وجه مشترک پیل‌های سوختی آن است که انواع مختلف آنها از هیدروژن به عنوان سوخت استفاده نموده که معمولاً از سوخت‌های هیدروکربوری مثل گاز طبیعی استخراج می‌گردد. اکثر پیل‌های سوختی از سه زیرمجموعه اولیه شامل، الف) برج پیل سوختی[1] که جریان مستقیم الکتریسیته تولید می‌نماید، ب) فرآورنده سوخت[2] که گاز طبیعی را به گاز هیدروژن غنی شده تبدیل می‌نماید، و ج) مبدل توان که جریان مستقیم را به جریان متناوب تبدیل می‌نماید.

همانگونه که پیشتر نیز ذکر گردید، پیل‌های سوختی دارای میزان آلایندگی کمی می‌باشند. این امر بدلیل آن است که فقط در بخش فرآوری گاز طبیعی و یا سایر گازها برای تولید هیدروژن فرآیند احتراق صورت می‌پذیرد. آمارهای موجود حاکی از آن است که پیل‌های سوختی ۲۰۰ کیلوواتی از نوع PAFC (ساخت شرکت UTC Fuel Cells) با مجموع ظرفیت بیش از ۷۵ مگاوات در ۱۹ کشور جهان نصب و طی ۱۰ سال مجموعاً بیش از ۸ میلیون ساعت مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند. در سال‌های اخیر نیز پیل‌های سوختی ۳۰۰ و ۱۲۰۰ کیلوواتی از نوع MCFC (ساخت شرکت .Fuel Cell Energy Inc) برای کاربردهای CHP بصورت تجاری در بازار عرضه شده است. البته انواع دیگر پیل‌های سوختی در محدوده ظرفیت ۰/۵ تا ۱۰

1- Fuel cell stack
2- Fuel processor

کیلووات برای کاربردهای مسکونی و یا تجاری کوچک از نوع PEMFC، پیل‌های سوختی برای واحدهای تجاری بزرگ و واحدهای صنعتی از نوع PEMFC و SOFC نیز در مراحل توسعه و نمونه‌سازی می‌باشند.

۱-۱-۶ تشریح فنّاوری

۱-۱-۱-۶ اصول فرآیند کار پیل سوختی

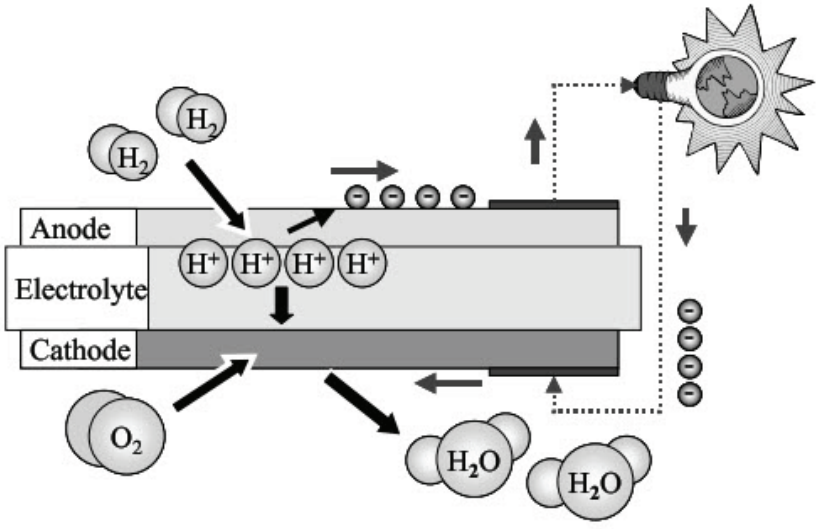
پیل‌های سوختی مولدهایی می‌باشند که از طریق یک فرآیند الکتروشیمیایی جریان مستقیم الکتریسیته تولید می‌نمایند. عوامل فعال شیمیایی در این فرآیند که معمولاً گاز هیدروژن و اکسیژن می‌باشند به رآکتور پیل سوختی تغذیه می‌گردند و تا زمانی که این دو عامل شیمیایی، یعنی هیدروژن و اکسیژن تزریق شوند، تولید برق توسط پیل سوختی ادامه می‌یابد. هیدروژن (H_2) معمولاً از یک سوخت هیدروکربوری مثل گاز طبیعی و یا LPG و اکسیژن (O_2) از هوای محیط تأمین می‌گردند. معمولاً پیل‌های سوختی که برای کاربردهای تولید پراکنده مورد استفاده قرار می‌گیرند در درجه اول از گاز طبیعی و یا LPG به عنوان سوخت استفاده می‌کنند.

شکل ۱-۶ فرآیند الکتروشیمیایی یک پیل سوختی یک سلولی نوع اسیدی را نشان می‌دهد. یک پیل سوختی تشکیل یافته از یک کاتد (الکترود با شارژ مثبت)، یک آند (الکترود با شارژ منفی)، یک الکترولیت و یک بار خارجی می‌باشد. آند که یک واسطه بین سوخت و الکترولیت می‌باشد به صورت کاتالیزور برای فعل‌وانفعال سوخت عمل نموده و ارتباطی را برای عبور الکترون‌های آزاد به طرف بار الکتریکی از طریق یک مدارخارجی برقرار می‌نماید. کاتد نیز که واسطه‌ای بین اکسیژن و الکترولیت می‌باشد، کاتالیزور فعل‌وانفعال اکسیژن بوده و مسیر ارتباطی برای بازگشت الکترون‌های آزاد از طرف بار را برقرار می‌نماید. الکترولیت که واسطه هدایت یونی می‌باشد (هدایت غیرالکتریکی) نقش یک جداکننده بین هیدروژن و اکسیژن را داشته و از مخلوط

شدن و احتراق آنها جلوگیری می‌نماید. به علاوه، الکترولیت مکمل مدار الکتریکی برای انتقال یون‌ها بین الکترودها نیز می‌باشد.

همانگونه که در شکل ۱-٦ دیده می‌شود، هیدروژن به آند و اکسیژن به کاتد تزریق می‌گردند.

در این فرآیند هیدروژن و اکسیژن با یکدیگر مخلوط نشده و بنابراین احتراق صورت نمی‌گیرد، بلکه درهر لحظه یک ملکول هیدروژن در حضور یک کاتالیست اکسیده می‌شود. از آنجائیکه فعل‌وانفعال در سطح ملکول کنترل می‌شود، لذا برای تشکیل اکسیدهای نیتروژن (NO_X) و سایر آلاینده‌ها فرصتی وجود ندارد.



شکل ۱-٦: فرآیند الکتروشیمیایی پیل سوختی

گاز هیدروژن در حضور کاتالیست به صورت الکتروشیمیایی در آند به یون هیدروژن (H^+) و الکترون آزاد (e^-) تفکیک می‌گردد.

فعل‌وانفعال در آند: $2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$

الکترون ها از طریق یک مدار الکتریکی بیرونی از آند خارج شده و یون‌های هیدروژن به داخل الکترولیت جاری شده و نهایتاً به کاتد می‌رسند. گاز اکسیژن در کاتد به صورت الکتروشیمیایی با یون‌های هیدروژن و الکترون‌های آزاد ترکیب شده و آب تولید می‌گردد.

فعل‌وانفعال درکاتد: $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$

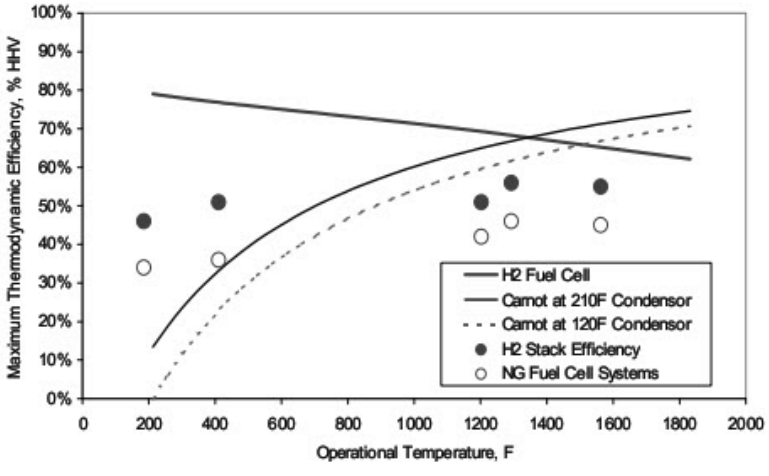
بنابراین مجموعه فعل‌وانفعالات در یک پیل سوختی را می‌توان بصورت زیر بیان نمود:

فعل‌وانفعال کامل در پیل سوختی: $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ + (بخار) انرژی

در زمان تولید الکتریسیته، الکترون‌ها به طرف مدار خارجی و یون‌ها به طرف لایه‌های الکترولیت جاری می‌شوند و عناصر شیمیایی به الکترودها وارد و یا خارج می‌گردند. هر یک از فرآیندها دارای مقاومت ذاتی می‌باشد که این امر موجب کاهش ولتاژ از مقدار تئوری آن می‌گردد. توان تولید شده توسط پیل‌سوختی حاصلضرب جریان حاصله (برحسب آمپر) در ولتاژ بهره‌برداری می‌باشد. معمولاً ولتاژ بهره‌برداری که با توجه به نوع کاربرد وسایل اقتصادی تعیین می‌گردد در محدوده ۰/۵۵ تا ۰/۸ ولت می‌باشد. نسبت ولتاژ بهره‌برداری به میزان ماکزیمم تئوری که ۱/٤۸ ولت می‌باشد بیانگر تخمینی از بازدهی الکتریکی برج پیل‌سوختی براساس HHV می‌باشد.

همانگونه که ذکر گردید بدلیل وجود مقاومت داخلی، علاوه بر الکتریسیته، در فرآیند کار پیل‌سوختی گرما نیز تولید می‌گردد. مقدار گرمایی که باید از پیل سوختی خارج شود برابر است با حاصلضرب جریان در اختلاف بین ولتاژ تئوری و ولتاژ بهره‌برداری. در بیشتر حالت‌ها، آب تولید شده در فرآیند کار پیل سوختی به صورت بخار از آن خارج می‌شود. لذا، درمحاسبه انرژی گرمایی محسوس پیل سوختی، ولتاژ تئوری (براساس LHV) برابر ۱/۲۳ ولت درنظر گرفته میشود. بازدهی الکتریکی کلی پیل سوختی برابر است با نسبت میزان توان الکتریکی تولید شده به انرژی گرمایی هیدروژن مصرف شده. حداکثر بازدهی الکترودینامیکی یک پیل سوختی هیدروژنی برابر

است بانسبت انرژی آزاد گیبس[1] به انرژی گرمایی هیدروژن. لازم بـه ذکـر اسـت کـه انـرژی آزاد گیبس با افزایش دما کاهش می‌یابد. این امر بدلیل آن است که آب تولیدی در دمای بالا دربرگیرنده انرژی گرمایی محسوس پیل سوختی بوده و انرژی گرمایی حاصله را نمـی‌تـوان بـدون اسـتفاده از یک چرخه گرمایی (مثل توربین بخار) به الکتریسیته تبدیل نمود. بنابراین، بازدهی حداکثر یک پیل سوختی با افزایش دمای بهره‌برداری کاهش می‌یابد. شکل ۲-٦ تأثیر دما بر بازدهی پیل سـوختی را در مقایسه با بازدهی چرخهٔ کارنو با دمای کندانسور در ۵۰ و ۱۰۰ درجه سانتی‌گـراد (۱۲۰ و ۲۱۰ درجه فارنهایت) نشان می‌دهد.



شکل ۲-٦: تأثیر دما بر بازدهی پیل سوختی

۲-۱-۱-٦ انواع پیل‌های سوختی

به طور کلی ۵ نوع پیل سوختی برای کاربردهای تولید پراکنده مورد توجه قرار گرفتـه اسـت. نـوع پیل سوختی براساس الکترولیت بکار رفته که واسط هدایت کننده یون‌ها می‌باشد تعیین مـی‌گـردد.

1- Gibbs free energy

دو نوع از پیل‌های سوختی یعنی نوع PEM و نوع PAFC دارای الکترولیت اسیدی می‌باشند و متکی برجابه‌جایی یون‌های H^+ می‌باشند. دو نوع دیگر پیل‌های سوختی یعنی نوع AFC و MCFC دارای الکترولیت‌های پایه می‌باشند که براساس جابه‌جایی یون‌های OH^- و CO_3^{2-} کار می‌کنند. نوع پنجم پیل‌هایی سوختی یعنی SOFC براساس الکترولیت سرامیکی (حالت جامد) می‌باشند که متکی بر حرکت یون‌های اکسیژن O^{2-} می‌باشند.

هر یک از انواع پیل‌های سوختی در دمای بهینه‌ای کار می‌کنند که نقطه توازن بین هدایت یونی وپایداری عنصر می‌باشد. این دماها در پنج نوع پیل سوختی کاملاً متفاوت می‌باشند و در محدوده دمای محیط تا ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد قرار می‌گیرند. جدول ۱-٦ مشخصات اصلی هر یک از انواع پیل سوختی را نشان می‌دهد.

جدول ۱-٦: مشخصات انواع پیل‌های سوختی

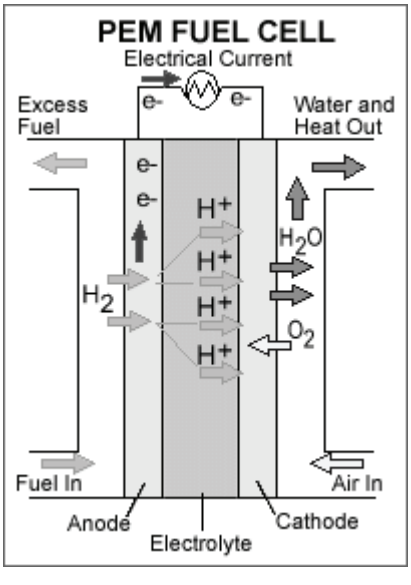
نوع / مشخصه	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
نوع الکترولیت	یون H^+	یون OH^-	یون H^+	یون CO_3^{2-}	یون O^{2-}
نوع سازه	پلاستیک، فلز و یا کربن	پلاستیک، فلز	کربن، سرامیک فسفری	فلزات دمای زیاد، سرامیک فسفری	سرامیک، فلزات دمای زیاد
رفورمر داخلی	خیر	خیر	خیر	بله	بله
اکسیدانت	هوا به O_2	هوای خالص به O_2	هوا به هوای غنی شده	هوا	هوا
دمای بهره‌برداری	۶۵-۸۵ (°c)	۹۰-۲۶۰(°c)	۱۹۰-۲۱۰(°c)	۶۵۰-۷۰۰ (°c)	۷۵۰-۱۰۰۰ (°c)
بازدهی (HHV)	٪۲۵-۳۵	٪۳۲-۴۰	٪۳۵-۴۵	٪۴۰-۵۰	٪۴۵-۵۵

پیل سوختی نوع PEMFC

این نوع پیل سوختی در دهه ۱۹٦۰ میلادی توسط سازمان ناسا برای اولین سفینه فضایی حامل

انسان توسعه یافت. پیل سوختی PEMFC از یک الکترولیت پلیمری جامد استفاده می‌نماید. طی دهه گذشته این نوع پیل سوختی مورد توجه صنایع خودروسازی قرار گرفته و در این رابطه سرمایه‌گذاری وسیعی صورت گرفته است. به دلیل مدولار بودن و سادگی فرآیند تولید، این نوع فنّاوری برای کاربردهای تولید پراکنده در ساختمانهای مسکونی سرمایه‌گذاری قابل توجهی را جذب نموده است.

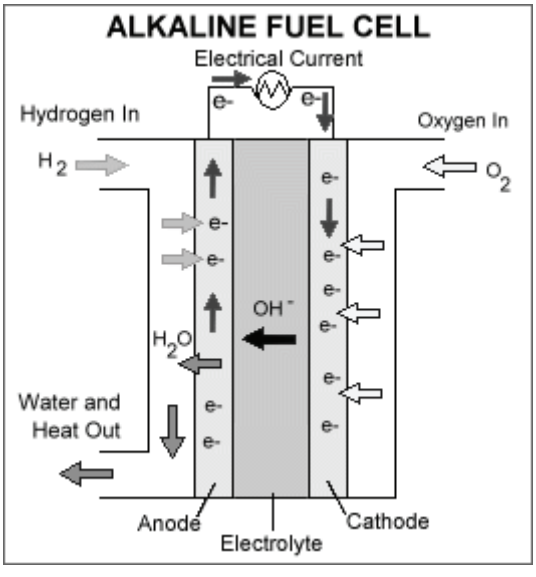
پیل‌های سوختی نوع PEMFC دارای چگالی توان بالایی بوده و قابلیت تغییر سریع خروجی برای تأمین بار را دارا می‌باشند. ضمناً این نوع پیل سوختی نسبت به آلودگی CO بسیار حساس می‌باشد. شکل ۳-٦ فرآیند کارکرد پیل سوختی نوع PEMFC رانشان می‌دهد.



شکل ۳-٦: فرآیند کارکرد پیل سوختی نوع PEMFC

پیل سوختی نوع *AFC*

این نوع پیل سوختی ابتدا توسط اف-تی- بیکون[1] طی دهه‌های ۱۹٤۰ و ۱۹۵۰ میلادی در دانشگاه کمبریج انگلستان ابداع شد. سپس سازمان فضایی ناسا با توسعه آن، فنّاوری مذکور را در سفینهٔ آپولو (مأموریت کره ماه) و شاتل‌های فضایی مورد استفاده قرار داد. در پیل سوختی AFC، هیدروکسید آلکالین پتاسیم به عنوان الکترولیت مورد استفاده قرار گرفته است. مزایای این نوع پیل سوختی بهبود عملکرد، استفاده از الکترودهای غیرگرانبها و عدم استفاده از مواد خاص می‌باشد. عیب اولیه این پیل سوختی تمایل به جذب دی اکسیدکربن می‌باشد که موجب تبدیل الکترولیت آلکالین به یک الکترولیت محلول کربنات می‌گردد که قابلیت هدایت کمتری دارد. لازم به ذکراست که جذابیت پیل‌های سوختی نوع AFC، به دلیل بهبودهای حاصله در فنّاوری پیل‌های سوختی PEMFC رو به کاهش است. شکل ٤-٦ فرآیند کارکرد پیل سوختی نوع AFC را نشان می‌دهد.

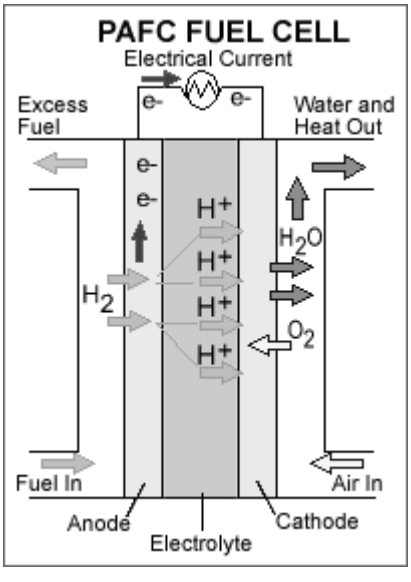


شکل ٤-٦: فرآیند کار پیل سوختی نوع AFC

1- F.T.Bacon

پیل سوختی نوع PAFC

این نوع پیل سوختی که در آن از اسید فسفریک به عنوان الکترولیت استفاده می‌شود تثبیت یافته ترین فنّاوری پیل سوختی می‌باشد. اولین نمونه سامانه تولید پراکنده از نوع PAFC، در اوایل دهه ۱۹۷۰ طراحی و عرضه گردید. یک نمونه PAFC با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات از اوایل دهه ۱۹۹۰ میلادی به بازار عرضه گردید. حدوداً ۳۷۰ دستگاه از این نمونه تولید و درکشورهای مختلف اروپایی، آمریکا و ژاپن مورد بهره‌برداری قرار گرفت. عمر برج نمونه‌های فعلی ۲۰۰ کیلوواتی در حدود ٤٠٠٠٠ ساعت بوده و قابلیت اطمینان آنها در محدوده ۹۰ تا ۹۵ درصد برآورد شده است. مهمترین مانع توسعه تجاری این نوع پیل سوختی سرمایه‌گذاری اولیه بالا می‌باشد. شکل ٥-٦ فرآیند کار پیل سوختی نوع PAFC را نشان می‌دهد.

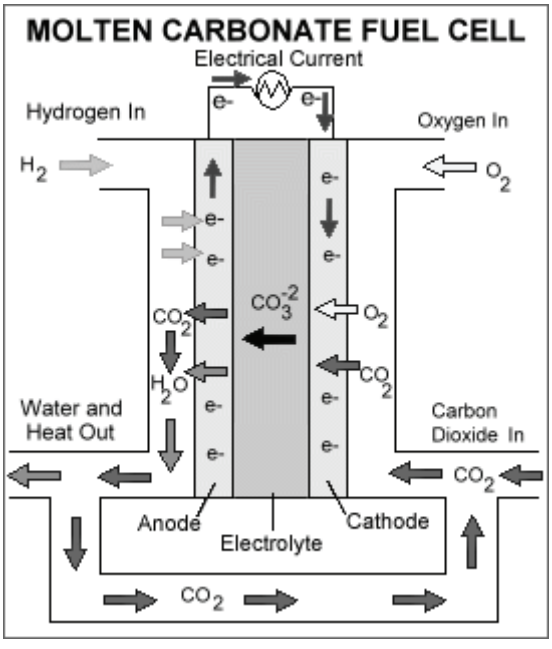


شکل ٥-٦: فرآیند کار پیل سوختی نوع PAFC

پیل سوختی نوع MCFC

در این نوع پیل سوختی از آلکالی متال کربنات (Li , Na , K) بعنوان الکترولیت استفاده می‌شود.

تاریخچه توسعه این نوع پیل سوختی به دهـه‌هـای اول قـرن بیسـتم بـاز مـی‌گـردد. بـدلیل دمـای بهره‌برداری نسبتاً بالا، این نوع پیـل سـوختی بـرای کاربردهـای CHP و تولیـد پراکنـده مناسـب می‌باشد. پیل‌های سوختی MCFC با ظرفیت‌هایی در محدوده ۳۰۰ کیلووات تـا ۱۲۰۰ کیلـووات توسط سازندگان به بازار عرضه می‌شود. شکل ٦-٦ فرآیند کار پیل سوختی نوع MCFC را نشان می‌دهد.



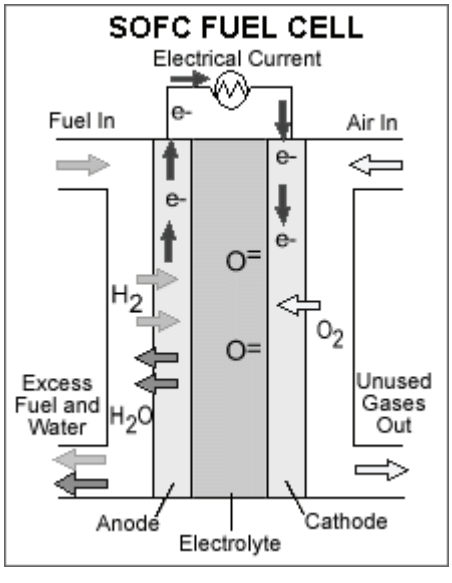
شکل ٦-٦: فرآیند کار پیل سوختی نوع MCFC

پیل سوختی نوع SOFC

این نوع پیل سوختی از اکسید فلزات غیرمتخلخل به عنوان الکترولیت استفاده نموده و فنّـاوری آن نسبت به پیل‌های سوختی MCFC و PAFC کمتر توسعه یافته است. تـاکنون چنـدین نمونـه از این پیل سوختی با ظرفیت ۱۰۰ کیلووات با طرح لوله‌ای[1] ساخته و تحت آزمایش قرار گرفتـه‌انـد.

1- Tubular design

سازندگان دیگری نیز پیل‌های SOFC با طرح صفحه‌ای[1] توسعه داده‌اند که دارای چگالی توان بیشتر و هزینه های کمتری نسبت به طرح لوله‌ای می‌باشند. لیکن این نوع طراحی نسبت به طرح لوله‌ای از قابلیت اطمینان کمتری برخوردار می‌باشد. علی‌رغم عدم بلوغ پیل‌های سوختی SOFC این نوع فنّاوری دارای مزایای متعددی می‌باشد. از جمله مزایای آنها می‌توان به بازدهی بالا، پایداری، قابلیت اطمینان و دمای داخلی بالا اشاره نمود. روند توسعه این نوع پیل‌های سوختی برای دستیابی به بازدهی الکتریکی در محدوده ٤٥ تا ٦٠ درصد برنامه‌ریزی شده است. بازدهی واحدهای تولید پراکنده نوع SOFC با ظرفیت‌های کم در محدوده ٥٠ درصد پیش بینی شده است. یک سامانه CHP نوع SOFC با ظرفیت الکتریکی ١٢٥ کیلووات و ظرفیت حرارتی ١٠٠ کیلووات توسط زیمنس – وستینگهاوس به بازار عرضه شده است. شکل ٧-٦ فرآیند کار پیل سوختی نوع SOFC را نشان می‌دهد.



شکل ٧-٦: فرآیند کار پیل سوختی نوع SOFC

1- Plannar design

۳-۱-۱-٦ مشخصات طراحی

ویژگیهایی که قابلیت تبدیل پیل‌های سوختی به یک محرکه اولیه برای سامانه های CHP و یا سایر کاربردهای تولید پراکنده را فراهم می‌آورند عبارتند از:

محدوده ظرفیت: پیل‌های سوختی از سلول‌های منفردی تشکیل یافته‌اند که هر یک در محدوده ۱۰۰ وات تا ۲ کیلووات برق تولید می‌نمایند و این خود قابلیت انعطاف منحصربفردی برای ظرفیت پیل ایجاد می‌نماید. سامانه‌های پیل سوختی برای کاربردهای تولید پراکنده در محدوده ۵ کیلووات تا ۲ مگاوات در حال توسعه می‌باشند. به علاوه استفاده از واحدهای متعدد به صورت موازی در یک محل امکان تأمین ظرفیت بیشتر را میسر می‌سازد.

گرمای خروجی: پیل‌های سوختی قابلیت دسترسی به بازدهی کلی در محدوده ٦۵ تا ۸۵٪ را دارا می‌باشند. گرمای اتلافی را می‌توان برای تولید آب گرم مصرفی و گرمایش فضا مورد استفاده قرار داد.

بهره‌برداری در بار جزئی: در بارهای کمتر از ظرفیت نامی بازدهی پیل سوختی بهبود می‌یابد و این ویژگی مشخصه دنباله‌روی بسیار خوبی را برای پیل سوختی میسر می‌سازد.

قابلیت اطمینان و طول عمر: هر چند که پیل سوختی قطعات متحرک کمی دارد، لیکن مجموعه برج پیچیده بوده و مسایلی از قبیل آب‌بندی و اتصال کوتاه الکتریکی در آن اتفاق می‌افتد. بازسازی برج در هر ۵ تا ۷ سال از جمله توصیه‌های فنی برای رفع مشکل می‌باشد که پر هزینه است.

آلایندگی: با توجه به احتراق محدود در رفورمر جهت استخراج هیدروژن از سوخت ورودی، میزان آلایندگی پیل سوختی بسیار کم می‌باشد.

مصرف سوخت: سوخت اولیه پیل سوختی هیدروژن می باشد که می توان آن را از گاز

طبیعی، متانول و سایر سوختهایی که دارای هیدروکربن می‌باشد بدست آورد.

قابلیت دسترسی: اطلاعات بهره‌برداری از واحدهای پیل سوختی ۲۰۰ کیلـوواتی حـاکی از آن است که قابلیت دسترسی به میزان بیش از ۹۰٪ در مجموع ۸ میلیون ساعت بهره‌برداری از پیل‌های سوختی (بیش از ۳۷۰ واحد) تجربه شده است.

بازدهی: انواع پیل‌های سوختی دارای بازدهی متفاوتی می‌باشند کـه بـا توجـه بـه نـوع پیـل و طراحی آن، بازدهی الکتریکی در محدوده ۳۰ تا ۵۰ درصد (HHV) قابل دستیابی است.

کارکرد بی‌صدا: کارکرد بدون صدا و نویز کم امکان استفاده از پیل‌های سـوختی در فضـاهای داخلی را میسر می‌نماید.

کیفیت بالای برق: کیفیت بالای برق تولیدی توسط پیل‌های سوختی بگونه‌ای است کـه قابـل استفاده برای بارهای کامپیوتری نیز می‌باشد. استفاده از برق با کیفیت بالا موجب کاهش ضایعات و تلفات در واحدهای تولیدی می‌گردد.

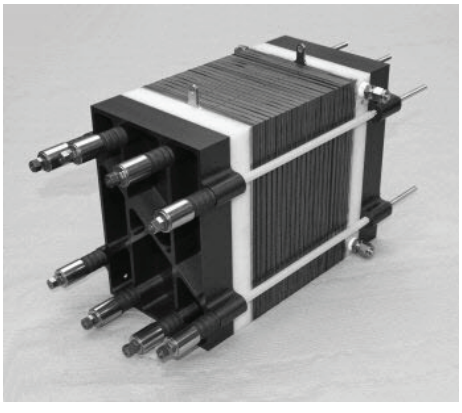
٦-١-١-٤ اجزاء پیل‌های سوختی

اجزاء اصلی یک پیل سوختی عبارتند از : برج (ستون)، فرآورنده سوخت و مبدل توان. هر یـک از اجزاء فوق‌الذکر در ادامه به اختصار تشریح می‌گردند.

برج پیل سوختی

پیل‌های سوختی مورداستفاده در عمل نیاز به ولتاژهایی بیش از ۰/۵۵ تا ۰/۸ ولت دارند. برای ایـن منظور معمولاً سلول‌ها با یکدیگر سری شده و برج پیل سوختی را تشکیل می‌دهند. معمولاً در یک برج چند صدسلول قرار می‌گیرند. با افزایش سطح هر یک از سلول‌هـا مـی‌تـوان میـزان جریـان را افزایش داد. معمولاً مساحت یک سلول با توجه به نوع پیل سوختی و منظور از کاربرد در محدوده

۱۰۰ سانتی‌مترمربع تا ۱ مترمربع قرار دارد. شکل ۸-٦ نمونه‌ای از یک برج پیل سوختی را نشان می‌دهد.



شکل ۸-٦: نمونه برج پیل سوختی

فرآورنده سوخت

در کاربردهای تولید پراکنده، پیل‌های سوختی اکثراً از گازطبیعی به عنوان سوخت استفاده می‌نمایند. برای بکارگیری گاز طبیعی و یا سایر سوخت‌ها، پیل‌های سوختی به یک فرآورنده سوخت یا رفورمر[1] نیاز دارند. رفورمر وسیله‌ای است که سوخت را به جریان گاز هیدروژن غنی شده تبدیل می‌نماید. هر چند که رفورمر امکان استفاده از گزینه‌های مختلف سوخت را فراهم می‌آورد، لیکن به پیچیدگی و هزینه های سیستم نیز می‌افزاید. در حال حاضر سه نوع رفورمر وجود دارد که عبارتند از : رفورمرهای بخاری[2]، رفورمرهای اتوترمال[3] و رفورمرهای اکسیداسیون جزئی[4] تفاوت اصلی بین رفورمرهای فوق منبع اکسیژن مورد استفاده برای ترکیب با کربن موجود

1- Reformer
2- Steam reformer
3- Auto thermal reformer
4- Partial reformer

در سوخت برای آزاد سازی گاز هیدروژن و ایجاد توازن گرمایی فرآیند شیمیایی می‌باشد. برای این منظور، رفورمرهای بخاری از بخار، رفورمرهای اکسیداسیون جزئی از اکسیژن و رفورمرهای اتوترمال همزمان از بخار و اکسیژن استفاده می‌نمایند. در شکل ۹-٦ یک رفورمر سوخت نشان داده شده است.

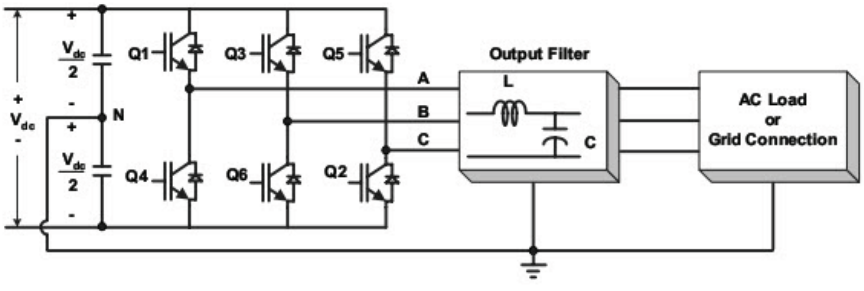


شکل ۹-٦: نمونه‌ای از یک رفورمر سوخت

مبدل توان

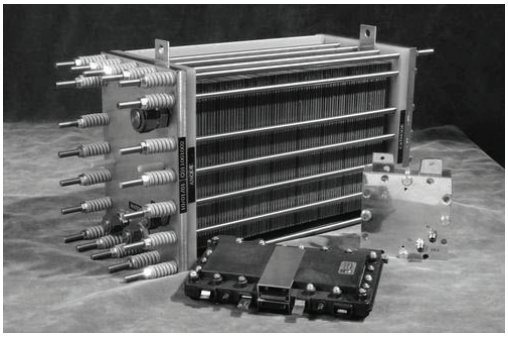
اصولاً پیل‌های سوختی مولدهای جریان مستقیم برق می‌باشند و برای کاربردهای تولید پراکنده نیاز به مبدل توان می باشد. با توجه به سطح سلول و تعداد آنها، ولتاژ خروجی از یک برج پیل سوختی در محدوده ۲۰۰ تا ٤۰۰ ولت می‌باشد. در سامانه‌های بزرگ پیل سوختی برای دستیابی به

سطوح ولتاژ بالاتر معمولاً چندین برج با یکدیگر سری می‌شوند. از آنجائیکه پس از بارگذاری ولتاژ خروجی هر یک از برج ها کاهش می‌یابد بنابراین نیاز به تنظیم ولتاژ می‌باشد. برای این منظور معمولاً از مبدل‌های توان با روش کنترل مدولاسیون پهنای باند[1] (PWM) استفاده می‌شود که دارای خروجی جریان متناوب تنظیم شده می‌باشد. بازدهی مجموعه مبدل توان در محدوده ۹۲ تا ۹٦٪ می‌باشد. شکل ۱۰-٦ یک نمونه از مبدل توان مورد استفاده در پیل‌های سوختی را نشان می‌دهد.



شکل ۱۰-٦: مبدل توان پیل سوختی

در شکل‌های ۱۱-٦ تا ۱۲-٦ چند نمونه پیل سوختی نشان داده شده است.



شکل ۱۱-٦: پیل سوختی با ظرفیت ۵ کیلووات

1- Pulse Width Modulation



شکل ۱۲-٦: پیل سوختی با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات



شکل ۱۳-٦: پیل سوختی با ظرفیت ۱/٤ مگاوات

۶-۱-۲ عملکرد

عملکرد پیل سوختی تابعی از نوع و ظرفیت آن می‌باشد. از آنجائیکه یک سامانه پیل سوختی مجموعه‌ای از زیر سیستم‌های شیمیایی، الکتروشیمیایی و الکترونیکی می‌باشد، بنابراین بهینه‌سازی بازدهی الکتریکی و مشخصات عملکرد کار دشواری خواهد بود.

۶-۱-۲-۱ عملکرد پیل سوختی در وضعیت تولید برق

مشابه سایر فنّاوری‌های تولید برق، در مورد پیل سوختی نیز نسبت برق تولید شده به انرژی گرمایی سوخت مصرف شده نشان دهنده بازدهی الکتریکی آن می‌باشد. همانگونه که ذکر شد چون پیل سوختی تشکیل یافته از چندین زیر مجموعه سری با یکدیگر می‌باشد لذا، بازدهی الکتریکی این واحد تولید پراکنده برابر با حاصلضرب بازدهی هر یک از زیرمجموعه‌ها خواهد بود.

با این توصیف، بازدهی الکتریکی (η_e) پیل سوختی را می‌توان به صورت زیر محاسبه نمود:

(η_e) = بازدهی فرآورنده سوخت × درصد هیدروژن مصرفی در برج × بازدهی برج × بازدهی مبدل × (نسبت $\frac{HHV}{LHV}$ سوخت)

مثلاً در مورد یک پیل سوختی نوع PAFC و براساس رابطه فوق بازدهی الکتریکی خواهد شد:

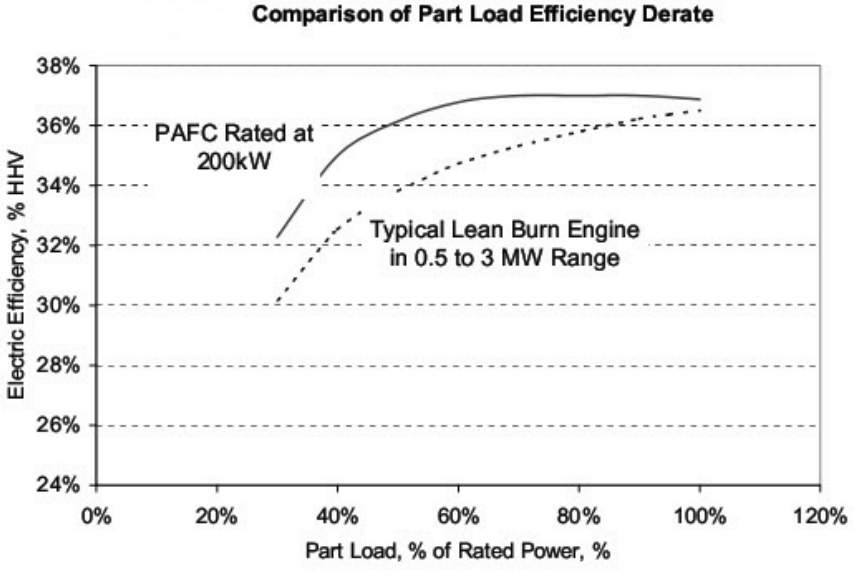
$$\eta_e = \%۸٤ \times \%۸۳ \times (۰/۷۵V \big/ ۱/۲۵V\ ) \times ۰/۹۵ \times ۰/۹ = \%۳٦(HHV)$$

لازم به ذکر است که مقادیر عددی برحسب درصد بیان‌کننده بندهای مختلف رابطه فوق می‌باشند.

هر چه دمای کار پیل سوختی افزایش یابد، بازدهی الکتریکی نیز افزایش می‌یابد. پیل‌های سوختی پیشرفته دمای بالا از نوع MCFC دارای بازدهی در محدوده ۵۰ تا ۵۵ درصد می‌باشند.

عملکرد الکتریکی پیل‌های سوختی به میزان بارگذاری نیز بستگی دارد. اصولاً یک واحد تولید پراکنده باید به گونه‌ای تقاضای انرژی از طرف بار را دنبال نماید که از نظر اقتصادی در بهترین شرایط باشد. در شکل ٦-١٤ بازدهی یک پیل سوختی از نوع PAFC در شرایط مختلف

بارگذاری با یک موتور گازسوز مقایسه شده است.



شکل ١٤-٦: مقایسه بازدهی یک پیل سوختی PAFC در بارهای مختلف با یک موتور گازسوز

شرایط محیطی نیز بر عملکرد پیل‌های سوختی تأثیرگذار می‌باشند. بگونه‌ای که میزان توان خروجی و بازدهی با افزایش دمای محیط و نیز افزایش ارتفاع محل نصب از سطح دریا کاهش می‌یابند. لازم به ذکر است که کاهش عملکرد مربوط به سیستم‌های جانبی مثل دمنده‌های هوا و یا کمپرسورها می‌باشد.

٦-١-٢-٢ عملکرد پیل‌های سوختی در وضعیت تولید همزمان برق و گرما

برخلاف سایر محرکه‌های اولیه که بازدهی الکتریکی آنها کمتر از بازدهی الکتریکی پیل‌های سوختی می‌باشد، استفاده از انرژی گرمایی قابل بازیافت از پیل سوختی بر اقتصاد بهره‌برداری از

آنها در حالت تولید پراکنده انرژی الکتریکی چندان تأثیری ندارد. به طور کلی حدود ۲۵ درصد انرژی سوخت ورودی از گرمای با کیفیت بالا در دودکش و رفورمر قابل بازیافت می‌باشد.

۲۵ درصد دیگر انرژی ورودی به صورت گرمای نهان[1] در آب تولید شده توسط پیل سوختی ظاهر می‌گردد. معمول‌ترین روش استفاده از این انرژی گرمایی تولید آب گرم و یا بخار فشار پایین برای استفاده در فرآیندها و یا گرمایش هوا می‌باشد.

کیفیت گرمای قابل بازیافت به نوع پیل سوختی و دمای کار آن بستگی دارد. لازم به ذکر است که چون دمای کار پیل‌های سوختی نوع PEM کمتر از ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد لذا، این نوع پیل‌ها برای کاربردهای CHP چندان مفید نمی‌باشند.

بطور کلی در پیل‌های سوختی چهار منبع برای بازیافت گرما وجود دارد که عبارتند از: گازهای خروجی که دربرگیرنده بخار آب نیز می‌باشند، خنک‌سازی برج، احتراق گازهای خارج شونده از آند و گرمای رفورمر. پیل‌های سوختی نوع PAFC دارای بازدهی الکتریکی ۳۶٪ و بازدهی کلی CHP در حدود ۷۲٪ می‌باشند. این بدان معنی است که این نوع پیل دارای ۳۶٪ بازدهی گرمایی بوده و نسبت تولید برق به گرمای آن برابر یک می‌باشد. حدود ۲۵ تا ٤٥ درصد انرژی گرمایی فوق‌الذکر از خنک‌سازی برج حاصل شده و با توجه به دمای کار پیل سوختی، گرمای بازیافتی برای تولید بخار فشار پایین و یا فشار متوسط قابل استفاده می‌باشد.

در خصوص پیل‌های سوختی نوع SOFC و MCFC، می‌توان از انرژی گرمایی که از گازهای خروجی دمای بالای آنها قابل بازیافت می‌باشد، جهت تولید بخار فشار متوسط استفاده نمود. البته کاربرد اولیه انرژی گرمایی این گازهای دمای بالا، استفاده در رکوپراتور جهت مبادله حرارت با گازهای ورودی به فرآیند می‌باشد. بعلاوه، مشابه موتورهای رفت و برگشتی و توربین‌ها، گازهای خروجی از پیل سوختی را می‌توان مستقیماً در خشک‌کن‌ها استفاده نمود.

1- Latent heat

جدول ۲-٦ عملکرد چند نمونه پیل سوختی را نشان می‌دهد.

جدول ۲-٦: مشخصات عملکرد چند نمونه پیل سوختی

مشخصات عملکرد	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳	سامانه ٤	سامانه ٥	سامانه ٦
نوع پیل سوختی	PAFC	PEM	PEM	MCFC	MCFC	SOFC
ظرفیت نامی الکتریکی (kW)	۲۰۰	۱۰	۲۰۰	۳۰۰	۱۲۰۰	۱۲٥
دمای کار ($^{\circ}C$)	۲۰۰	٦٥	٦٥	٦٥۰	٦٥۰	۹٥۰
نرخ گرمایی الکتریکی (Btu/kWh)	۹٤۸۰	۱۱۳۷۰	۹۷٥۰	۸۰۲۲	۸۰۲۲	۸۰۲٤
بازدهی الکتریکی (HHV)	٪۳۳	٪۳۰	٪۳٥	٪٤۳	٪٤۳	٪٤۳
سوخت ورودی (MMBtu/hr)	۱/۹	۰/۱	۲	۲/٤	۹/٦	۱
بازدهی CHP(HHV)	٪۸۱	٪٦٥	٪۷۲	٪٦۲	٪٦۲	٪۷۷
نسبت برق به گرما	۰/۸۰	۰/۸٥	۰/۹٥	۲/۱۳	۲/۱٦	۱/۲٥

۳-۲-۱-٦ بهبود عملکرد و بازدهی پیل‌های سوختی

در فرآیند کار پیل سوختی، هوای محیط جهت تأمین اکسیژن به قسمت کاتد برج تغذیه می‌گردد. معمولاً هوای ورودی به میزان ۵۰ تا ۱۰۰٪ بیش از نیاز تغذیه می‌گردد. جهت افزایش عملکرد برج، پیل سوختی می‌تواند در شرایط نزدیک به فشار محیط مورد بهره‌برداری قرار گیرد. با افزایش فشار می‌توان عملکرد برج را بهبود بخشید. این امر موجب بهبود عملکرد کاتالیست نیز می‌گردد. با استفاده از یک کمپرسور که فشاری در حدود سه آتمسفر ایجاد می‌نماید می‌توان به عملکرد بهبود یافته‌ای دست یافت.

۳-۱-۶ آلایندگی

از آنجائیکه تولید برق توسط پیل‌های سوختی اساساً مبتنی بر احتراق سوخت‌های فسیلی نمی‌باشد، بنابراین میزان انتشار آلایندگی آنها ناچیز است. در حقیقت قسمت فرآوری سوخت (رفورمر)، تنها منبع آلایندگی می‌باشد. گازهای خارج شونده از آند که معمولاً حاوی ۸ تا ۱۵ درصد هیدروژن می‌باشد جهت تولید گرما در رفورمر سوزانده می‌شوند. دمای این فرآیند احتراق رقیق کمتر از ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد بوده و نتیجتاً از تشکیل اکسیدهای نیتروژن (NO_x) جلوگیری می‌نماید. لیکن این دما به قدری بالاست که حتماً مونواکسیدکربن (CO) و ترکیبات آلی فرار (VOC) تولید می‌گردند. سایر آلاینده‌ها مثل اکسیدهای گوگرد بدلیل آنکه از قبل برطرف شده‌اند انتشار نمی‌یابند.

اکسیدهای نیتروژن (NO_x)

اکسیدهای نیتروژن به سه طریق تولیدمی‌گردند. اکسیدهای نیتروژن حرارتی[1]، اکسیدهای نیتروژن فوری[2] و اکسیدهای نیتروژن باند سوخت[3]. اکسیدهای نیتروژن حرارتی در دماهای بالای احتراق تشکیل می‌گردند. دمای شعله و زمان توقف سوخت از متغیرهای اصلی تعیین میزان تشکیل NO_x حرارتی می‌باشند.

میزان تشکیلNO_x حرارتی با افزایش دمای شعله سریعاً زیاد می‌گردد. NO_x فوری از فعل‌وانفعال اولیه نیتروژن در هوای احتراق تشکیل می‌گردد. NO_x باند سوخت وقتی تشکیل می‌گردد که سوخت حاوی نیتروژن در ساختار هیدروکربنی خود باشد. گازطبیعی میزان کمی نیتروژن باند سوخت دارد، ولی در سوخت‌های مایع مقادیر قابل توجهی از آن وجود دارد.

1- Thermal NO_x
2- Prompt NO_x
3- Fuel – bound NO_x

مونواکسیدکربن (CO)

مونواکسیدکربن و ترکیبات آلی فرار از احتراق ناقص حاصل می‌گردند. آلاینده CO در صورت عدم وجود اکسیژن کافی و یا مدت توقف کم سوخت در حوزه احتراق در دمای زیاد حاصل می‌گردد. خنک شدن دیواره‌های محفظه احتراق نیز به احتراق ناقص کمک نموده و موجب انتشار CO می‌گردد. رقیق‌سازی بیش از حد سوخت نیز می‌تواند عاملی برای احتراق ناقص و نتیجتاً تولید زیاد CO باشد.

هیدروکربن‌های نسوخته

هیدروکربن‌های فرار که به آنها ترکیبات آلی فرار (VOC) نیز می‌گویند در برگیرنده طیف وسیعی از ترکیبات می‌باشند که برخی از آنها آلاینده‌های خطرناکی برای هوا می‌باشند. در صورتیکه بخشی از سوخت به صورت نسوخته باقی بماند در آتمسفر پخش می‌گردد.

دی‌اکسید کربن (CO_2)

معمولاً CO_2 به عنوان یک گاز آلاینده که مستقیماً بر سلامتی انسان اثر گذارد شناخته نمی‌شود. اصولاً این گاز به دلیل تأثیر آن بر گرمایش زمین مورد توجه قرار می‌گیرد. میزان انتشار گاز CO_2 تابعی از کربن موجود در سوخت ونیز بازدهی سیستم می‌باشد. میزان کربن موجود در گاز طبیعی حدوداً ۱۷ کیلوگرم به ازای هر MMBtu می‌باشد.

جدول ۳-٦ میزان آلاینده‌های انواع پیل‌های سوختی را نشان می‌دهد. این مشخصات مربوط به سامانه‌هایی است که فاقد مکانیزم‌های کنترلی بر انتشار آلاینده‌ها می‌باشند.

جدول ۳-٦: میزان تقریبی آلاینده‌های پیل‌های سوختی

مشخصات و میزان آلاینده‌ها	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳	سامانه ٤	سامانه ٥	سامانه ٦
ظرفیت الکتریکی (kW)	۲۰۰	۱۰	۲۰۰	۳۰۰	۱۲۰۰	۱۰۰
بازدهی الکتریکی (HHV)	٪۳۳	٪۳۰	٪۳٥	٪٤۳	٪٤۳	٪٤۳
نوع پیل سوختی	PAFC	PEM	PEM	MCFC	MCFC	SOFC
آلاینده‌ها						
$(lb/MWh)NO_x$	۰/۰۳٥	۰/۰٦	۰/۰٦	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰٥
(lb/MWh)CO	۰/۰٤۲	۰/۰۷	۰/۰۷	۰/۱۰	۰/۱۰	۰/۰٤
(lb/MWh)VOC	۰/۰۱۲	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱
$(lb/MWh)CO_2$	۰/۰۳٥	۰/۰٦	۰/۰٦	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۰٥

٤-۱-٦ کاربردها

در حال حاضر انواع پیل‌های سوختی برای کاربردهای تولید پراکنده و استفاده در خودروها به بازارهای مختلف جهان عرضه شده و یا در حال تکامل می باشند. کاربردهای تولید پراکنده شامل CHP پیل سوختی جهت استفاده در بخش تجاری و صنعتی با ظرفیت‌هایی در محدوده ۲۰۰ تا ۱۲۰۰ کیلووات و سامانه‌های CHP مسکونی و تجاری در محدوده ۳ تا ۱۰ کیلووات می‌باشد. این نوع سامانه‌ها بدلیل بازدهی بالا در شرایط مختلف بارگذاری و آلایندگی کم مورد توجه قرار گرفته‌اند.

۱-٤-۱-٦ تولید برق

تأمین بارهای حساس

معمولاً مصرف کنندگانی که به سطوح بالایی از قابلیت اطمینان و کیفیت برق نیاز دارند برای پرداخت هزینه‌های آن از طریق تأمین توسط واحدهای تولید پراکنده محلی آمادگی دارند. این

گروه از مصرف‌کنندگان معمولاً نسبت به هزینه‌های اولیه برای سرمایه‌گذاری احداث واحدهای تولید پراکنده حساسیت چندانی نشان نمی‌دهند. سامانه‌های پیل سوختی ازجمله مناسب‌ترین واحدهای تولید پراکنده جهت تأمین نیازهای اینگونه مصرف کنندگان می‌باشند.

تأمین بارهای دور افتاده

در مناطقی که دسترسی به شبکه برق میسر نبوده و یا احداث آن بسیار گران قیمت می‌باشد، پیل‌های سوختی گزینه‌ای قابل رقابت می‌باشند. معمولاً اینگونه بارها در ساعات طولانی مورد نیاز بوده و مولدهای مورد استفاده باید قابلیت دنباله‌روی از بار را دارا باشند. در چنین شرایطی بازدهی سوخت و میزان آلایندگی از معیارهای حائز اهمیت در انتخاب گزینه‌ها می‌باشند. با توجه به مزایای متعدد پیل‌های سوختی، این سامانه‌ها می‌توانند انتخاب مناسبی برای اینگونه کاربردها باشند.

پشتیبانی از شبکه

یکی از کاربردهای اولیه پیل سوختی که مورد توجه شرکت های برق قرار گرفته است استفاده از این فنّاوری برای پشتیبانی از شبکه می‌باشد. در این رابطه، پیل‌های سوختی در نقاطی از شبکه که تقاضای بار زیاد می باشد بعنوان گزینه‌ای اقتصادی در مقابل توسعه شبکه به‌کار گرفته می‌شوند. در حال حاضر نمونه‌های متعددی از این نوع کاربرد در کشورهای مختلف تجربه شده است.

۲-٤-۱-٦ تولید همزمان برق و گرما

بکارگیری پیل‌های سوختی به صورت سامانه CHP با هدف استفاده از گرمای تولید شده جانبی توسط مولد برق می‌باشد. بازیافت این انرژی گرمایی، اقتصاد بهره‌برداری از پیل‌های سوختی را

بهبود می‌بخشد. همانگونه که قبلاً نیز ذکر گردید، کیفیت گرمای تولید شده به نوع پیل سوختی بستگی دارد. مثلاً پیل‌های سوختی نوع PEMFC در دمایی کمتر از ۱۰۰ درجه سانتی‌گراد کار می‌کنند. بنابراین، گرمای تولیدی آنها از کیفیت پائینی برخوردار است. پیل‌های سوختی نوع PAFC در دمایی در حدود ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد کار می‌کنند. به طور کلی، گرمای بازیافت شده ازسامانه‌های CHP فوق‌الذکر برای فرآیندهایی با دمای پائین، گرمایش هوا و یا چیلرهای جذبی قابل استفاده می‌باشد. سامانه‌های CHP مبتنی بر پیل‌های سوختی SOFC و MCFC می‌توانند از گازهای داغ خروجی، بخار فشار متوسط (حدود psig ۱۵۰) تولید نمایند.

استفاده از این سامانه در ساختمان‌های مسکونی تجاری، ادارات و تأسیسات صنعتی و نیز محیط‌های عمومی مثل رستورانها، سوپرمارکت‌ها، دانشگاهها و بیمارستانها ازجمله زمینه های کاربرد این نوع فنّاوری تولید پراکنده می‌باشد.

٦-۱-۵ هزینه‌ها

در این قسمت به موضوع هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای احداث واحدهای CHP پیل سوختی می‌پردازیم. جدول ٦-٤ تخمینی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای چهار نوع پیل سوختی با ظرفیت‌های مختلف را ارائه نموده است. هزینه‌های احداث یک پیل سوختی وابستگی زیادی به گستره تجهیزات واحد داشته و به طور قابل توجهی متغیر می‌باشد.

سایر عواملی که بر هزینه های احداث تأثیرگذارند عبارتند از: موقعیت جغرافیایی، شرایط رقابتی بازار، نیازهای خاص، محل احداث و دستمزد نیروی انسانی.

جدول ٤-٦: هزینه‌های تخمینی سرمایه‌گذاری احداث CHPهای پیل سوختی قابل اتصال به شبکه (دلار / kW)

اجزاء هزینه‌های احداث	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳	سامانه ٤
نوع پیل سوختی	PAFC	PEM	MCFC	MCFC
ظرفیت نامی (kW)	۲۰۰	۱۰	۳۰۰	۱۲۰۰
تجهیزات:	٤۵۰۰	۸۰۰۰	٤۰۰۰	۳۸۷۰
مجموعه پیل سوختی	۸۰	–	٦۰	۳۰
تجهیزات بازیافت گرما	۱۵۰	۵۰۰	۱۲۰	٤۰
تجهیزات اتصال به شبکه				
مجموع هزینه تجهزات	٤۷۳۰	۸۵۰۰	٤۱۸۰	۳۹۳۰
هزینه نیروی انسانی و مصالح	۳۳۰	٦۰۰	۲۹۰	۲۸۰
مجموع هزینه فرآیند	۵۰٦۰	۹۱۰۰	٤٤۷۰	٤۲۱۰
هزینه مدیریت پروژه	۷۱۰	–	٦۳۰	۵۹۰
هزینه‌های مهندسی	۲٤۰	–	۲۱۰	۲۰۰
هزینه‌های غیرمترقبه	۲٤۰	–	۲۱۰	۲۰۰
هزینه‌های مالی	۷۰	–	٦۰	٦۰
مجموع هزینه‌های احداث واحد	٦۳۱۰	۹۱۰۰	۵۵۸۰	۵۲۵۰

هزینه‌ها براساس قیمت‌های سال ۲۰۰۷ میلادی می‌باشد. اطلاعات از مرجع ۱ این فصل اخذ شده است.

هزینه‌های تعمیر و نگهداری پیل‌های سوختی نیز بستگی به نوع، ظرفیت و میزان بلوغ فنّاوری تجهیزات مورد استفاده دارد. برخی از اقلام هزینه‌های تعمیر و نگهداری عبارتند از:

- هزینه نیروی انسانی
- هزینه تعویض لوازم مصرفی مثل فیلترهای هوا و سوخت، شمع رفورمر، لوازم تصفیه آب، واشرهای اتصالات، شیرآلات، قطعات الکترونیکی و غیره
- تعمیرات اساسی شامل تعویض کاتالیست (۳ تا ۵ سال)، تعویض کاتالیست رفورمر (۵ سال) و تعویض اجزاء برج (بین ٤ تا ۸ سال)

جدول ۵-٦ تخمینی از هزینه‌های تعمیر و نگهداری برای چند نمونه پیل سوختی را نشان داده است.

جدول ۵-٦: هزینه‌های تخمینی تعمیرو نگهداری پیل‌های سوختی*

هزینه تعمیرو نگهداری	سامانه ۱	سامانه ۲	سامانه ۳
ظرفیت نامی (kW)	۲۰۰	۳۰۰	۱۲۰۰
نوع پیل سوختی	PAFC	MCFC	MCFC
خالص هزینه (kW / دلار)	۰/۰۳۸	۰/۰۳۵	۰/۰۳۲

* هزینه تعمیرات برای ۸۰۰۰ ساعت کار براساس نرخ‌های سال ۲۰۰۷ میلادی

لازم به ذکر است که هزینه‌های فوق‌الذکر با توجه به تکنولوژی‌های موجود تجاری شده می‌باشد و بدون تردید با توسعه فنّاوری پیل‌های سوختی این هزینه‌ها نیز دستخوش تغییر می‌گردند.

٦-۲ موتورهای استرلینگ

موتوراسترلینگ اولین بار توسط روبرت استرلینگ[1] در سال ۱۸۱٦ ثبت اختراع شد. کاربرداولیه این محرکه، پمپاژ آب برای بهره‌برداری ازمعادن بود. این نوع موتورها گزینه‌ای در کنار محرکه‌های بخاری برای پمپ‌های آب به شمار می‌رفتند. از دیگر کاربردهای این نوع موتور استفاده در صفحات متمرکز کننده انرژی خورشیدی، محرکه زیر دریایی‌ها و تولید پراکنده برق و گرما می‌باشد. در حال حاضر شرکت‌های متعددی در سطح دنیا این نوع محرکه‌ها را تولید می‌نمایند. لیکن این فنّاوری هنوز از نظر تجاری موفقیت چشم‌گیری را در کاربردهای تولید پراکنده و CHP کسب ننموده است.

موتورهای استرلینگ براساس چرخه کارنو[2] کارمی‌کنند. از نظر تئوری، چرخه کارنو

1- Robert Stirling
2- Carnot cycle

پربازده‌ترین چرخه برای یک موتور حرارتی می‌باشد. در عمل، میزان بازدهی موتورهای استرلینگ در حدود بازدهی میکروتوربین‌ها و مقداری کمتر ازموتورهای رفت و برگشتی می‌باشد. از طریق بازیافت انرژی گرمایی سامانه خنک‌کن موتور و سیستم روغنکاری و نیز گازهای داغ خروجی می‌توان به میزان بازدهی کلی در حدود ۸۰٪ دست یافت. این میزان بازدهی، موتورهای استرلینگ را برای کاربردهای CHP در ساختمانهای مسکونی، تجاری و نیز صنایع کوچک موجه می‌نماید.

در حال حاضر این نوع موتورها در محدوده ظرفیت ۱ تا ۵۵ کیلووات در حال توسعه می‌باشند. ظرفیت‌های پائین‌تر در محدوده فوق برای کاربردهای مسکونی و ظرفیت‌های بالاتر برای مراکز تجاری کوچک مناسب می‌باشند. با بکارگیری چندین واحد به صورت موازی می‌توان به ظرفیت‌های بالاتری دست یافت.

موتور استرلینگ از یک محفظه احتراق مجزا استفاده می‌نماید که باطراحی مناسب آن می‌توان میزان تولید آلاینده را کاهش داده و نیز می‌توان از سوخت‌های مختلفی مثل گازطبیعی، پروپان، نفت، زیست‌توده و سایر سوخت‌های اتلافی هم استفاده نمود. به علاوه، موتورهای استرلینگ می‌توانند از هرگونه منبع گرمای اتلافی نیز استفاده نمایند.

علی‌رغم مزایای فوق‌الذکر و مناسب بودن این نوع محرکه اولیه برای کاربردهای تولید پراکنده، تاکنون موفقیت تجاری قابل توجهی برای موتورهای استرلینگ کسب نشده و نمونه‌های محدودی در عمل بکار گرفته شده است و لذا تجربه چندانی در بهره‌برداری از آنها وجود ندارد.

۶-۲-۱ تشریح فنّاوری

۶-۱-۲-۱ اصول فرآیند کار موتوراسترلینگ

موتورهای استرلینگ براساس سرد و گرم شدن یک گاز واسطه کار می‌کنند. گرما در دمای ثابت در یک سمت سیلندر (سمت گرم) تأمین گشته و این گرما در دمای ثابت در سمت دیگر سیلندر

(سمت خنک) دفع می‌گردد. گاز واسطه بر اثر انبساط به پیستون فشار آورده و در نتیجه حرکت پیستون کار ایجاد می‌گردد. گاز واسطه توسط یک پیستون جابجا کننده بین دو محفظه گرم و سرد جابجا می‌گردد. معمولاً گاز واسطه در محفظه سرد متراکم و برای تولید کار در محفظه گرم منبسط می‌گردد. جهت افزایش بازدهی تبدیل انرژی یک ری‌جنراتور[1] بین دو محفظه سرد و گرم بکار گرفته می‌شود.

چرخه ترمودینامیکی

اصول کارکرد موتوراسترلینگ در شکل ۱۵-٦ نشان داده شده است. چرخه کار این موتور را می‌توان در چهار مرحله به شرح زیر خلاصه نمود:

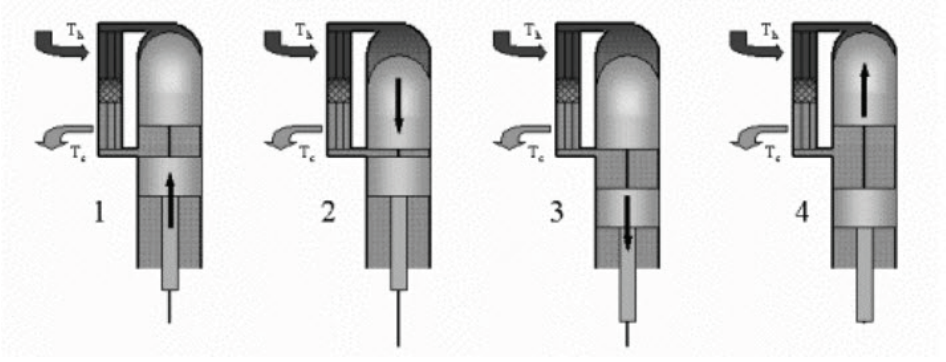
۱- متراکم شدن گاز واسطه بر اثر حرکت پیستون به بالا

۲- جابجایی گاز از محفظه سرد به محفظه گرم از طریق عبور از ری‌جنراتور وافزایش فشارآن

۳- انبساط گاز واسطه و حرکت پیستون به پائین

٤- جابجایی گاز واسطه از محفظه گرم به محفظه سرد و کاهش فشار آن

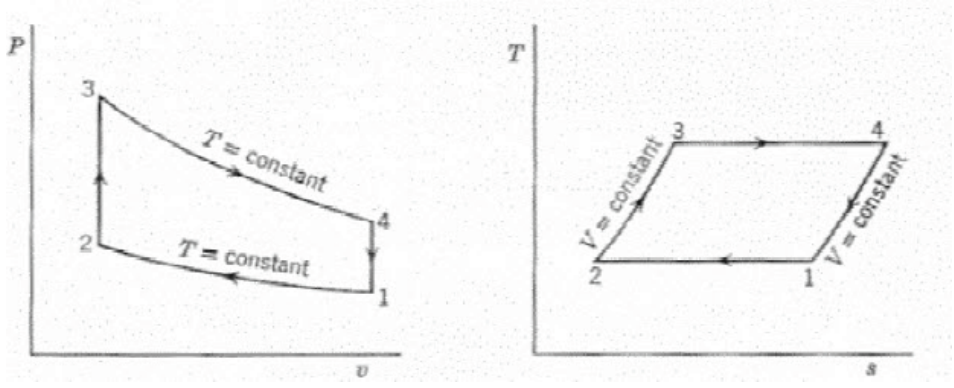
1- Regenerator



شکل ۱۵-٦: اصول کار موتور استرلینگ

کارکرد موتور استرلینگ را می‌توان با یک چرخه ایده‌آل کارنو مقایسه نمود. اصولاً چرخهٔ کارنو بیان کننده چگونگی کارکرد پر بازده‌ترین موتور حرارتی براساس قانون دوّم ترمودینامیک می‌باشد. درشکل ١٦-٦ منحنی‌های مشخصه P-V و T-S چرخه کارنو نشان داده شده است. همانگونه که در شکل دیده می‌شود، در مرحله ۱ به ۲، گاز واسطه متراکم می‌گردد و فشار آن افزایش می‌یابد. حرارت ایجاد شده در این مرحله طی یک فرآیند ایزوترمال در منبع سرد[1] (T_c) دفع می‌گردد. در مرحله ۲ به ۳، گاز واسطه گرمای ذخیره شده در ری‌جنراتور را جذب نموده و فشار آن افزایش می‌یابد، بدون آنکه حجم آن تغییر کند. در مرحله ۳ به ٤، گاز واسطه در یک فرآیند ایزوترمال منبسط می‌گردد. در طی این فرآیند انرژی گرمایی تأمین شده از منبع بیرونی، دمای گاز را ثابت نگاه می‌دارد. در مرحله ٤ به ۱، گاز واسطه در یک فرآیند حجم ثابت انبساط یافته و با عبور از ری‌جنراتور گرمای خود را به آن منتقل می‌کند.

1- Cold sink



شکل ٦-١٦: چرخه ترمودینامیکی کارنو

براساس قانون دوّم ترمودینامیک، حداکثر بازدهی چرخه کارنو از رابطه زیر بدست می‌آید:

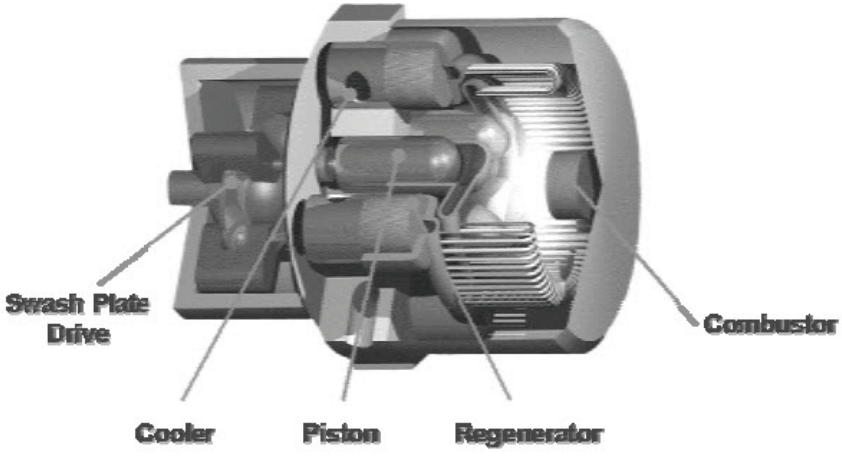
$$\eta_{max} = ۱ - (T_c / T_h) \qquad (٦-۱)$$

بازدهی چره ایده‌آل کارنو در حدود ۷۰٪ می‌باشد، در حالیکه موتورهای استرلینگ ساخته شده دارای بازدهی در محدوده ۲۰٪ می‌باشند. این اختلاف بدلیل عواملی چون اصطکاک، انتقال حرارت غیرمؤثر در منبع سرد و گرم و تلفات ناشی از آب‌بندی موتور می‌باشد.

٦-۲-۱-۲ انواع موتورهای استرلینگ

موتورهای استرلینگ به دو نوع اصلی دسته‌بندی می‌شوند که عبارتند از: نوع سینماتیک[1] و نوع پیستون آزاد[2] . در نوع سینماتیک پیستون (پیستون‌ها) توسط میله و یا صفحه‌گردان[3] به میل‌لنگ متصل می‌باشد. صفحه‌گردان میزان رفت و برگشت و در نتیجه خروجی را کنترل می‌نمایند. شکل ٦-۱۷ نمایی از یک موتور استرلینگ سینماتیک را نشان می‌دهد.

1- Kinematic
2- Free piston
3- Swash plate



شکل ۱۷-٦: نمونه‌ای از یک موتور استرلینگ سینماتیک

در موتورهای استرلینگ پیستون آزاد هیچگونه ارتباط مکانیکی بین پیستون و توان خروجی وجود ندارد. پیستون‌ها که می‌توانند به صورت آزاد نوسان کنند بر روی فنرهایی [1] که در راستای محور قابلیت انعطاف دارند نصب شده‌اند. یک سیال و یا مولد خطی[2]، خروجی رفت و برگشتی را در جهت شعاعی تبدیل می‌کنند.

۳-۱-۲-٦ مشخصات طراحی

مشخصات زیر ویژگیهای سامانه‌های مدرن موتور استرلینگ را تشریح می‌نماید. این ویژگیها بگونه‌ای هستند که می‌تواند تکامل این فنّاوری را در راستای تبدیل این موتورها به یکی از محرکه‌های اولیه مطرح در کاربردهای تولید پراکنده بدنبال داشته باشد.

محدوده ظرفیت: ظرفیت موتورهای استرلینگ در حال توسعه در محدوده ۱ تا ۵۵ کیلووات می‌باشد. طراحی یک موتور استرلینگ با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات نیز در برنامه یکی از سازندگان

1- Flexure
2- Linear alternator

آمریکایی (شرکت STM) می‌باشد.

گرمای خروجی: گرمای قابل بازیافت از قسمت‌های خنک کننده در حدود ۵۰٪ گرمای ورودی می‌باشد. این به معنای قابلیت بازیافت انرژی گرمایی برای تولید آب گرم، گرمایش فضا واستفاده در فرآیندهایی بادمای کم می‌باشد. مثلاً موتور استرلینگ ۵۵ کیلوواتی (شرکت STM) به میزان ۹۲ کیلووات انرژی گرمایی تولید می‌نماید.

بهره‌برداری در بار جزئی: اصولاً قابلیت بهره‌برداری در بار جزئی یک موضوع تأثیرگذار بر طراحی می‌باشد. معمولاً واحدهای مورد استفاده در تولید پراکنده قابلیت بهره‌برداری در بارهای جزئی تامیزان ۱/۳ بار نامی را دارا می‌باشند. برخی از انواع موتورهای استرلینگ از مشخصه خوبی برای دنباله‌روی بار برخوردار می‌باشند. سازندگان موتورهای استرلینگ قصد دارند در طراحی‌های آیندهٔ خود با استفاده از فنّاوری الکترونیک قدرت قابلیت بهره‌برداری موتورهای استرلینگ را در بارهای جزئی افزایش دهند.

قابلیت اطمینان و طول عمر: برخی از سازندگان موتورهای استرلینگ، این محرکه‌ها را براساس ٤۰۰۰۰ ساعت بهره‌برداری و تعمیرات اساسی پس از ۸۰۰۰ ساعت کار طراحی نموده‌اند. با توجه به تجربه کم بهره‌برداری از موتورهای استرلینگ، اطلاعات قابلیت اطمینان دردسترس نمی‌باشد.

آلایندگی: با توجه به اینکه کیفیت احتراق در موتورهای استرلینگ دقیقاً قابل کنترل می‌باشد، بنابراین، آلاینده‌های NO_x و CO هیدروکربن‌های نسوخته برای سوخت گاز در حد PPM یک رقمی قابل کنترل می‌باشد.

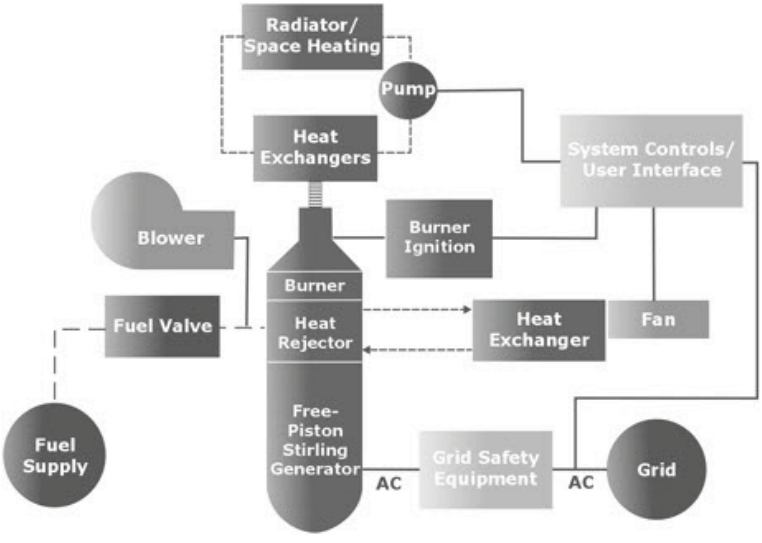
تنوع سوخت: معمولاً موتورهای استرلینگ به منبع گرما با دمایی بین ۸۰۰ تا ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد نیاز دارند. این منبع گرما را می‌توان از هر سوخت غیرخورنده[1] تأمین نمود. بعلاوه

1- Noncorrosive

گرمای دفع شده از سایر فرآیندها نیز قابل استفاده می‌باشد.

٤-١-٢-٦ اجزاء موتورهای استرلینگ

اجزاء اصلی یک موتور استرلینگ عبارتند از: هستهٔ موتور، مجموعه احتراق، سامانه روغنکاری، سامانه خنک‌کاری، سیستم کنترل ژنراتور و تجهیزات اتصال به شبکه و مبدل حرارتی می‌باشد. شکل ١٨-٦ اجزاء یک موتور استرلینگ مورد استفاده در کاربردهای CHP را نشان می‌دهد.



شکل ١٨-٦: اجزاء یک سامانه CHP موتور استرلینگ

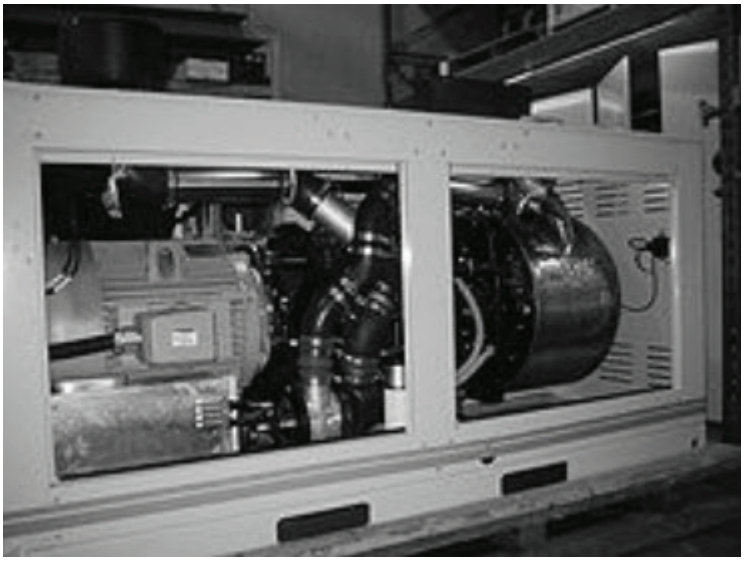
شکل‌های ١٩-٦ الی ٢١-٦ چند نمونه موتوراسترلینگ در ظرفیت‌های مختلف را نشان می‌دهد.



شکل ۱۹-٦: موتوراسترلینگ ۱ کیلوواتی



شکل ۲۰-٦: موتور استرلینگ ۳۵ کیلوواتی



شکل ۲۱-٦: موتوراسترلینگ ۵۵کیلوواتی

٦-۲-۲ عملکرد

اکثر شرکت‌های سازنده موتورهای استرلینگ هنوز موفق بـه راه‌انـدازی خطـوط تولیـد اسـتاندارد نشده‌اند. بنابراین اطلاعات موجود در خصوص طراحی و عملکرد اینگونه محرکـه‌هـا قابـل تأمـل می‌باشد. شرکت STM[1] آمریکا نسبت به سایر سازندگان در تولید یـک سـامانه ۲۵ کیلـوواتی (بـا شناسه STM4-120) پیشرو می‌باشد. ضمناً این شرکت در صدد تولید یک مدل ۵۵ کیلوواتی (بـا شناسه STM4-260) و عرضه تجاری آن نیز می‌باشد.

٦-۲-۲-۱ بازدهی موتورهای استرلینگ

جدول ٦-٦ مشخصات عملکـرد موتوراسـترلینگ ۵۵ کیلـوواتی سـاخت شـرکت STM رانشـان می‌دهد.

1- Stirling Motor Corp.

جدول ٦-٦: مشخصات عملکرد موتوراسترلینگ ۵۵ کیلوواتی

مشخصات عملکرد	موتور استرلینگ STM4-260
ظرفیت نامی (kW)	۵۵
بازدهی الکتریکی، LHV	٪۳۰/٦
نرخ حرارتی الکتریکی (Btu/kWh), HHV	۱۱/۱۵۰
بازدهی الکتریکی، HHV	٪۲۸
سوخت ورودی (Btu/hr)	٦۸۱/٤۰۰
گرمای خروجی (معادل kW)	۹۲
دمای گاز خروجی (درجه فارنهایت)	۵۰۰
بازدهی LHV, CHP	٪ ۸۱/۷
بازدهی HHV, CHP	٪۷۳/٦
نسبت برق به گرما	۱/٦۷
نرخ حرارتی خالص (Btu/kWh)	۵٤۵۳

بطور کلی بازدهی موتوراسترلینگ به عوامل زیر حساس است:

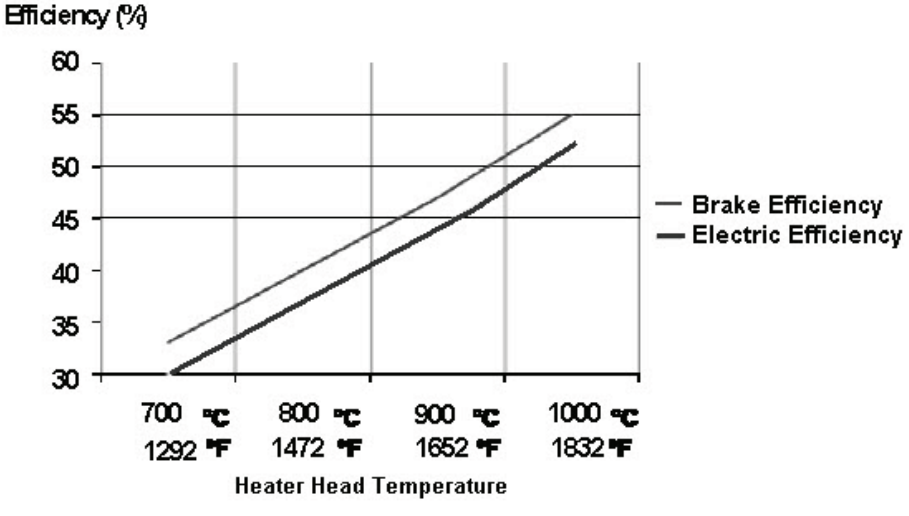
- تلفات اصطکاک مکانیکی
- تلفات رینگ پیستون، آب‌بندی و یاتاقانها
- تلفات گرمایی ری‌جنراتور و بدنه موتور
- تلفات سیستم‌های جانبی
- تلفات دمنده هوای احتراق، پمپ‌روغن، فن رادیاتور، پمپ سیستم خنک‌کن، شیرهای سلونوئید و اجزاء کنترلی
- تلفات مبدل‌های مکانیکی و الکتریکی

یکی از دلائلی که در عمل موتورهای استرلینگ از چرخه کارنو تبعیت نمی‌کنند آن است که اجزاء موتور باید خنک شده و روغنکاری شوند. معمولاً درموتورهای استرلینگ ۳۰٪ گرمای ورودی تبدیل به برق و تقریباً ۵۰٪ به سیستم خنک‌کن و مابقی از طریق گازهای خروجی و یا سایر تلفات

دفع می‌گردد. سامانه‌هایی که فقط برق تولید می‌نمایند دارای یک رادیاتور و فن جهت دفع گرمای سیال خنک‌کن به محیط می‌باشند.

۲-۲-۲-٦ بهبود عملکرد و بازدهی موتورهای استرلینگ

اصولاً بازدهی موتور استرلینگ تابعی از دمای قسمت گرم و دمای محیط می‌باشد. همانگونه که در شکل ۲۲-٦ مشاهده می‌شود، بازدهی موتور با افزایش دمای قسمت گرم بیشتر می‌گردد. محدودیت موجود جهت حرکت به سمت دماهای بیشتر، هزینه مواد مقاوم در مقابل دماهای بالاتر می‌باشد. دمای محیط، یعنی دمایی که قسمت سرد، انرژی گرمایی را به آن دفع می‌نماید نیز بر بازدهی موتور تأثیر می‌گذارد. افزایش دمای محیط موجب کاهش بازدهی و توان خروجی می‌گردد.



شکل ۲۲-٦: بازدهی موتور استرلینگ

مشابه سایر موتورهایی که برای احتراق هواگیری می‌کنند، با افـزایش ارتفـاع محـیط از سـطح دریا، بازدهی موتوراسترلینگ کاهش می‌یابد.

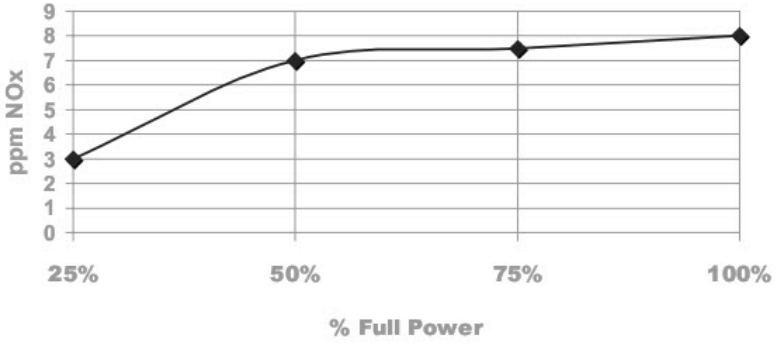
٦-٢-٣ آلایندگی

بدلیل عدم تجربه کافی در بهره‌برداری از موتورهای استرلینگ، اطلاعات مربوط به میزان آلاینـدگی بسیار محدود می‌باشد. نتایج اولیه بهره‌برداری از این محرکه اولیه حاکی از آن است که دستیابی بـه میزان بسیار کم آلایندگی امکان‌پذیر اسـت. بـاطراحی مناسـب سیسـتم احتـراق موتـور اسـترلینگ می‌توان به سطوح آلایندگی مشابه توربین‌های گاز و حتی سطوح پـائین‌تـر مثـل میکروتـوربین‌هـا دست یافت. در این رابطه بکارگیری راهکارهای کاهش تولید NO_x از جمله احتـراق بـا سـوخت رقیق و چرخش مجدد گازهای احتـراق توصـیه شـده اسـت. جـدول ٦-٧ اطلاعـات مربـوط بـه آلایندگی موتور استرلینگ ٥٥ کیلوواتی را نشان می‌دهد.

جدول ٦-٧: مشخصات آلایندگی موتور استرلینگ

مشخصات آلاینده‌ها	موتور مدل STM4-260
ظرفیت نامی (kW)	٥٥
بازدهی الکتریکی	٪٢٨
$(lb/MWh)NO_x$	٠/٥١
(lb/MWh)CO	١
(lb/MWh)VOC	<٠/١
$(lb/MWh)CO_2$	١/٤٨

لازم به ذکر است که میزان تولید آلاینده‌ها تابعی از میزان بارگذاری موتوراسترلینگ می‌باشد. شکل ٦-٢٣ میزان تولید NO_x در بارهای مختلـف را بـرای یـک موتوراسـترلینگ ٢٥ کیلـوواتی (مـدل STM4-120) نشان می‌دهد.



شکل ۲۳-٦: میزان تولید NO_x موتور ۲۵ کیلوواتی در بارهای مختلف

٤-۲-٦ کاربردها

همانگونه که قبلاً اشاره گردید موتورهای استرلینگ هنوز به طور قابل توجهی به بازار راه نیافته‌اند و لذا تجربه چندانی در بهره‌برداری از آنها وجود ندارد. بنابراین آنچه که در این قسمت بیان می‌گردد پتانسیل‌های قابل پیش‌بینی کاربرد موتورهای استرلینگ می‌باشد.

۱-٤-۲-٦ تولید برق

موتورهای استرلینگ محرکه‌های اولیه‌ای هستند که می‌توان آنها را برای کاربردهایی مثل محرکه ژنراتورها، پمپ‌ها و یا سایر تجهیزات مکانیکی مورد استفاده قرار داد. این نوع فنّاوری به منظور ارائه سرویس‌های مختلفی برای تولید برق در موارد زیر توسعه‌یافته است:

- پیک‌سایی و تولید بار پایه
- تولید برق مستقل
- تولید برق اضطراری و یا پشتیبان
- ریز شبکه‌ها[1]

1- Microgrid

- بازیافت منابع (مثل گاز مرکز دفن زباله)

لازم به ذکر است که یکی دیگر از کاربردهای موردنظر برای موتورهای استرلینگ استفاده از آنها در متمرکز کننده‌های انرژی خورشیدی می‌باشد که از جمله فنّاوری‌های دردست توسعه برای تولیدبرق می‌باشد.

استفاده از موتورهای استرلینگ در مراکز دفن زباله و تصفیه خانه‌های فاضلاب ازجمله اهداف بکارگیری بیوگاز قابل استحصال در این مراکز می‌باشد. همچنین، این مراکز از جمله بازارهای موردنظر برای میکروتوربین‌ها و موتورهای رفت و برگشتی نیز می‌باشند.

قابلیت موتورهای استرلینگ در استفاده از منابع گرمای اتلافی، این فنّاوری را به یکی از گزینه‌های موردنظر برای بازیافت حرارت در فرآیندهای صنعتی تبدیل نموده است . این منابع گرما (مثل کوره‌های ذوب فلزات، شیشه، سیمان و غیره) باید دارای دمایی بین ٨٠٠ تا ١٠٠٠ درجه سانتی‌گراد بوده و میزان گرمای آنها برای یک موتور استرلینگ ٢٥ کیلوواتی حداقل ٣١٥٠٠٠ بی‌تی‌یو در ساعت باشد. شرکت STM آزمایشات میدانی برای بکارگیری واحدهای ٢٥ کیلوواتی با استفاده از منابع اتلاف گرما را به اجراء گذاشته است.

٦-٢-٤-٢ تولید همزمان برق و گرما

معمولاً در موتورهای استرلینگ حدود ٣٠٪ گرمای ورودی به برق تبدیل شده و ٧٠٪ مابقی از طریق سامانه خنک‌کن و گازهای خروجی دفع می‌گردد. این مقدار گرما پتانسیل خوبی برای گرمایش آب و یا سایر نیازهای گرمایشی دمای پائین می‌باشد. چون موتورهای استرلینگ باسیال خنک می‌شوند، بنابراین بازیافت گرما برای کاربردهای CHP آسان بوده و از طریق مبدل‌های حرارتی سیال به سیال امکان‌پذیر می‌باشد. تنها تفاوت سامانه‌های CHP موتور استرلینگ با نوع صرفاً تولید برق، اضافه شدن یک مبدل حرارتی می‌باشد.

مدل ۵۵ کیلوواتی ساخت STM، دارای خروجی ۳۱٤۰۰۰ بی‌تی‌یو در ساعت (معادل ۹۲ کیلووات حرارتی) با دمای ٦۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. با چنین مشخصه‌ای، بازدهی سامانه این CHP در حدود ۸۰٪ می‌باشد. موارد کاربرد شامل سامانه‌های گرمایش و سرمایش ساختمانهای تجاری، هتل‌ها و مراکز مشابه می‌باشد.

۵-۲-٦ هزینه‌ها

در این قسمت به بحث پیرامون هزینه‌های تخمینی تأسیس سامانه‌های CHP موتور استرلینگ قابل اتصال به شبکه پرداخته می‌شود. لازم به ذکر است که هزینه‌های ساخت واحدهای موردنظر تابعی از تجهیزات خاص بکار رفته، موقعیت جغرافیایی محل نصب، شرایط رقابتی بازار، نیازهای خاص محل نصب، نیازهای کنترل آلایندگی و دستمزد نیروی انسانی می‌باشد. جدول ۸-٦ هزینه‌های تخمینی مربوط به یک نمونه موتور استرلینگ (مدل STM 4-260) رانشان می‌دهد.

جدول ۸-٦: هزینه‌های تخمینی سرمایه‌گذاری برای سامانه CHP موتور استرلینگ قابل اتصال به شبکه

مؤلفه‌های هزینه	مدل STM 4-260
ظرفیت نامی (kW)	۵۵
هزینه:	
- موتور استرلینگ، تجهیزات بازیافت حرارت و سیستم کنترل	۱۰۰۰
- نیروی انسانی و مصالح	۱۵۰
- هزینه تجهیزات فرآیند	۱۱۵۰
- هزینه مدیریت پروژه	۲۸۲
- هزینه‌های مهندسی	۱۲۳
- هزینه‌های غیرمترقبه	٦۰
مجموع هزینه‌های ساخت ($/kW)	۱۵۱۵

در خصوص هزینه‌های تعمیر ونگهداری، با توجه به تجربه کم بهره‌برداری از این نوع محرکه‌ها، اطلاعات دقیقی در دست نمی‌باشد. لیکن در مقایسه با موتورهای رفت وبرگشتی هزینه تعمیر و نگهداری موتورهای استرلینگ کمتر تخمین زده شده است. این امر به دلیل وجود قسمت‌های متحرک محدود در این نوع موتورها می‌باشد. از جمله هزینه‌های تعمیرات، تعویض روغن، فیلتر روغن و هوا به صورت ادواری (حدود ٨٠٠٠ ساعت بهره‌برداری) می‌باشد.

مراجع

1- *"Catalog of CHP Technologies"*, U.S. Environmental Protection Agency, December 2008.

2- *"Gas-Fiered Distributed Energy Resource Technology Characterizations",* National Renewable Energy Laboratory (NREL), November 2003.

3- *"Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide"*, Second Edition, Oak R.dge National Loboratory, September 2005.

4- *"Fuel Cell Handbook",* SixthEdition EG & G Technical Services Inc., November 2002.

5- M. Pehnt, M. Cames, C. Fischer, B. Praetorius, L. Schneider, K. Schumacher, and J. peter, *"Micro Cogeneration, Towards Decentralized Energy Systems"*, Springer, 2005.

6- L.M. Chamra, P.J. Mago, *"Micro CHP, Power Generation for Residential and Small Commercial Buildings",* Nova Science Publishers, Inc., 2009.

۷

مقایسه فنّاوری‌های تولید همزمان برق و گرما

در فصل‌های پیشین کتاب، فنّاوری‌های مختلف سامانه‌های تولید همزمان برق و گرما مورد اشاره قرار گرفتند. در این رابطه اطلاعاتی درخصوص ویژگیهای ساختاری انواع سامانه‌های CHP شامل موتورهای رفت و برگشتی، توربین‌های گاز، توربین‌های بخار، میکروتوربین‌ها، پیل‌های سوختی و موتورهای استرلینگ ارائه گردید. بعلاوه، مشخصات سامانه‌های مورد اشاره از دیدگاههای مختلف از جمله اصول کارکرد، مشخصات طراحی، محدوده ظرفیت، مشخصات عملکرد و بازدهی، میزان آلایندگی و هزینه‌های سرمایه‌گذاری به تفصیل مورد بحث قرار گرفت. از میان فنّاوریهای CHP، سامانه‌های موتور استرلینگ هنوز در مراحل اولیه تولید نیمه صنعتی بوده و عرضه تجاری آنها بسیار محدود می‌باشد.

در این فصل ابتدا معیارهای انتخاب محرکه اولیه از میان گزینه‌های تجاری شده مورد بحث قرار می‌گیرد. سپس مزایا و معایب هر یک از فنّاوری‌های CHP ارایه می‌گردد و در ادامه مشخصات فنّاوری‌های مختلف مورد مقایسه قرار خواهند گرفت.

۷-۱ معیارهای انتخاب محرکه اولیه

با توجه به متفاوت بودن مشخصات فنی محرکه‌های اولیه در انتخاب آنها برای کاربرد مورد نظر باید دقت کافی بعمل آید. انتخاب مناسب‌ترین محرکه اولیه برای یک پروژه CHP شامل ارزیابی معیارهای مختلف به شرح زیر می‌باشد:

- تعداد ساعات بهره‌برداری
- نیازهای تعمیر و نگهداری
- سوخت مورد نیاز
- محدودیت ظرفیت

در ادامه به تشریح چگونگی ارزیابی هر یک از معیارهای فوق برای انواع محرکه‌های اولیه می‌پردازیم.

۷-۱-۱ معیار ساعات بهره‌برداری

به‌غیر از موتورهای رفت و برگشتی کوچک، اکثر واحدهای CHP برای بهره‌برداری به‌صورت پیوسته طراحی شده‌اند. به‌طور کلی، بهره‌برداری از واحدهای بزرگتر در ساعات و یا حتی روزهای محدود از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نمی‌باشد. این امر به دلیل آن است که تجهیزات CHP در مقایسه با بویلرهایی با ظرفیت مشابه نسبتاً گران‌تر بوده و لذا این تجهیزات باید حتی‌الامکان در زمان طولانی‌تر مورد بهره‌برداری قرار گیرند تا بازگشت سرمایه مطلوبی داشته باشند.

چنانچه ضریب بار الکتریکی در سایت موردنظر پایین باشد، یعنی ساعات پیک بار محدود باشد، آنگاه در صورت عدم فروش برق مازاد تولیدی به شبکه، پروژه CHP از توجیه اقتصادی لازم برخوردار نخواهد بود.

۷-۱-۲ معیار نیازهای تعمیر و نگهداری

اصولاً کلیه تجهیزات تولید همزمان برق و گرما به‌صورت ادواری نیاز به خدمات تعمیر و نگهداری دارند. ماهیت تعمیرات و فاصله زمانی آنها برای محرکه‌های اولیه کاملاً متفاوت می‌باشد.

در بین محرکه‌های اولیه بیشترین نیاز تعمیر و نگهداری مربوط به موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد. موارد نگهداری شامل تعویض روغن و فیلتر هر هفته یکبار می‌باشد. ضمناً، موتورهای رفت و برگشتی که از سوخت گاز طبیعی استفاده می‌نمایند نیاز به تعمیرات اساسی بیشتری داشته و عمر مفید کمتری برای آنها تخمین زده می‌شود.

محرکه‌های اولیه از نوع توربین‌های گاز دارای ساختار مکانیکی ساده‌تری بوده و به تعمیر و نگهداری کمتری نیاز دارند. این محرکه‌ها را می‌توان به مدت طولانی‌تری بین دفعات تعمیر و نگهداری مورد بهره‌برداری قرار داد. عمده‌ترین مورد تعمیراتی بازدید و تعویض یاتاقانها می‌باشد.

توربین‌های بخار نیز به سبب عدم دارا بودن تجهیزات احتراق نسبت به توربین‌های گاز به تعمیر و نگهداری کمتری نیاز دارند. بعضاً، بازدید و تعویض یاتاقانها عمده‌ترین نیاز تعمیراتی این نوع محرکه‌ها می‌باشد.

۷-۱-۳ معیار سوخت مورد نیاز

اصولاً در انتخاب نوع سوخت برای موتورهای رفت و برگشتی گزینه‌های متعددی وجود ندارد. این نوع موتورها یا از نوع تراکمی دیزل با سوخت گازوئیل و یا از نوع جرقه‌ای با سوخت گاز طبیعی می‌باشند. در برخی موارد با انجام تغییراتی در موتورهای گازسوز می‌توان از پروپان به‌عنوان سوخت جایگزین استفاده نمود. به‌طور کلی موتورهای رفت و برگشتی از نوع دیزل در مقایسه با موتورهای گازسوز دارای عملکرد بهتری می‌باشند. لیکن به‌دلیل انتشار آلایندگی بیشتر توسط موتورهای دیزل، مقررات زیست‌محیطی محدودیت بیشتری در بکارگیری آنها اعمال می‌نماید. توربین‌های گاز نیز می‌توانند از دو نوع سوخت گاز و گازوئیل استفاده نمایند و در مواقعی که قیمت یک نوع سوخت دارای نوسان

می‌باشد، می‌توان از سوخت جایگزین به‌عنوان پشتیبان استفاده نمود. در برخی موارد می‌توان با انجام تغییراتی از سایر انواع سوخت‌های مایع و یا گازهایی با ارزش حرارتی کمتر و همچنین سوخت‌های آلی که محصولات جانبی برخی فرآیندها می‌باشند نیز استفاده نمود. از جمله این موارد می‌توان به الکل سیاه[1] که از محصولات جانبی صنایع خمیر کاغذ و کاغذسازی می‌باشد اشاره نمود.

توربین بخار فقط محدود به نوع سوخت برای تولید بخار می‌باشند و معمولاً گزینه‌های متعددی برای این منظور وجود دارد که شامل، انواع سوخت‌های مایع، گاز طبیعی، زغال سنگ، چوب، ضایعات کشاورزی، زیست توده‌های مختلف و زباله شهری می‌باشد.

٤-١-٧ معیار محدودیت ظرفیت

محرکه‌های اولیه مورد استفاده در کاربردهای CHP دارای محدوده ظرفیت مشخصی می‌باشند که در فصل‌های پیشین به آنها اشاره شد. موتورهای رفت و برگشتی در محدوده ظرفیت چند ده کیلووات تا چندین مگاوات در بازار تجاری عرضه می‌شوند. به‌طور کلی بارهای الکتریکی کوچک همراه با نیاز گرمایی کم به‌خوبی توسط این‌گونه محرکه‌ها تأمین می‌گردند. یکی از محدودیت‌های این نوع CHP ها کیفیت گرمای قابل بازیافت می‌باشد.

ظرفیت توربین‌های گاز نیز در محدوده ۵۰۰ کیلووات تا چند ده مگاوات می‌باشد و توربین‌هایی که در سیکل‌های ترکیبی مورد استفاده قرار می‌گیرند بعضاً تا بیش از یکصد مگاوات ظرفیت دارند. محرکه‌های اولیه از نوع میکروتوربین که به صورت تجاری عرضه می‌شوند در محدوده چندصد کیلووات می‌باشند.

توربین‌های بخار که معمولاً برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند با ظرفیت‌هایی در محدوده یک مگاوات تا چندصد مگاوات ساخته می‌شوند. پیل‌های سوختی نیز با ظرفیت‌هایی در محدوده چندین کیلووات تا چندمگاوات در بازار تجاری عرضه می‌شوند.

1- Black liquor

۷-۲ مزایا و معایب انواع فنّاوری‌های CHP

در فصل‌های گذشته کتاب ویژگیهای هریک از فنّاوری‌های CHP بـه تفصـیل مـورد بحـث قـرار گرفت. در این قسمت مزایا و معایب فنّاوریهای مذکور به صورت خلاصـه در جـدول ۱-۷ ارائـه شده است.

جدول ۱-۷: مزایا و معایب فنّاوری‌های مختلف CHP

نوع فنّاوری	مزایا	معایب	ظرفیت
موتورهای رفت و برگشتی نوع جرقه‌ای (SI)	- بـازدهی بـالا همـراه بـا قابلیـت بهره‌برداری در بار جزئی - راه‌اندازی سریع - سرمایه‌گذاری نسبتاً کم - قابلیـت بهـره‌بـرداری بـه صـورت جزیره‌ای و دنباله‌روی خوب بار - امکان اجـرای تعمیـرات اساسـی بـا استفاده از کارکنان محلی	- هزینه تعمیرات زیاد - کاربردهـای CHP محـدود بـه دمای کم - آلایندگی نسبتاً زیاد هوا - نیاز به خنک‌سازی - نویزهای فرکانس پایین به میزان زیاد	کمتر از ۵ مگاوات
نوع تراکمی (CI)	- امکان بهره‌برداری از سوخت گاز بـا فشار کم		با سرعت زیاد: کمتر از ٤ مگاوات با سرعت کم: بین ٤ الی ۷۵ مگاوات
توربین گاز	- قابلیت اطمینان بالا - آلایندگی کم - گرمای قابل دسترس با کیفیت بالا - عدم نیاز به خنک‌سازی	- نیاز به سوخت گاز با فشار قوی و یا تعبیه کمپرسور گاز در محل - بازدهی کم در بار پایین - کـاهش بـازدهی در صـورت افزایش دمای محیط	۵۰۰ کیلووات الی ۲۵۰ مگاوات
توربین بخار	- قابلیت اطمینان بالا - بازدهی کلی بالا - استفاده از انواع سوخت - قابلیـت تـأمین نیازهـای گرمـایی بـا کیفیت‌های متفاوت - طول عمر زیاد - قابلیت تغییر نسـبت تولیـد بـرق بـه گرما	- راه‌اندازی کند - کم بودن نسبت تولیـد بـرق بـه گرما	۵۰ کیلووات الی ۲۵۰ مگاوات
میکروتوربین	- قسمت‌های متحرک کم - ابعاد کوچک و وزن سبک - آلایندگی کم - عدم نیاز به خنک‌سازی	- هزینه بالا - بازدهی مکانیکی نسبتاً کم - کاربردهـای CHP محـدود بـه دمای کم	۳۰ الی ۲۵۰ کیلووات
پیل سوختی	- آلایندگی کم - سروصدای کم - بازدهی بالا در بارهای مختلف	- هزینه بالا - چگالی توان پایین - نیاز به فرآوری سوخت	۵ کیلووات الی ۲ مگاوات

۳-۷ مقایسه ویژگیهای فنّاوری‌های مختلف

به‌منظور مقایسه انواع محرکه‌های اولیه مورد استفاده در کاربردهای CHP، فنّاوری‌های مختلف تجاری شده از دیدگاههای مختلف مورد مقایسه قرار گرفته‌اند که نتایج آن در جدول ۲-۷ ارائه شده است.

جدول ۲-۷: مقایسه ویژگی‌های فنّاوری‌های مختلف CHP (*)

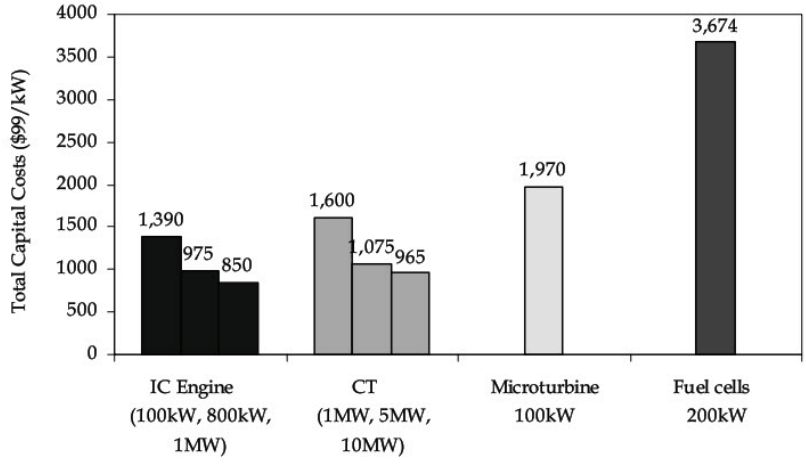
فنّاوری	موتور رفت و برگشتی	توربین گاز	توربین بخار	میکروتوربین	پیل سوختی
بازدهی‌الکتریکی (HHV)	۲۲ تا ٤۰٪	۲۲ تا ۳٦٪	۱۵ تا ۳۸٪	۱۸ تا ۲۷٪	۳۰ تا ٦۳٪
بازدهی کلی (HHV)	۷۰ تا ۸۰٪	۵۰ تا ۷۰٪	۸۰٪	٦۵ تا ۷۵٪	۵۵ تا ۸۰٪
نسبت تولید برق به گرما	۰/۵ تا ۱	۰/۵ تا ۲	۰/۱ تا ۰/۳	۰/٤ تا ۰/۷	۱ تا ۲
بهره‌برداری در بار جزئی	می‌تواند	ضعیف	می‌تواند	می‌تواند	خوب
هزینه نصب (دلار بر کیلووات)	۱۱۰۰ تا ۲۲۰۰	۹۷۰ تا ۱۳۰۰	٤۳۰ تا ۱۱۰۰	۲٤۰۰ تا ۳۰۰۰	۵۰۰۰ تا ٦۵۰۰
هزینه تعمیر و نگهداری (دلار بر کیلووات)	۰/۰۰۹ تا ۰/۰۲۲	۰/۰۰٤ تا ۰/۰۱۱	کمتر از ۰/۰۰۵	۰/۰۱۲ تا ۰/۰۲۵	۰/۰۳۲ تا ۰/۰۳۸
قابلیت دسترسی	۹۲ تا ۹۷٪	۹۰ تا ۹۸٪	نزدیک به ۱۰۰٪	۹۰ تا ۹۸٪	بیش از ۹۵٪
ساعات بهره‌برداری تا تعمیرات اساسی	۲۵/۰۰۰ تا ۵۰/۰۰۰	۲۵/۰۰۰ تا ۵۰/۰۰۰	بیش از ۵۰/۰۰۰	۲۰/۰۰۰ تا ٤۰/۰۰۰	۳۲/۰۰۰ تا ٦٤/۰۰۰
زمان راه‌اندازی	۱۰ ثانیه	۱۰ دقیقه تا ۱ ساعت	۱ ساعت تا ۱ روز	٦۰ ثانیه	۳ ساعت تا ۲ روز
انواع سوخت	گاز طبیعی، بیوگاز، پروپان، گازوئیل، گاز زباله	گاز طبیعی، بیوگاز، پروپان، گازوئیل	تمامی سوخت‌ها	گاز طبیعی، بیوگاز، پروپان، گازوئیل	هیدروژن، گاز طبیعی، پروپان، متانول
سروصدا	زیاد	متوسط	زیاد	متوسط	کم
کاربردهای گرمای خروجی	آب گرم، بخار فشار پایین	گرمایش فرآیند، آب گرم، بخار فشار پایین و بالا	بخار فشار پایین و بالا	گرمایش فرآیند، آب گرم، بخار فشار پایین	آب گرم، بخار فشار پایین و بالا
دانسیته توان (کیلووات بر مترمربع)	۳۵ تا ۵۰	۲۰ تا ۵۰۰	بیش از ۱۰۰	۵ تا ۷۰	۵ تا ۲۰
میزان تولید No_x (پوند بر میلیون بی‌تی‌یو) (بدون کاتالیست‌محدودکننده‌SCR)	۰/۰۱۳ احتراق غنی (با کاتالیست TWC) ۰/۱۷ احتراق رقیق	۰/۰۳٦ تا ۰/۰۵	۰/۱ تا ۰/۲ (سوخت گاز)	۰/۰۱۵ تا ۰/۰۳٦	۰/۰۰۲۵ تا ۰/۰۰٤۰
میزان تولید No_x (پوند برمگاوات ساعت کلی خروجی)	۰/۰٦ احتراق غنی (با کاتالیست TWC) ۰/۸ احتراق رقیق	۰/۱۷ تا ۰/۲۵	۰/٤ تا ۰/۸ (سوخت گاز)	۰/۰۸ تا ۰/۲۰	۰/۰۱۱ تا ۰/۰۱٦

*** قیمت‌ها مربوط به سال ۲۰۰۷ میلادی بوده و از مرجع ۱ اخذ شده است.**

۷-٤ مقایسه روند توسعه فنّاوری‌های CHP

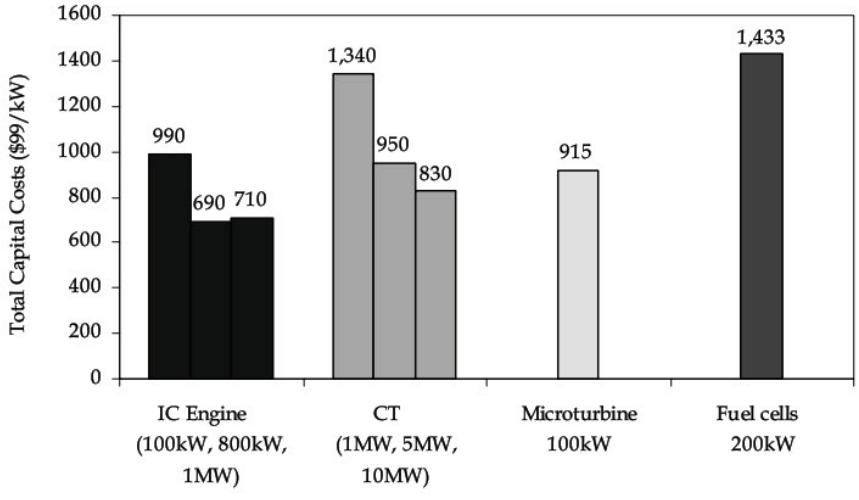
فنّاوری‌های مختلف CHP در دهه گذشته (سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ میلادی) توسعه قابل توجهی داشته و پیش‌بینی می‌شود این روند در دهه آینده نیز همچنان ادامه داشته باشد.

تکامل این فنّاوری‌ها نه تنها موجب بهبود عملکرد آنها شده بلکه هزینه‌های لازم برای سرمایه‌گذاری را دستخوش تغییرات نموده است. شکل‌های ۱-۷ و ۲-۷ مقایسه‌ای از روند کاهش هزینه سرمایه‌گذاری برای چند نمونه از سامانه‌های CHP با استفاده از محرکه‌های اولیه مختلف را نشان می‌دهند. این فنّاوری‌ها شامل موتورهای رفت و برگشتی یا احتراق داخلی[1] (IC)، توربین‌های گاز یا توربین‌های احتراقی[2] (CT)، میکروتوربین‌ها و پیل‌های سوختی می‌باشند.



شکل ۱-۷: مقایسه هزینه سرمایه‌گذاری فنّاوری‌های CHP برای ظرفیت‌های مختلف در سال ۲۰۰۰ (کیلووات ظرفیت/دلار)

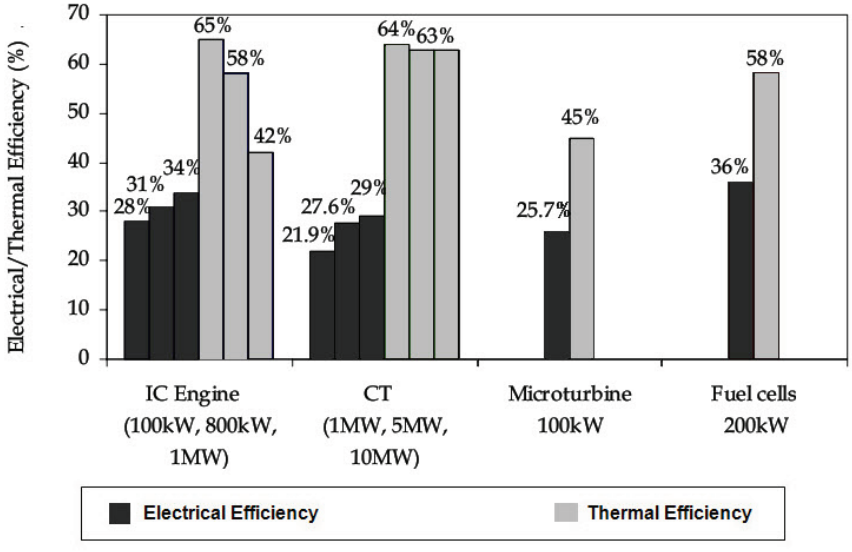
1- Internal Combustion
2- Combustion Turbine



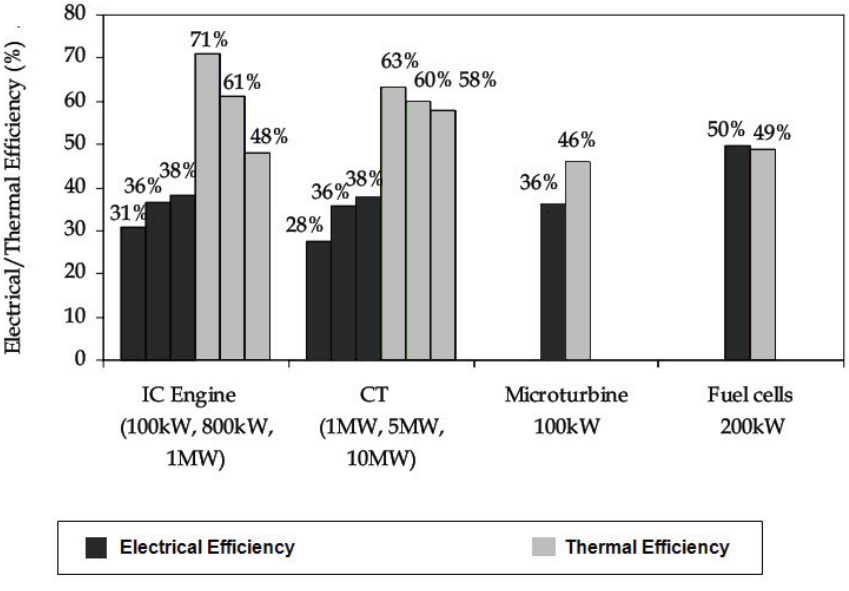
شکل ۲-۷: پیش‌بینی هزینه سرمایه‌گذاری فنّاوری‌های CHP برای ظرفیت‌های مختلف در سال ۲۰۲۰ (کیلووات ظرفیت/دلار)

همانگونه که در شکل‌های ۱-۷ و ۲-۷ ملاحظه می‌گردد هزینه سرمایه‌گذاری برای هر کیلووات ظرفیت طی دو دهه از کاهش چشمگیری برخوردار می‌باشد. ضمناً روند کاهش هزینه برای برخی از فنّاوری‌ها مثل پیل سوختی و میکروتوربین بسیار قابل توجه می‌باشد.

بهبود بازدهی فنّاوری‌های CHP همواره از اهداف سازندگان این سامانه‌ها بوده و در آینده نیز دنبال می‌گردد. شکل‌های ۳-۷ و ٤-۷ بازدهی الکتریکی (HHV) و گرمایی CHP های مختلف را به ترتیب در سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۲۰ نشان داده‌اند.



شکل ۳-۷: بازدهی الکتریکی (HHV) و گرمایی CHPهای مختلف در سال ۲۰۰۰



شکل ٤-۷: پیش‌بینی بازدهی الکتریکی (HHV) و گرمایی CHPهای مختلف در سال ۲۰۲۰

همانگونه که در جداول و نمودارهای ارایه شده در این فصل ملاحظه می‌گردد، فنّاوری‌های مختلف CHP بعضاً دارای مشخصاتی مشابه و در مواردی دارای ویژگیهایی کاملاً متفاوت می‌باشند. از این‌رو، ضروری است سرمایه‌گذاران و بهره‌برداران اینگونه سامانه‌ها با توجه به نیازها، شرایط محلی مورد استفاده، چگونگی تأمین سوخت، دسترسی به شبکه برق و امکانات سرمایه‌گذاری نسبت به انتخاب مناسب‌ترین فنّاوری اقدام نمایند.

سایر مباحث و نکات مرتبط با چگونگی انتخاب و بهره‌برداری از گزینه‌های مختلف فنّاوری‌های CHP در بخش دوّم کتاب مورد اشاره قرار گرفته است.

مراجع

1- A. Thumann, D. Paul Mehta, *"Handbook of Energy Engineering"*, Fifth Edition, The Fairmont Press, Inc., 2001.

2- *"Catalog of CHP Technologies"*, U.S. Environmental Protection Agency, December 2008.

3- A.M. Borbely, J.F. Kreider, *"Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium",* CRC Press, 2001.

بخش دوم

اصول طراحی و بهره‌برداری از سامانه‌های CHP

۸

اصول طراحی سامانه‌های CHP

در این فصل مراحل مختلف طراحی و اجرای پروژه‌های CHP از مرحله مطالعات تا مرحله بهره‌برداری به تفصیل مورد بحث قرار می‌گیرد. مطالب مورد اشاره در این فصل از یک سو، برای کارفرمایان، سرمایه‌گذاران و مصرف کنندگان بخش‌های مختلف انرژی که در صدد توسعه سیستم‌های تولید همزمان برق و گرما برای کاربردهای مختلف می‌باشند راهنمای مفیدی خواهد بود و از سوی دیگر مطالب عنوان شده یک رویکرد سیستماتیک جهت ارزیابی فنی و اقتصادی، طراحی و اجرای پروژه‌های CHP می‌باشد که می‌تواند توسط مشاوران، پیمانکاران و سایر ذی‌نفعان مبحث CHP مورد استفاده قرار گیرد.

۸-۱ فرآیند توسعه پروژه‌های CHP

همانطور که در قسمت‌های قبلی کتاب عنوان شد، یکی از هدف‌های اصلی بکارگیری سامانه‌های CHP ارتقاء بهره‌وری و بهینه‌سازی کاربرد منابع انرژی می‌باشد. به عبارت دیگر، می‌توان سامانه‌های CHP را به عنوان یکی از مولفه‌ها و راه‌حل‌های مدیریت انرژی در مجموعه

مصرف‌کننده انرژی موردنظر تلقی نمود. از آنجائیکه توجیه اقتصادی طرح‌های CHP یکی از مهم‌ترین مؤلفه‌های تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران و کارفرمایان برای توسعه این سامانه‌ها می‌باشد، سایر تمهیدات و اقدامات مدیریت سمت مصرف[1] (DSM) از جمله طرح‌های صرفه‌جویی انرژی (EC)[2] و ارتقاء بازدهی انرژی[3] (EE) نیز باید در دستور کار قرار گیرد. چنین رویه‌ای در توسعه پروژه‌های بهینه‌سازی انرژی تحت عنوان رویکرد یکپارچه پروژه‌های بهینه‌سازی منابع انرژی[4] نامیده می‌شود. چنین رویکردی دربرگیرنده یک ارزیابی جامع از کل مجموعه مصرف کننده موردنظر می‌باشد. در این فرآیند ابتدا تحلیل جامعی از مصرف کننده‌های نهایی انرژی اعم از الکتریکی و گرمایی و سیستم‌های توزیع انرژی‌های مختلف و نیز ارزیابی فرصت‌های موجود تأمین انرژی از سمت تولید[5] صورت می‌پذیرد. سپس با استفاده از نتایج تحلیل فوق راه‌حل بهینه‌ای برای تأمین انرژی موردنیاز بدست می‌آید که در آن تأمین بارهای الکتریکی و گرمایی با حداقل هزینه به عنوان هدف اصلی و در کنار آن ملاحظات زیست‌محیطی، مسایل بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری نیز مدنظر قرار می‌گیرد.

لازم به ذکر است که نتایج به اجرا گذاشته شدن تمهیدات مدیریت سمت مصرف بر انتخاب ظرفیت سامانه‌های CHP و در نتیجه میزان سرمایه‌گذاری تأثیر مستقیمی خواهد داشت. به عنوان مثال، چنانچه سیستم روشنایی، سیستم هواساز، تجهیزات سرمایش و گرمایش در یک ساختمان و یا سامانه‌های هوای فشرده در یک واحد صنعتی بهینه گردند، آنگاه میزان نیاز به انرژی الکتریکی، آب‌گرم، بخار و یا هوای فشرده نیز به طور قابل توجهی تغییر خواهد نمود. این امر خود می‌تواند موجب کاهش میزان اوج تقاضا و یا تغییر الگوی بار[6] گردد و این خود به عملکرد و نیاز به ارتقاء

1- Demand Side Management
2- Energy Conservation
3- Energy Efficiency
4- Integrated approach to energy resource optimization
5- Supply side
6- Load profile

بهبود سیستم انرژی تأثیرگذار خواهد بود. از آنجائیکه مطالب این فصل بر طراحی سامانه‌های CHP تمرکز دارد، در ادامه صرفاً مراحل مختلف توسعه پروژه‌های CHP به تفصیل تشریح می‌گردد.

تحلیل سیستم انرژی در یک مجموعه مصرف کننده، علاوه بر مطالعات کتابخانه‌ای نیازمند به فعالیت‌های گسترده میدانی و ارزیابی‌های فنی و اقتصادی قابل توجهی می‌باشد. اصولاً بخشی از اطلاعات مورد نیاز برای تحلیل‌های فنی و اقتصادی پروژه‌های احداث سامانه‌های CHP از فعالیتهای میدانی بدست می‌آید. در قسمت‌های بعدی از این فصل گستره اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات تحلیلی، ارزیابی و طراحی سامانه‌های تولید همزمان برق مورد بحث قرار می‌گیرد.

پس از انجام مطالعات فنی و اقتصادی و تصمیم سرمایه‌گذاران و کارفرمایان در خصوص احداث واحدهای CHP، مرحله اجرای پروژه شروع خواهد شد. بدین منظور ضروریست ابتدا منابع مالی و اعتبارات لازم برای خرید تجهیزات و احداث طرح تأمین گردد. سپس تشریفات لازم برای انتخاب پیمانکار واجد صلاحیت و عقد قرارداد صورت پذیرد.

عمده‌ترین فازهای اجرای پروژه فاز طراحی و فاز احداث می‌باشند که طی آن مطالعات مهندسی، تهیه اسناد فنی، خرید تجهیزات و نصب و راه‌اندازی صورت می‌پذیرد. چگونگی اجرای فازهای فوق‌الذکر به نوع قرارداد و شرح خدمات هر یک از ذی‌نفعان پروژه بستگی دارد. در فاز بهره‌برداری از پروژه نیز کلیه تجهیزات و زیرسیستم‌ها و نهایتاً مجموعه سامانه‌های CHP باید براساس مشخصات طراحی از عملکرد مناسبی برخوردار باشد. در ادامه مراحل مختلف توسعه پروژه‌های CHP تشریح می‌گردند.

به طور کلی فرآیند توسعه پروژه‌های CHP را می‌توان در پنج مرحله دسته‌بندی نمود:

مرحله اوّل: کفایت سنجی

هدف از کفایت سنجی[1] آن است که مشخص شود آیا مجموعه و یا تأسیسات موردنظر کاندید مناسبی برای بکارگیری سامانه CHP می‌باشد؟

مرحله دوّم: مطالعات امکان‌سنجی – فاز ۱

هدف از انجام این مرحله شناسایی اهداف پروژه و موانع موجود می‌باشد. همچنین، تحلیل فنی و اقتصادی فرصت‌های موجود در حداقل زمان و با کمترین هزینه از اهداف این مرحله از مطالعات می‌باشد.

مرحله سوّم: مطالعات امکان‌سنجی – فاز ۲

هدف از انجام این مطالعات، امکان‌سنجی تفصیلی و بهینه‌سازی طرح سامانه CHP شامل ظرفیت، کاربرد انرژی گرمایی، برآورد هزینه‌های احداث و تحلیل اقتصادی بازگشت سرمایه می‌باشد.

مرحله چهارم: مهندسی خرید و تدارکات اجراء پروژه

در این مرحله، فعالیت‌های مربوط به تعیین پیمانکار، خرید تجهیزات و اجراء پروژه براساس مشخصات فنی موردنظر و در محدوده بودجه و اعتبارات تعیین شده صورت می‌پذیرد.

مرحله پنجم: بهره‌برداری و نگهداری

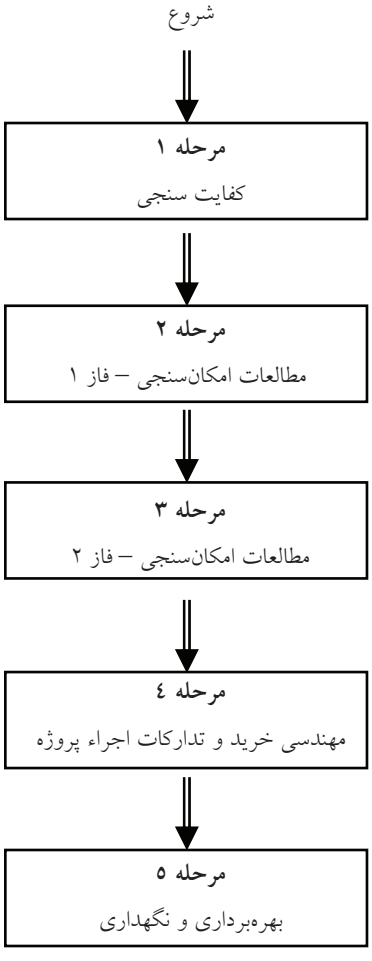
در این مرحله، عملیات راه‌اندازی و بهره‌برداری از سامانه CHP صورت گرفته و عملکرد آن

1- Qualification

در صرفه‌جویی انرژی و کاهش آلاینده‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد.

آنچه که باید مورد تأکید قرار گیرد آن است که پیش از اجرای هرگونه پروژه CHP باید امکان‌پـذیر بودن پروژه از دیدگاه فنی و نیز اقتصادی بودن آن بدقت مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرد.

شکل ۱–۸ روند نمای مراحل مختلف توسعه پروژه‌های CHP را نشان می‌دهد.



شکل ۱–۸: روند نمای توسعه پروژه‌های CHP

به منظور بیشینه‌سازی منافع اقتصادی بکارگیری سامانه‌های CHP، پروژه‌ها باید با توجه به نیازهای بهره‌برداری مجموعه (سایت) مورد نظر طراحی شده و با سیستم‌های موجود الکتریکی و مکانیکی یکپارچه گردند. با توجه به پیچیدگی فرآیند طراحی، تهیه و تدارک تجهیزات، احداث طرح ممکن است پیچیده و زمان گیر شود. در صورتیکه اهداف پروژه مثل میزان کاهش هزینه‌های انرژی، میزان افزایش قابلیت اطمینان و غیره کاملاً تبیین نشده باشد پروژه با تأخیر مواجه خواهد شد.

۸-۲ مراحل توسعه پروژه‌های CHP

در این قسمت هر یک از مراحل پنجگانه توسعه پروژه‌های CHP به تفصیل مورد بحث قرار می‌گیرند.

۸-۲-۱ مرحله اول – کفایت‌سنجی

هدف اصلی از کفایت‌سنجی، حذف آن دسته از مجموعه‌ها و یا تأسیساتی است که بکارگیری سامانه‌های CHP در آنها دارای مزیت فنی و اقتصادی نمی‌باشد. بنابراین سرمایه‌گذاران و کارفرمایان باید در ابتدا مناسب بودن CHP را مورد ارزیابی قرار دهند. همانگونه که در فصل‌های قبل اشاره شد، در حال حاضر انواع فنّاوریهای CHP با کاربردهای گوناگون در بخش‌های مختلف مصرف به صورت تجاری شده در دسترس می‌باشند. برای شناسایی هزینه‌ها و منافع قابل حصول در بکارگیری سامانه‌های CHP در یک مجموعه و یا تأسیسات خاص، باید مطالعات و تحلیل‌های تخصصی توسط مهندسین خبره صورت پذیرد. در این رابطه قبل از انجام هرگونه مطالعات و عملیات مهندسی، پاسخ‌گویی به برخی از سؤالات اولیه می‌تواند موجب صرفه‌جویی در هزینه و وقت سازمان موردنظر گردد.

سؤال اصلی که برای مدیران یک مجموعه و یا سازمان مطرح می‌شود آن است که "آیا این

مجموعه کاندید خوبی برای کاربرد CHP خواهد بود". در پاسخ به این سؤال باید ابتدا به چند سؤال دیگر جواب داد.

سؤال اول: آیا میزان پرداخت هزینه برق به ازای هر کیلووات ساعت از میزان معمول بیشتر است؟

سؤال دوم: آیا سازمان و یا مجموعه مورد نظر نسبت به تأثیر قیمت‌های فعلی انرژی و یا قیمت آن در آینده حساس است؟

سؤال سوم: آیا این مجموعه علاقمند به حضور در بازار برق است؟

سؤال چهارم: آیا قابلیت اطمینان برق و یا خاموشی برق در فعالیت‌های مجموعه و سازمان تأثیرگذار است؟

سؤال پنجم: آیا میزان فعالیت مجموعه از ۵۰۰۰ ساعت در سال بیشتر است؟

سؤال ششم: آیا مجموعه موردنظر در طول سال دارای بارهای گرمایی (شامل آب‌گرم، بخار، آب سرد چیلر، هوای گرم و غیره) می‌باشد؟

سؤال هفتم: آیا مجموعه در حال حاضر دارای تأسیسات مرکزی[1] می‌باشد؟

سؤال هشتم: آیا طی ۳ الی ۵ سال آینده برنامه‌ای برای تعویض و یا بروزسازی تأسیسات مرکزی در دستور کار است؟

سؤال نهم: آیا پیش‌بینی می‌کنید طی ۳ الی ۵ سال آینده برنامهٔ توسعه ظرفیت و یا ساخت و ساز جدید در مجموعه رخ دهد؟

سؤال دهم: آیا در گذشته برنامه بهبود بازدهی انرژی در آن مجموعه اجراء شده و همچنان هزینه انرژی زیاد است؟

سؤال یازدهم: آیا آن سازمان علاقمند به کاهش تأثیر منفی بر محیط‌زیست می‌باشد؟

1- Central utility

چنانچه پاسخ شما به ۳ سؤال و یا بیشتر مثبت باشد، می‌توان نتیجه گرفت که آن سازمان ممکن است کاندید خوبی برای بکارگیری CHP باشد.

برای اطمینان بیشتر از مفید بودن و مقرون به صرفه بودن کاربرد CHP در مجموعه باید پتانسیل سرمایه‌گذاری مورد ارزیابی دقیق‌تری قرار گیرد. بطور کلی عوامل متعددی اعم از فنی و اقتصادی در توجیه اقتصادی پروژه‌های CHP تأثیرگذار می‌باشند. از جمله عوامل فنی و کاملاً تأثیرگذار، همزمانی و تطابق تقاضای بارهای الکتریکی و گرمایی مجموعه با یکدیگر می‌باشد. در واحدهای صنعتی بارهای مکانیکی نیز می‌توانند مدنظر قرار گیرند. بارهای گرمایی شامل بخار، آب‌گرم، آب سرد (چیلر)، گرمایش فرآیند، سرماسازی و رطوبت‌گیری می‌باشد. لازم به یادآوری است که سامانه CHP را می‌توان بگونه‌ای طراحی نمود که گرمای تلف شده جهت تأمین نیازهای گرمایی به صورت‌های مختلف انرژی گرمایی تبدیل گردد.

توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه CHP در یک مجموعه موردنظر به عوامل متعددی مثل هزینه‌های فعلی، آینده انرژی الکتریکی و سوخت، طرح‌های جدید ساخت‌وساز، تعویض سیستم‌های سرمایش و گرمایش و میزان حساسیت مجموعه به قابلیت اطمینان برق بستگی دارد. ضمناً اقتصاد پروژه‌های CHP به طور قابل ملاحظه‌ای تحت تأثیر سیاستها، تعرفه‌ها و قیمت‌های اعمال شده از طرف شرکت‌های برق و گاز قرار می‌گیرد.

بطور کلی و در صورت طراحی مناسب، سامانه‌های CHP در بهبود بازدهی انرژی، صرفه‌جویی هزینه‌ها، کاهش اثرات منفی زیست‌محیطی و بهبود قابلیت اطمینان تأمین برق مورد نیاز سازمان تأثیر مثبتی را از خود به جای می‌گذارند. لیکن این امر تنها وقتی محقق می‌شود که مطالعات امکان‌سنجی فنی و اقتصادی احداث پروژه CHP به طور دقیق و کامل انجام گرفته باشد.

از دیگر موضوعاتی که در این مرحله باید مورد تفحص قرار گیرد فرهنگ و دیدگاه سازمان و مجموعه مورد نظر در خصوص بهره‌مندی از پروژه CHP می‌باشد. آشنایی با انتظار مدیران و

کاربران از بکارگیری این نوع سامانه‌ها، چگونگی تصمیم‌گیری، توقع از بازگشت سرمایه، چگونگی تأمین اعتبار پروژه، میزان آمادگی و استقبال مجموعه برای پذیرش رویکردهای جدید در احداث پروژه. دستیابی به اطلاعات و پاسخ‌های شفاف در رابطه با ملاحظات فرهنگی فوق نیاز به تخصیص وقت و متخصصین متبحر داشته و بدون تردید در فرآیند توسعه هرچه کارآمدتر پروژه تأثیر به سزایی دارد.

۸-۲-۲ مرحله ۲ – مطالعات امکان‌سنجی - فاز ۱

مرحلهٔ دوّم مطالعات به ارزیابی پتانسیل سرمایه‌گذاری در پروژه CHP تخصیص دارد که طی آن تحلیل اقتصادی در خصوص چگونگی بازگشت سرمایه انجام می‌گیرد. طی این مطالعات، اهداف و موانع پیش‌روی پروژه مورد شناسایی قرار گرفته و مزایای فنی و اقتصادی CHP مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

سؤالاتی که باید طی این مرحله از مطالعات به آنها پاسخ داده شود عبارتند از:

- آیا موانع قانونی و یا موانع بیرونی که مانع اجراء پروژه گردند وجود دارد؟
- آیا اهداف کارفرما (مدیران مجموعه) در طرح پروژه ملحوظ شده است؟
- میزان تخمین منافع اقتصادی و بهره‌برداری چقدر است؟
- آیا این میزان منافع توجیه کننده انجام مطالعات تفصیلی تحلیل سرمایه‌گذاری می‌باشد؟

جهت امکان‌سنجی و تعیین فرصتهای قابل دستیابی در بکارگیری CHP در یک مجموعه و یا واحد صنعتی مورد نظر، ضروریست مهندسین مشاور با تجربه و یا شرکت‌های توسعه‌دهنده CHP و یا شرکت‌های خدمات انرژی[1] (ESCO) جهت انجام مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ به خدمت گرفته شوند. وظیفهٔ این گروه مطالعاتی ارائه و تأمین اطلاعات مربوط به اقتصاد پروژه موردنظر

1- Energy Service Company

CHP به منظور تصمیم‌گیری دانش محور کارفرما و یا مدیران مجموعه در خصوص ادامه و یا توقف مطالعات توسعه CHP می‌باشد.

شناسایی موانع

اولین اقدام مهم در این فاز از مطالعات، شناسایی عوامل غیرقابل کنترل می‌باشد که می‌توانند مانع اجرای پروژه CHP در سایت مورد نظر باشند. ازجمله این عوامل قراردادهای موجود با شرکت‌های برق، عدم ارائه مجوز برای احداث واحد، قوانین و آئین‌نامه‌های عدم حمایت و یا عدم ارائه مجوز برای احداث سامانه‌های CHP و غیره می‌باشد. در صورت وجود هر یک از موانع فوق‌الذکر مطالعات باید به حالت تعلیق در آید. اما چنانچه این عوامل نقش کندکننده کار را دارند باید پیگیری لازم تا رفع آنها صورت پذیرد که این خود مستلزم تخصیص وقت و هزینه نیز می‌باشد.

طراحی مفهومی

اقدام بعدی در این مرحله از مطالعات، ارائه یک طرح مفهومی[1] برای سامانه CHP موردنظر می‌باشد. مشخصات کلی طرح ازجمله ظرفیت CHP باید براساس میزان بارهای الکتریکی و گرمایی موردنیاز در سایت باشد. همانگونه که پیشتر اشاره شد، در حالت ایده‌آل باید سایر برنامه‌های مدیریت سمت مصرف (DSM) از جمله برنامه‌های صرفه‌جویی انرژی (EC) نیز مدنظر قرار گیرد. به منظور کمینه‌سازی هزینه‌های مطالعات در مراحل اولیه توسعه پروژه، بهتر است کلیه اطلاعات مربوط به هزینه‌های برق و سوخت به راحتی در اختیار گروه مطالعاتی قرار داده شود تا براساس این داده‌ها تخمینی از میزان بارهای الکتریکی و گرمایی برآورد شود.

1- Conceptual design

پروفیل‌های تخمینی بارها و نسبت انرژی الکتریکی به گرمایی[1] جهت بررسی تطابق مشخصات انواع فنّاوری‌های مختلف CHP با نیازهای سایت مورد استفاده قرار می‌گیرد.

معمولاً مقرون به صرفه‌ترین سامانه‌های CHP بگونه‌ای طراحی می‌شوند که بخشی از نیاز انرژی الکتریکی سایت را تأمین نموده و در عین حال قسمت اعظم بارهای گرمایی را تأمین نماید. این نوع طراحی که تحت عنوان «طراحی برمبنای بارگذاری گرمایی»[2] شناخته شده است، بیشترین میزان بازدهی انرژی و بیشترین میزان صرفه‌جویی هزینه‌ها را محقق می‌سازد. دلیل این امر آن است که با اطمینان زیادی می‌توان انتظار داشت که تمامی انرژی تولید شده توسط سامانه CHP در محل سایت مورد استفاده قرار می‌گیرد. البته باید یادآور شد که نیازهای سایت و بهینه‌سازی کلی سیستم ممکن است ایجاب نماید که از رویه‌های دیگر طراحی CHP، مثل روش طراحی براساس بارپایه[3] استفاده شود.

تحلیل اقتصادی مقدماتی

یکی از مهمترین مؤلفه‌های مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ تحلیل اقتصادی طرح‌های مختلف CHP با پیکره‌بندی‌های متفاوت می‌باشد. در بسیاری از موارد برآورد هزینه تجهیزات در مراحل نخست شروع کار کاملاً صحیح می‌باشد. لیکن سایر هزینه‌های احداث پروژه ممکن است در حد تخمین اولیه باشد. در برآورد اولیه بودجه مورد نیاز برای توسعه پروژه‌های CHP باید علاوه بر هزینه‌های تجهیزات و ساخت، سایر هزینه‌های دیگر مثل هزینه بهره‌برداری، هزینه تعمیر و نگهداری نیز در تحلیل اقتصادی ملحوظ گردد.

در تحلیل اقتصادی مقدماتی معمولاً از روش ساده بازگشت سرمایه استفاده می‌شود. در این رابطه باید موارد زیر مدنظر قرار گیرد:

1- Electricity – to – heat ratio
2- Thermal base loading design
3- Base – load design

- میزان تولید برق و گرما توسط سامانه CHP و میزان تخمینی استفاده از برق و گرمای تولیدی در محل سایت
- میزان هزینه‌های پرداخت نشده جهت خرید برق و گرما
- میزان هزینه سوخت مصرفی CHP
- میزان سرمایه‌گذاری برای احداث CHP
- هزینه‌های بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری CHP

علاوه بر موارد فوق تحلیل حساسیت نسبت به اعمال مشوق‌ها و جریمه‌ها، هزینه‌های اضافی و منافع حاصل از بکارگیری استفاده از سامانه CHP به عنوان تأمین کننده برق اضطراری و نیز تأثیر تغییر تعرفه‌های برق توسط شرکت برق از جمله مواردی هستند که باید در تحلیل اقتصادی مقدماتی تحت مطالعه قرار گیرند. نتایج تحلیل اقتصادی فوق در این مرحله برای تصمیم‌گیری در خصوص ادامه کار فرآیند توسعه پروژه وانجام مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ بسیار حائز اهمیت می‌باشد.

چنانچه کلیه هزینه‌های فوق‌الذکر و منافع حاصله در تحلیل اقتصادی اولیه منظور گردد، انتظار می‌رود نتایج این مطالعات از فرصت‌های قابل حصول از بکارگیری سامانه CHP در مجموعه و یا واحد صنعتی موردنظر تصویر روشن و دقیقی ارائه نماید. البته باید توجه نمود که تحلیل اقتصادی مبتنی بر بازگشت سرمایه فقط یک ارزیابی مقدماتی می‌باشد و چنانچه تحلیل‌های انجام شده حاکی از آن باشد که سامانه CHP قابلیت تأمین نیازهای بهره‌برداری و توقعات اقتصادی سایت را داشته باشد آنگاه پیشنهاد می‌شود که در خصوص جزئیات خرید تجهیزات و احداث پروژه بررسی‌های دقیق‌تری صورت گیرد. این بخش از بررسی‌ها در مرحله مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ انجام می‌گیرد.

همانگونه که پیشتر ذکر گردید، مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ به اطلاعات گوناگونی که از سایت

مورد مطالعه دریافت و یا جمع‌آوری می‌گردد نیاز دارد. اطلاعات مذکور را می‌توان در ۷ محور به شرح زیر دسته‌بندی نمود:

۱- *داده‌های ارتباط:* شامل اطلاعات تماس و آدرس جهت کسب اطلاعات فنی اولیه

۲- *داده‌های سایت:* شامل اطلاعات پایه مربوط به نوع و زمان فعالیت، مشخصات کلی و محدودیت‌ها

۳- *اطلاعات مصرف برق:* شامل چگونگی تأمین برق مجموعه، اطلاعات مربوط به مصرف برق، مقدار میانگین و اوج تقاضا (دیماند)، الگوی مصرف ماهانه و فصلی

٤- *اطلاعات مصرف سوخت:* شامل نوع، میزان، الگوی مصرف، هزینه‌ها و ماهیت مصرف سوخت

۵- *بارهای گرمایی:* اطلاعات مربوط به میزان، الگو و شرایط (دما و فشار) بارهای گرمایی شامل بخار، آب‌گرم و گرمایش مستقیم

٦- *تجهیزات موجود:* شامل اطلاعات مربوط به ظرفیت، بازدهی تجهیزات گرمایشی و سرمایشی

۷- *سایر اطلاعات:* شامل موضوعات ویژه سایت مورد نظر از قبیل طرح‌های توسعه و غیره که ممکن است بر طراحی سامانه CHP تأثیر بگذارد.

جزئیات و فرمت جمع‌آوری مربوط به هر یک از اطلاعات فوق‌الذکر در پیوست «الف» آورده شده است.

۸-۲-۳ مرحله ۳- مطالعات امکان‌سنجی - فاز ۲

۸-۲-۳-۱ کلیات مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲

هدف اصلی از انجام مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ تکمیل تحلیل اقتصادی در سطح سرمایه‌گذاری می‌باشد. در این مرحله، جایگزینی کلیه فرضیات استفاده شده در مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ با

اطلاعات تأئید شده جهت استفاده در بهینه‌سازی طراحی سامانه CHP ضروری می‌باشد. در این رابطه ضروریست کارفرما، مدیران و یا تیم مطالعاتی کلیه هدف‌های بهره‌برداری از پروژه را قبلاً مورد شناسایی قرار داده باشند. ضمناً این هدف‌ها باید ملاحظات مختلف از جمله نیازهای کنترلی، پایش، نگهداری و نیز قابلیت بهره‌برداری از CHP در حالت مستقل از شبکه (در صورت طراحی سیستم برای بهره‌برداری در حالت قطع شبکه) را نیز دربرگیرد.

نتایج مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ باید شامل موارد زیر باشد:

- ساخت و احداث سامانه CHP
- بهره‌برداری
- هزینه تعمیرات
- محاسبات اقتصادی مبتنی بر بازگشت سرمایه و تحلیل هزینه چرخه عمر مفید سرمایه‌گذاری

در پایان مرحله ۳ مطالعات، نتایج و اطلاعات حاصله باید بگونه‌ای باشد که زمینه ساز تصمیم‌گیری نهایی برای ادامه پروژه و وارد شدن به فاز خرید تجهیزات و احداث پروژه باشد.

ظرفیت سامانه CHP پس از تعیین دقیق الگوی بارهای الکتریکی و گرمایی، نهایی می‌گردد. حتی‌المقدور باید سعی گردد براساس داده‌های مختلف جمع‌آوری شده اعم از اطلاعات شرکت برق، داده‌های اندازه‌گیری و ثبت شده توسط دستگاههای ثبات و سامانه‌های کنترل، الگوی بار هرچه دقیقتر مشخص گردد. لازم به یادآوری است که رشد بار ناشی از عوامل مختلف از جمله طرح‌های توسعه آتی و ساخت و سازهای جدید نیز باید در مطالعات ملحوظ گردد.

در جهت تکمیل و اجرای هرچه دقیقتر مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ ضروریست بازدیدهای متعددی از محل اجرای پروژه صورت گرفته و اطلاعات و نقشه‌های مربوط به تجهیزات موجود الکتریکی، مکانیکی و سازه‌های مربوطه مورد بررسی و مرور قرار گیرند. گروه مطالعاتی CHP و

تصمیم‌گیران مجموعه یا واحد صنعتی باید نسبت به تصمیم‌های مهمی که در این مرحله در خصوص هزینه‌های پروژه اتخاذ می‌گردد در هماهنگی کامل با یکدیگر باشند. گستره این هماهنگی مشترک می‌تواند مشخصات خاص سامانه CHP (ظرفیت، نوع محرک اولیه، محل نصب و غیره) را نیز دربرگیرد. تصمیم‌گیری در خصوص موقعیت محل نصب CHP و نزدیکی اتصال آن به تجهیزات الکتریکی و گرمایی روی هزینه‌های احداث CHP تأثیر قابل توجهی دارد. البته در این رابطه نظریات کارفرما و محدودیت‌های فیزیکی موجود در محل را نیز باید ملحوظ داشت.

ذکر این مطلب ضروریست که معمولاً برآورد هزینه‌های پروژه در مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ با فرضیات ساده و محافظه‌کارانه صورت می‌گیرد، لیکن با ملحوظ داشتن واقعیت‌ها و محدودیت‌های موجود در محل اجرای پروژه که به آنها عوامل سایت[1] می‌گویند، در برآورد هزینه‌ها در مرحله مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ احتمال مغایرت قابل توجهی وجود دارد. برخی اوقات تفاوت فاحش بین برآورد هزینه‌ها در فاز ۱ و فاز ۲ ممکن است موجب حذف کامل پروژه گردد.

۸-۲-۳-۲ گستره فعالیتهای مرحله سوّم

مرحله سوم مطالعات توسعه پروژه‌های CHP باید با جزئیات ودقت مناسبی صورت گیرد به گونه‌ای که با استفاده از داده‌های دقیق منجر به نتایجی گردد که قابل استفاده برای تصمیم‌گیری مدیران و سرمایه‌گذاران باشد. در ادامه سرفصل فعالیتهای این مرحله آورده شده است.

- **توصیف کلی مجموعه و تجهیزات**

– توضیح در مورد سایت و تجهیزات اصلی مصرف کننده انرژی، شناسایی سیستمها ویا

1- Site factors

تجهیزاتی که با بکارگیری سامانه CHP باید تعویض شده و یا اینکه تحت تأثیر قرار می‌گیرند.

- تعیین موقعیت محل نصب CHP در سایت
- مشخص نمودن محل فیدرهای برق، ترانسفورماتورها و نقاط اندازه‌گیری پارامترها (مثل ولتاژ)
- مشخص نمودن محل لوله‌های گاز، مخزن ذخیره سوخت، نقاط اندازه‌گیری و پارامترهای مهم مثل فشار و ظرفیت
- مشخص نمودن محدودیت‌های فیزیکی در سایت
- توصیف طرح‌های توسعه سایت (در صورت وجود)
- تعیین نیازهای برق اضطراری و یا برق پشتیبان و مشخص نمودن مشخصات ژنراتورهای فعلی
- مروری بر برنامه‌های موجود برای فروش برق و یا گرما

- **تعیین نیازهای انرژی سایت**

- مروری بر صورت حساب‌های اخیر برق و سوخت
- مروری بر تعرفه‌های برق و سوخت
- تعیین الگوی میانگین مصرف ساعتی برای هر یک از انواع انرژی (به صورت فصلی)
- تهیه جداول و یا گرافهای نشان دهنده الگوی مصرف روزانه و یا سالانه هر یک از انواع انرژی (برق، بخار، آب‌گرم، آب سرد و غیره)
- تعیین ریز مصارف تجهیزاتی که با CHP تعویض می‌شوند، به تفکیک نوع انرژی الکتریکی و یا گرمایی

- مروری بر روش تحلیل و مدل‌سازی CHP

- **انتخاب تجهیزات CHP**
  - مبنای انتخاب تجهیزات
    - گرمای خروجی
    - ظرفیت
    - آلایندگی
    - محدودیت‌های سایت
    - غیره
  - بررسی گزینه‌های مختلف پیکره‌بندی سامانه CHP
  - مقایسه کمی و کیفی محرکه‌های اولیه شامل مدل، ظرفیت الکتریکی، مصرف سوخت، بازدهی فصلی، میزان نویز، میزان آلایندگی، نیازهای تعمیر و نگهداری، قابلیت اطمینان، هزینه سرمایه‌گذاری، نرخ بازگشت سرمایه و یا سایر شاخص‌های اقتصادی مورد نظر کارفرما

- **توصیف سامانه CHP ترجیحی**
  - توضیح کلی سیستم، محرکه اولیه، ژنراتور، بازیافت حرارت
  - بازدهی الکتریکی و بازدهی کلی CHP، میزان تأمین انرژی مورد نیاز سایت
  - دیاگرام شماتیک و نقشه چیدمان
  - دیاگرام تک‌خطی سیستم الکتریکی
  - دیاگرام تک‌خطی سیستم گرمایی

- چگونگی اتصال CHP به سیستم موجود
- سیستم‌های کنترل و پایش
- تغییرات مورد نیاز در سایت

- **بهره‌برداری از سیستم**
  - تعداد ساعات بهره‌برداری در سال
  - توصیه چگونگی بهره‌برداری (بارگذاری براساس بار حرارتی پایه، دنباله‌روی بار الکتریکی، پیک‌سایی)
  - نیازهای بهره‌برداری در حالت مستقل از شبکه و قابلیت راه‌اندازی در حالت شبکه خاموش[1]

- **بررسی آئین‌نامه‌ها و قوانین مرتبط و مجوزهای مورد نیاز**
  - بررسی نیازهای زیست‌محیطی برای اخذ مجوز
  - بررسی نیازهای محلی و منطقه‌ای

- **هزینه کلی سامانه CHP**
  - خلاصه‌ای از هزینه‌های کلی به صورت اجراء کلید در دست شامل هزینه‌های تجهیزات، نصب، مهندسی، ساخت سازه‌ها و راه‌اندازی
  - ریز هزینه‌های تجهیزات اصلی شامل، محرکه اولیه، کمپرسور سوخت گاز (در صورت نیاز)، ژنراتور، سیستم بازیافت حرارت، تجهیزات راه‌اندازی در حالت شبکه

1- Black start

خاموش (در صورت نیاز)، برج خنک‌کن و یا سایر تجهیزات دفع حرارت، اتصالات به سیستم موجود، هزینه اتصال به شبکه برق سراسری، سیستم‌های کنترل، اتصال به شبکه گرمایی سایت، سایر تجهیزات گرمایی مثل چیلر جذبی، سایر تجهیزات جانبی مثل صداگیرها، دودکش، تأمین هوای ورودی، لرزه‌گیرها، تجهیزات کنترل آلایندگی

- ریز هزینه‌های نصب، مهندسی، مجوزها، ساخت سازه‌ها و ساختمان مورد نیاز، هزینه‌های اضطراری، آماده‌سازی سایت و مصالح مورد نیاز

- **هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری به غیر از سوخت**
  - هزینه‌های ثابت و متغیر مربوط به بهره‌برداری و نگهداری تجهیزات اصلی شامل محرکه اولیه، تجهیزات بازیافت حرارت، تجهیزات حرارتی، تجهیزات کنترل آلایندگی
  - هزینه‌های تعمیرات اساسی توسط کارکنان سایت و یا به صورت مقاطعه‌کاری

- **برنامه زمانبندی اجرای فازهای مختلف پروژه**
  - خرید تجهیزات
  - ساخت و ساز
  - اخذ مجوز
  - راه‌اندازی

- **تشریح فرضیات تحلیل اقتصادی**
  - گزینه‌های تأمین سرمایه و فرضیات مربوطه شامل میزان وام، نرخ تنزیل و بهره، نرخ مالیات
  - کل هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات و نصب CHP، هزینه هر گونه تجهیزات تعویض شده

- هزینه بهره‌برداری و نگهداری توسط کارکنان سایت یا مقاطعه‌کاران
- نرخ و تعرفه‌های برق و سوخت
- سایر هزینه‌های اضافی و یا اعتبارات مثل مشوق‌ها و یا ارزش قابلیت اطمینان
- سایر منافع قابل حصول مثل اعتبارات میزان انتشار آلاینده‌ها[1]
- تحلیل حساسیت نسبت به هزینه‌های سوخت، نرخ برق، مشوق‌ها و قابلیت دسترسی CHP

- **تبیین جزئیات تحلیل اقتصادی سامانه CHP منتخب**
- **مستندسازی مطالعات و تهیه گزارش فعالیتها**
  - محاسبات فنی و اقتصادی
  - انضمام متن قوانین و آئین‌نامه‌های مربوطه
  - بروشور تجهیزات CHP فروشندگان مختلف
  - سایر اطلاعات مربوط به پروژه

با توجه به اهمیت تحلیل اقتصادی در توسعه پروژه‌های CHP و به منظور آشنایی هرچه بیشتر خوانندگان کتاب، روش‌های تحلیل اقتصادی پروژه‌ها در فصل نهم به تفصیل مورد بحث قرار گرفته است.

٤-٢-٨ مرحله ٤- مهندسی خرید و تدارکات اجرای پروژه

پس از انجام مراحل مختلف مطالعات امکان‌سنجی و تصمیم‌گیری کارفرمایان و مدیران ارشد در خصوص ورود به فاز اجرائی توسعه پروژه CHP، مرحله مهندسی خرید و تدارکات اجرائی مورد

1- Emission credits

نیاز برای احداث پروژه فعال می‌گردد. هدف از اجـراء ایـن مرحلـه خریـد تجهیـزات، سـاخت و عملیاتی نمودن پروژه براساس مشخصات فنی تعیین شده، زمانبندی پیش‌بینی شده و نیز بودجه در نظر گرفته شده می‌باشد. از نظر زمانی این مرحله از کار با توجه به ظرفیت CHP و پیچیدگی‌هـای مربوطه بین ۳ الی ۳۰ ماه طول می‌کشد. هزینه‌های تخمینی تا مرحله به بهره‌برداری CHP رسـیدن با توجه به نوع فنّاوری و ظرفیت سامانه و مشخصات سایت، حدوداً بـین ۱۰۰۰ تـا ٤۰۰۰ دلار بـه ازای هر kW ظرفیت منصوبه برآورد می‌گردد.

فرآیند مهندسی خریـد و تـدارکات اجرائـی توسـعه پـروژه‌هـای CHP دارای رونـدی مشـابه پروژه‌های احداث نیروگاههای برق داشته و بطور کلی از سه بخش اصلی تشکیل یافته است:

- انتخاب پیمانکار احداث CHP
- تأمین مالی احداث CHP
- اخذ مجوز احداث CHP

۸-۲-٤-۱ انتخاب پیمانکار احداث CHP

یکی از ویژگی‌ها و تفاوت‌های پروژه‌های احداث CHP در مقایسه با سایر پروژه‌های صرفه‌جویی انرژی، نیاز به تخصص‌های چندگانه و ماهیت چنـد وجهـی[1] بـودن آن مـی‌باشـد. بـه طـور کلـی پروژه‌های احداث CHP به خدماتی شامل خـدمات مهندسـی بـرق، مکانیـک، سـازه، پیمانکـاران اجرایی، تأمین کنندگان تجهیزات، مدیریت پروژه، مشاوران محیط‌زیست و نهادهـای سـرمایه‌گـذار نیاز دارد. تحصیل اینگونه خدمات می‌تواند از طریق فرآیند سنتی «طراحی – مناقصـه – احـداث[2]» انجام گیرد. در این صورت کارفرما، مدیران سایت و یا مالکـان CHP بایـد خـود بـه میـزان قابـل توجهی درگیر نظارت و مدیریت پروژه شوند. گزینه دیگر انعقاد قـرارداد کلیـد دردسـت[3] اجـرای

1- Multi – discipilinary nature
2- Design – bid - build
3- Turnkey

پروژه CHP می‌باشد. در این شیوه پیمانکار اصلی خود عهده‌دار تأمین کلیه نیازها و خدمات پروژه بوده و در صورت نیاز از پیمانکاران دست دوّم نیز استفاده می‌نماید.

انتخاب یک پیمانکار و یا مجری پروژه امری بسیار حساس و حائز اهمیت است. زیرا اغلب کارفرمایان جهت تبدیل یک پروژه در سطح یک عقیده امکان‌پذیر به یک پروژه قابل بهره‌برداری و مدیریت کلیه فعالیتها به پیمانکار اصلی اتکاء می‌نمایند. برخی از کارفرمایان با توجه به دارا بودن تجربه لازم و منابع کافی تمایل دارند خود هدایت فعالیت‌های توسعه پروژه را برعهده گیرند. اما در این حالت نیز انتخاب پیمانکار واجد صلاحیت می‌تواند بطور قابل توجهی در موفقیت پروژه تأثیرگذار باشد.

از دیدگاه مالکان سه رویه کلی برای ساختار توسعه یک پروژه CHP وجود دارد که عبارتند از:

۱- **توسعه پروژه به صورت امانی** – این شیوه روش سنتی «طراحی – مناقصه – ساخت» می‌باشد. در این روش مالک پروژه یک مشاور استخدام نموده و خود فعالیتهای طراحی و احداث را مدیریت می‌کند. هر چند که این روش از نظر اقتصادی مقرون به صرفه است، لیکن کلیه ریسک‌های پروژه برعهده مالک بوده و لذا باید خود در سطح گسترده‌ای درگیر امور نظارتی و مدیریتی پروژه شود.

۲- **انعقاد قرارداد به صورت کلید دردست** – در این حالت مالک پروژه نسبت به انتخاب یک شرکت پیمانکار واجد صلاحیت اقدام نموده و انجام کلیه فعالیت‌های مربوط به احداث پروژه تا مرحله راه‌اندازی را در قالب یک قرارداد کلی کلیددردست به وی واگذار می‌کند. در این روش بخشی از ریسک‌ها به پیمانکار منتقل می‌شود، لیکن از نظر اقتصادی پرهزینه نیز می‌باشد.

۳- **اجرای مشارکتی پروژه** – در این روش مالکان مجموعه و یا واحد صنعتی در قالب یک طرح مشارکتی با گروه‌های دیگر مثل شرکت‌های مهندسی – تأمین تجهیزات – احداث

(EPC) [1] بطور مشترک نسبت به احداث پروژه اقدام نموده و در ریسک‌ها و منافع پروژه با یکدیگر شریک می‌شوند.

با توجه به روشهای فوق‌الذکر، مالکان مجموعه باید ابتدا نقش مورد علاقه خود را در روند توسعه پروژه CHP با در نظر داشتن دو سؤال اصلی زیر تعیین نمایند:

- آیا مالک مجموعه، پروژه را به صورت امانی یا به صورت قرارداد کلیددردست اجراء می‌نماید؟
- آیا مالک به‌دنبال یافتن یک شریک و یا مجری پروژه باشد که بهترین هماهنگی با شرایط مورد نظر وی را داشته باشد؟

اجرای پروژه به صورت امانی

چنانچه مالک مجموعه تصمیم بر اجرای امانی پروژه داشته باشد، ابتدا باید توانمندی‌های پیمانکارانی که می‌توانند نیازهای پروژه را تأمین نمایند مورد بررسی قرار گیرد. عواملی که در انتخاب پیمانکار واجد صلاحیت باید مورد توجه قرار گیرند عبارتند از:

- تجربیات گذشته پیمانکار در زمینه CHP
- سابقه اجرای موفق پروژه‌ها
- منابع در اختیار پیمانکار از قبیل، توان مهندسی، توان مالی، توان اجرائی، سابقه اخذ مجوزهای مربوط به احداث پروژه‌ها

اطلاعات مربوط به توانمندی پیمانکاران از طریق بررسی گزارش‌های فنی، بروشورها و نیز دریافت اطلاعات از کارفرمایانی که طرف قرارداد پیمانکاران موردنظر بوده‌اند قابل دسترسی می‌باشد.

1- Engineering – Procurement - Construction

اجرای پروژه به صورت کلیددردست

انتخاب یک مجری که پروژه را به صورت کلیددردست اجرا نماید از یک سو رویه‌ای است که موجب کاهش مسئولیت‌ها و ریسک‌های مالک مجموعه می‌گردد و از سوی دیگر موجب اجرای پروژه با یک قیمت تضمینی می‌شود. ازجمله مزایای این روش مهارت و تجربه پیمانکاران کلیددردست و نیز امکان دسترسی آنها به منابع مالی می‌باشد.

باید توجه نمود که پذیرش ریسک‌های پروژه توسط پیمانکار موجب افزایش قیمت اغلب پروژه‌های کلیددردست نسبت به پروژه‌های امانی می‌شود. گزینه کلیددردست در صورتی که مالک مجموعه حاضر به پذیرش ریسک نباشد، روش مناسبی برای اجرای پروژه می‌باشد.

انتخاب سایر انواع مشارکت کنندگان

اصولاً برای توسعه پروژه‌ها رویه‌های گوناگونی پیش‌روی کارفرمایان قرار دارد. این رویه‌ها در گستره‌ای بین گزینه اجرای پروژه به صورت امانی تا اجرای پروژه به صورت کلیددردست قرار می‌گیرند. در این میان کارفرما با توجه به امکان انتخاب مشارکت کنندگان مختلف، گزینه‌ای که با شرایط پروژه و توانمندی‌های مجموعه تطابق بیشتری دارد را انتخاب می‌نماید. در ادامه سه گروه از شرکت کنندگان در پروژه به ترتیب کاهش محدوده ارائه خدمات در اجرای پروژه معرفی می‌گردند.

مجری کامل[1]: یک شرکت فعال در زمینه‌های توسعه، مالکیت و یا بهره‌برداری از پروژه‌های انرژی به عنوان مجری کامل، احداث پروژه را عهده‌دار می‌شود. معمولاً این نوع مشارکت کنندگان، خود مالکیت تأسیسات CHP را اختیار می‌نمایند. گاهی اوقات نیز فقط اجرای پروژه به صورت کلیددردست را عهده‌دار می‌شوند.

1- Pure developer

تأمین کننده تجهیزات: یک شرکت فعال در زمینه فروش تجهیزات برق و انرژی تأمین تجهیزات را به عهده می‌گیرد. گاهی اوقات در شرایط خاص این مشارکت کننده در توسعه پروژه و یا مالکیت سامانه‌ای که از تجهیزات عرضه شده توسط خود وی احداث شده ابراز تمایل می‌نماید.

شرکت مهندسی – تأمین تجهیزات – احداث (EPC): مشارکت کننده‌ای است که طیف کامل خدمات مهندسی، تأمین تجهیزات و احداث پروژه را ارائه می‌نماید. معمولاً بسیاری از شرکت‌های EPC دارای گروه‌های توسعه پروژه‌های انرژی می‌باشند و در عین حال ممکن است تمایل به مالکیت پروژه داشته باشند.

در حالت ایده‌آل، باید مشارکت کننده‌ای که نیازهای خاص پروژه مثل توانایی تأمین مالی پروژه یا تأمین تجهیزات را عهده‌دار شود مورد شناسایی قرار گیرد. یکی از راهکارهای مناسب برای جذب و ارزیابی مشارکت کنندگان، صدور درخواست ارائه پیشنهاد [1] (RFP) می‌باشد. بطور کلی، یک مشارکت کننده با حضور خود بخشی از مسئولیت‌های توسعه پروژه را عهده‌دار شده و میزان ریسک تحمیلی به کارفرما را کاهش می‌دهد. لازم به ذکر است که میزان کاهش ریسک به نوع مشارکت کننده منتخب بستگی دارد. بعنوان مثال، یک مشارکت کننده در قالب «مجری کامل» معمولاً ریسک‌ها و مسئولیت‌های مربوط به ساخت و ساز، عملکرد تجهیزات، مجوزهای زیست‌محیطی، پروانه احداث و تأمین اعتبار را بعهده می‌گیرد. لیکن مشارکت کننده‌ای که تجهیزات پروژه را تأمین می‌نماید، فقط ریسک‌های مربوط به عملکرد تجهیزات را تقبل می‌کند.

تنظیم درخواست ارائه پیشنهاد [2] (RFP)

فرآیند RFP رویه‌ای مناسب برای غربال پیشنهادات دریافتی و انتخاب مناسب‌ترین پیشنهاد

1- Request For Proposal
2- Request for Proposal

(پیشنهادات) به منظور انجام مذاکرات بیشتر می‌باشد. هرچه RFP دقیق‌تر تهیه شده باشد، پیشنهادات دریافتی نیز سازنده‌تر، شفاف‌تر و مفیدتر خواهند بود. کارفرما باید متن RFP را بگونه‌ای تنظیم نماید که نیازهای پروژه را پوشش دهد. مثلاً اگر تأمین مالی پروژه ازجمله نیازها باشد، آنگاه در RFP باید این موضوع مطرح گردد.

بطور کلی، از مخاطبین RFP باید خواسته شود که اطلاعات زیر را عرضه نمایند:

- توصیف پروژه CHP و گزینه‌های قابل دسترسی
- گستره خدمات قابل ارائه (مثلاً توسعه دهنده، مالکیت، بهره‌برداری)
- سابقه اجرای پروژه‌های مشابه و عملکرد آنها
- پیشنهاد کلیددردست (در صورت نیاز)
- توصیف فنّاوری و اطلاعات عملکرد
- مجوزهای زیست‌محیطی، اتصال به شبکه و پروانه احداث
- برنامه تأمین اعتبارات مالی
- برنامه زمانبندی

متن RFP باید منعکس کننده محفوظ بودن حق کارفرما در رد و یا پذیرش برخی پیشنهادات برای مذاکرات بیشتر باشد. امکان صدور RFPهای متعدد برای بخش‌های مختلف پروژه نیز وجود دارد که شامل موارد زیر می‌باشد:

- انجام مطالعات امکان‌سنجی (در صورت نیاز)
- تجهیزات
- ساخت و ساز
- طراحی مهندسی

- اخذ مجوز
- نگهداری

تنظیم قرارداد

پس از انتخاب پیمانکار، توسعه‌دهنده و یا مشارکت کننده، شرایط اجرای کار باید در قالب یک قرارداد تنظیم گردد. متن قرارداد باید ملاحظات مختلفی ازجمله تخصیص ریسک‌های پروژه را دربرگرفته باشد. برخی از مؤلفه‌های اصلی قرارداد به شرح زیر می‌باشند:

تاریخ بهره‌برداری تجاری: تاریخی که پروژه CHP به صورت دائمی قابل بهره‌برداری می‌باشد.

نکات برجسته: تکمیل کارهای مهندسی، شروع عملیات ساخت و ساز، تحویل تجهیزات، راه‌اندازی

هزینه‌ها و نرخ‌ها: قیمت EPC و یا کلیددردست، نرخ ساعتی دستمزد، سقف قیمتها

گارانتی عملکرد: خروجی تعیین شده (کیلووات، بی‌تی‌یو بر ساعت)، نرخ گرمایی، قابلیت دسترسی، کیفیت توان

ضمانت‌ها: خروجی، کاهش بازدهی، نرخ خروج، هزینه تعویض تجهیزات

معیارهای پذیرش: روشهای آزمون، روشهای محاسباتی

پاداش: پاداش تکمیل زودرس پروژه، مشخصات فراتر از مقدار تعیین شده

جرایم: خسارات ناشی از تأخیر، خسارات عدم دسترسی به مشخصات

باید توجه داشت که هر قراردادی با توجه به ماهیت پروژه، اهداف و محدودیتهای مربوطه می‌تواند با قراردادهای دیگر متفاوت باشد. با توجه به پیچیدگی و حساسیت در چگونگی تنظیم قرارداد، توصیه می‌شود برای این منظور از مشاوران حقوقی استفاده شود.

۲-٤-۲-۸ تأمین مالی پروژه‌های CHP

تصمیم‌گیری در خصوص چگونگی تأمین مالی[1] (فاینانس) پروژه یکی از مهم‌ترین مراحل توسعه پروژه‌های CHP می‌باشد. احداث این گونه پروژه‌ها نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه برای تأمین هزینه‌های خرید تجهیزات، ساخت و ساز، نصب و راه‌اندازی و نیز هزینه اخذ مجوزهای مختلف را دارد. طبیعتاً این هزینه‌ها از طریق صرفه‌جویی به عمل آمده با توجه به هزینه‌های کمتر انرژی در طول عمر مفید پروژه جبران می‌گردد. لازم به ذکر است که ساختار استفاده شده برای تأمین سرمایه اولیه تأثیر قابل توجهی بر هزینه‌های پروژه داشته و نتیجتاً بر اقتصاد درازمدت مجموعه و یا واحد صنعتی مورد مطالعه اثرگذار خواهد بود. روش‌های نوین در تأمین سرمایه اولیه می‌تواند ریسک‌های پروژه را بین ذی‌نفعان و مشارکت کنندگان توزیع نموده و هر گونه محدودیت‌های تأمین سرمایه را برطرف نماید.

یکی از دغدغه‌های تأمین کنندگان مالی چگونگی بازگشت سرمایه آنان از محل پروژه می‌باشد. امروزه گزینه‌های مختلفی از چگونگی تأمین مالی در بازار تجاری وجود دارد که هر یک از میزان ریسک‌پذیری متفاوتی برخوردار می‌باشند. بطور کلی، شرایط تأمین مالی از منابع مختلف متفاوت بوده و به عوامل چندی مثل میزان ریسک‌پذیری تأمین کننده مالی، چگونگی عملکرد پروژه و مدت زمان بازگشت سرمایه بستگی دارد.

انواع روشهای تأمین مالی پروژه‌های CHP

- تأمین مالی از محل عایدات و یا جریان نقدی داخلی[2]
- تأمین مالی از طریق وام[3]
- تأمین مالی از طریق مشارکت در سرمایه[1]

1- Financing
2- Company earning or internal cash flow financing
3- Debt financing

- تأمین مالی از طریق اجاره به شرط تملیک[۲]
- تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت[۳] (برای نهادهای عمومی)
- تأمین مالی پروژه‌ای و یا شخص ثالث[٤]
- تأمین مالی به روش «ساخت، بهره‌برداری، واگذاری[٥] (BOT)»
- تأمین مالی به روش «ساخت، مالکیت، بهره‌برداری[٦] (BOO)»

به طور کلی تأمین کنندگان مالی، توانمندی مالی پروژه‌های بالقوه را براساس دو معیار زیر ارزیابی می‌نمایند:

نسبت پوشش‌بدهی[۷] - یکی از مهمترین معیارهای توانمندی مالی پروژه میزان توانائی بازپرداخت وام می‌باشد. پوشش بدهی عبارت است از نسبت درآمد عملیاتی به میزان وام و معمولاً به صورت سالانه محاسبه می‌شود.

نرخ بازگشت سرمایه[۸] **(ROR)**: میزان نرخ بازگشت سرمایه در اغلب پروژه‌های CHP در محدوده ۱۵ الی ۲۰ درصد می‌باشد.

به منظور آشنایی بیشتر با روش تأمین مالی فوق‌الذکر، در ادامه به توضیح مختصر هر یک از آنان می‌پردازیم.

تأمین مالی از محل عایدات و یا جریان نقدی داخلی

برخی از شرکتها و سازمانها ترجیح می‌دهند تأمین مالی پروژه CHP از محل درآمدهای ناشی از فعالیتهای خود آنها صورت پذیرد. قابلیت بازگشت سرمایه به عنوان یکی از عوامل مورد توجه

1- Equity financing
2- Lease financing
3- Bonds financing
4- Project or third – party financing
5- Build – Operate - Transfer
6- Build – Own - Operate
7- Debt coverage ratio
8- Rate of Return

قرار گرفتن این نوع روش تأمین مالی می‌باشد. ضمناً این رویه موجب حذف هزینه‌های مترتبه ناشی از دریافت وام از بانک‌ها و مؤسسات اعتباری می‌گردد. البته باید توجه نمود که منابع داخلی یک سازمان ممکن است برای اهداف و پروژه‌های دیگر نیز مورد نیاز باشد، لذا رقابت‌پذیری CHP حائزاهمیت خواهد بود.

تأمین مالی از طریق وام

بانک‌ها و یا سایر مؤسسات تجاری قادرند با اعطای وام، احداث پروژه‌های CHP را پشتیبانی نمایند. بسیاری از وام دهندگان سابقه، کفایت دارایی‌های متقاضی وام و توانائی وی در باز پس دادن اصل و فرع پول را مورد توجه قرار می‌دهند. میزان اعطای وام از طرف مؤسسات مالی معمولاً به صورت درصدی از هزینه‌های پروژه است که میزان آن مورد به مورد متفاوت می‌باشد. معمولاً بازپرداخت وام (اصل و فرع) به صورت ماهانه طی زمان تعیین شده می‌باشد و این مسئله مستقل از عملکرد پروژه خواهد بود.

تأمین مالی از طریق مشارکت در سرمایه

این روش یکی از راههای متداول تأمین مالی پروژه‌های CHP در کشورهای مختلف می‌باشد. در این روش بانک و یا مؤسسه تأمین مالی نقش مالکیت موقت پروژه CHP را ایفا می‌نماید. در ازای مالکیت بخشی از پروژه CHP، نهاد تأمین مالی باید تمامی و یا قسمتی از سرمایه مورد نیاز برای احداث پروژه را تأمین نماید.

تأمین مالی از طریق اجاره به شرط تملیک

روش اجاره به شرط تملیک یکی از گزینه‌های جذاب برای پروژه‌های CHP با ظرفیتهای کم

می‌باشد. این شیوه یک نوع تأمین اعتبار میان مدت برای اجرای طرح‌های صنعتی است که براساس آن تجهیزات سرمایه‌ای و سایر سرمایه‌های ثابت پوشش داده می‌شوند. بعد از پایان مدت اجاره، بانک و یا مؤسسه تأمین مالی مالکیت تجهیزات را به صورت هبه به مستأجر منتقل می‌کند.

تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت

این شیوه تأمین مالی معمولاً برای نهادهای عمومی و دولتی (مثل شرکت‌های برق و یا شهرداریها) توسعه دهنده پروژه‌های CHP کاربرد دارد. در این روش، نهاد موردنظر نسبت به انتشار اوراق مشارکت که بعضاً معاف از مالیات نیز می‌باشند اقدام می‌نماید. بدین ترتیب با فروش این اوراق سرمایه لازم برای احداث پروژه CHP تأمین می‌گردد. این اوراق مشارکت معمولاً تحت تضمین دولت قرار می‌گیرند. مدت زمان اعتبار این اوراق اغلب متناسب با عمر مفید پروژه (مثلاً ۳۰ سال) می‌باشد. از جمله مزایای این اوراق مشارکت آن است که معمولاً نرخ بهره آن کمتر از نرخ وام‌های تجاری می‌باشد.

تأمین مالی پروژه‌ای و یا شخص ثالث

در این روش یک مؤسسه مستقل قانونی برای دریافت وام جهت احداث پروژه تأسیس می‌گردد. در تأمین مالی پروژه‌ای از دارایی‌های پروژه و درآمد آتی پروژه به عنوان پایه‌هایی برای تأمین وجوه مورد نیاز استفاده می‌کنند.

تأمین مالی به روش ساخت، بهره‌برداری، واگذاری (BOT)

در این روش، تأمین کننده مالی پس از اخذ مجوز احداث CHP، مسئولیت تأمین مالی، ساخت و بهره‌برداری از سامانه CHP را برای مدت مشخصی بعهده گرفته و پس از اتمام قرارداد، مالکیت آن را به مجموعه موردنظر واگذار می‌نماید. در این روش کلیه منابع مالی مورد نیاز برای اجرای طرح از سوی تأمین کننده منابع مالی تأمین می‌شود و به وی اجازه داده می‌شود برای مدت معلوم

با شرایط از پیش تعیین شده از طرح بهره‌برداری نماید.

تأمین مالی به روش ساخت، مالکیت، بهره‌برداری (BOO)

این روش نیز مشابه روش BOT است با این تفاوت که مالکیت CHP به مجموعه مورد نظر انتقال نمی‌یابد. اگر چه امتیاز عملیات به طور معمول مبتنی بر یک دوره ثابت بوده و بعد از آن حقوق عملیات می‌تواند در صورت تمایل سرمایه‌گذار به غیر انتقال یابد.

چنین رویه‌ای می‌تواند توسط شرکت‌های خدمات انرژی (ESCO) و یا گاهی اوقات توسط تأمین کنندگان تجهیزات پیشنهاد گردد.

براساس معیار هزینه، روش‌های تأمین مالی به ترتیب کم هزینه‌ترین تا پرهزینه‌ترین به شرح زیر اولویت‌بندی می‌شوند:

- روش تأمین مالی از طریق عایدات و جریان نقدی داخلی
- روش تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت
- روش تأمین مالی از طریق وام
- روش تأمین مالی پروژه‌ای
- روش تأمین مالی از طریق مشارکت سرمایه

لازم به ذکر است که در روش‌های BOT و BOO مسئولیت سرمایه‌گذاری بعهده مجموعه و یا واحد صنعتی موردنظر نمی‌باشد.

۳-٤-۲-۸ اخذ مجوز احداث CHP

اخذ مجوزهای مختلف شامل اتصال به شبکه، مجوزهای زیست‌محیطی و پروانه ساخت از مراحل اساسی فرآیند توسعه پروژه‌های CHP می‌باشد. در اغلب موارد، شرایط تعیین شده در مجوزها

طراحی را تحت تأثیر قرار می‌دهند، ضمن اینکه بدون اخذ مجوزهای مورد نیاز شروع ساخت و یا بهره‌برداری از پروژه امکان‌پذیر نمی‌باشد. زمان لازم برای اخذ مجوزهای مختلف برای احداث پروژه CHP با توجه به نوع فنّاوری، محل نصب و ویژگیهای سایت معمولاً چندین ماه طول می‌کشد و لذا باید در زمانبندی کلی توسعه پروژه ملحوظ گردد.

یکی از موضوعات مهم، نیاز به تائیدیه شرکت‌های برق و گاز برای اتصال CHP به شبکه‌های مذکور می‌باشد. ضمناً تأئیدیه‌های مختلفی نیز برای عملیات آماده‌سازی سایت و ساخت و ساز مورد نیاز می‌باشد.

در برخی موارد اخذ مجوز از سازمان آتش‌نشانی و برخی ادارات محلی نیز ضروری است. لازم به ذکر است که تعداد و ماهیت مجوزهای مورد نیاز به عوامل مختلفی مثل ظرفیت و پیچیدگی پروژه، موقعیت جغرافیایی و نیاز تغییر در زیر ساخت‌های مختلف مثل شبکه‌های گاز و برق و غیره بستگی دارد.

۸-۲-٤-۸ تأئیدیه‌های مورد نیاز

نصب سامانه‌های CHP معمولاً به مجوزها و یا تأئیدیه‌های زیر نیاز دارد:

- تأئیدیه شرکت‌های برق و گاز محلی
  - مطالعات اتصال به شبکه برق محلی و تأئید آن
  - تأئیدیه اتصال به شبکه گاز و تأمین گاز مورد نیاز
- تأئیدیه سازمانهای محلی برای عملیات آماده‌سازی سایت و ساخت و ساز
  - ارزیابی کاربری زمین و مسایل زیست‌محیطی
  - تأئید نقشه‌ها و مدارک طراحی
- تائیدیه شرایط بهره‌برداری پس از احداث CHP

- بازرسی تجهیزات نصب شده
- تأئیدیه میزان آلایندگی از طریق اندازه‌گیری

۵-٤-۲-۸ فرآیند اخذ مجوزها

بطور کلی برای هر نوع عملیات ساخت و احداث پروژه‌های CHP، فرآیند اخذ مجوزها شامل سه مرحله اصلی می‌باشد:

۱- متقاضی نسبت به تکمیل درخواست‌نامه و پرداخت هزینه‌های مربوط به سازمان ذیربط اقدام می‌نماید.

۲- سازمان مربوطه درخواست‌نامه را مورد بررسی قرار می‌دهد. در این مرحله ممکن است جهت تکمیل اطلاعات مورد نیاز درخواست‌نامه، طرفین در دفعاتی چند با یکدیگر تبادل اطلاعات داشته باشند.

۳- سازمان مربوطه بررسی خود را تکمیل نموده و مجوز و یا تأئیدیه موردنظر را صادر می‌کند.

ممکن است در جریان بررسی درخواست‌نامه، نیاز به برگزاری جلسات مشترک بین طرفین باشد. موفقیت فرآیند اخذ مجوز به همکاری مشترک طرفین وابسته است.

٦-٤-۲-۸ نیازمندی‌های اتصال به شبکه برق

این موارد شامل نیازهای فنی و قراردادی برای اتصال سامانه‌های CHP که به صورت موازی با شبکه برق قابل بهره‌برداری هستند می‌باشد. منظور از واژه «موازی با شبکه» آن است که CHP در محلی در داخل سایت تحت عنوان «نقطه اتصال عمومی[1]» به شبکه توزیع محلی متصل گشته و

1- Point of common coupling

بارهای الکتریکی مجموعه و یا واحد صنعتی موردنظر به طور ترکیبی توسط CHP و شبکه تـأمین می‌گردد. برقراری اتصال با شبکه نیازمند نصب تجهیزات حفاظتی متعـددی اسـت کـه بایـد مـورد تأئید شرکت برق قرار گیرد. این تجهیزات حفاظتی به منظور برقراری حالت بهره‌برداری جزیره‌ای[1] برای CHP در شرایط بروز خطا در شبکه برق می‌باشد. تمهیـدات و معیارهـای مـورد نیـاز بـرای اتصال CHP به شبکه در قالب استانداردهای خاص در حال تدوین و تکمیـل مـی‌باشـد. یکـی از استانداردهای معروف در ایـن زمینـه اسـتاندارد "IEEE1547" تحـت عنـوان «اسـتاندارد اتصـال واحدهای تولید پراکنده به شبکه[2]» می‌باشد.

فرآیند تأئید اتصال CHP به شبکه به شرح زیر می‌باشد:

۱- تنظیم درخواست‌نامه و پاسخ‌گویی به سؤالات فنـی در رابطـه بـا ویژگیهـا و پارامترهـای سیستم.

۲- مطالعات اتصال و تحلیل تأثیرات احتمالی اتصال سامانه CHP بـه شـبکه از دیـدگاههای مختلف ازجمله ملاحظات حفاظتی و قابلیت اطمینان سیستم.

۳- تنظیم موافقتنامه اتصال به شبکه از ضرورت‌های قراردادی می‌باشد کـه بایـد بـه مـوازات نیازهای فنی به آن پرداخته شود. در این نوع موافقتنامه‌ها مباحثی چون خدمات پشتیبانی[3]، تمهیدات اندازه‌گیری، حقوق بازرسی، نیازهای بیمه‌ای و مسئولیت‌های هر یک از طـرفین مشخص می‌گردد.

٤- تنظیم موافقتنامه خرید و فروش دو جانبه برق که طی آن شرایط مبادله برق، مدت زمـان، شرایط خاتمـه دادن بـه خریـد و فـروش، وضـعیت مالکیـت CHP، شـرایط غیرمترقبـه، زمانبندی نحوه و میزان مبادلات در مقاطع اوج و دره بار، شرایط قیمت خریـد و فـروش برق (قیمت خرده‌فروشی و یا عمده فروشی)

1- Island operation
2- IEEE 1547 Standards for distributed generation connection to the grid
3- Back – up services

معمولاً در تکمیل فرم‌های درخواست اتصال به شبکه، اطلاعات مختلفی مورد نیاز می‌باشد که برخی از آنها عبارتند از:

۱- مشخصات مالک و آدرس محل نصب CHP

۲- مشخصات مهندس مشاور، طراح و تأمین‌کنندگان تجهیزات

۳- مشخصات سایت از نظر نحوه مالکیت

٤- نقشه سایت، موقعیت نصب CHP، حریم عبور و موقعیت تجهیزات اندازه‌گیری

۵- مسکونی و یا غیرمسکونی بودن مشترک

٦- مشخصات کنتورهایی که CHP به آنها متصل می‌گردد

۷- میزان ساعات کار مجموعه

۸- مقدار ساعات کار در هفته CHP

۹- آیا CHP به صورت موازی با شبکه کار می‌کند یا مستقل؟

۱۰- ظرفیت ژنراتور برحسب کیلووات و سطح ولتاژ آن

۱۱- میزان انرژی الکتریکی تولیدی در سال برحسب کیلووات ساعت

۱۲- آیا پیش‌بینی می‌شود که CHP به شبکه برق بفروشد؟

۱۳- چه میزان برق به شبکه فروخته خواهد شد؟

۱٤- توصیف بارهای الکتریکی و گرمایی مجموعه و میزان خروجی سیستم

۱۵- نوع محرکه اولیه چیست؟

۱٦- نوع سوخت مصرفی چیست؟

۱۷- سوخت جایگزین چیست؟

۱۸- فشار موردنیاز برای سوخت گازطبیعی چقدر است؟

۱۹- میزان گاز طبیعی مورد نیاز چقدر است؟

۲۰- به چه میزان گرمای تلف شده توسط CHP بازیافت می‌شود؟

۲۱- گرمای بازیافت شده چگونه مصرف می‌شود؟

۲۲- اندازه و تعداد ژنراتورها و سایر مشخصات فنی

۲۳- زمان شروع نصب و راه‌اندازی کامل

۲٤- آیا تأمین مالی صورت گرفته است؟

۲۵- آیا مجوزهای زیست‌محیطی اخذ شده است؟

۲٦- زمان اخذ سایر مجوزها تعیین شود

۲۷- آیا مطالعات اولیه و یا تفصیلی به شبکه لازم است؟

در پاسخ به درخواست متقاضی اتصال به شبکه، شرکت برق باید یکی از نتایج زیر را به وی منعکس نماید.

- تأئید اتصال
- تأئید اتصال به شرط انجام تغییرات مشخص شده در سامانه CHP و تجهیزات مربوط
- برآورد هزینه‌های مترتبه بر اعمال تغییرات در شبکه توزیع برق جهت فراهم نمودن شرایط اتصال CHP
- رد تقاضا به همراه دلایل مربوطه

۷-٤-۲-۸ هزینه‌های اخذ مجوز

اخذ مجوزهای مختلف برای احداث و بهره‌برداری پروژه‌های CHP نیازمند به صرف وقت و هزینه برای انجام مطالعات، طراحی، تنظیم درخواست‌نامه، برگزاری جلسات کارشناسی با سازمانها و دوایر مربوطه و پرداخت هزینه‌های مجوز می‌باشد. معمولاً هزینه‌های اتصال به شبکه و مجوزهای مختلف با توجه به ظرفیت، نوع تکنولوژی CHP و شرایط خاص محیط برای

CHPهای کوچک در محدوده ۳ الی ۵ درصد هزینه‌های پروژه را دربرمی‌گیرد و باید در تحلیل اقتصادی پروژه ملحوظ گردد. لازم به ذکر است که هزینه تجهیزات اضافی برای کنترل آلاینده‌ها (در صورت نیاز) باید به هزینه‌های فوق اضافه گردد.

۵-۲-۸ مرحله ۵- بهره‌برداری و نگهداری

آخرین مرحله از فرآیند توسعه پروژه‌های CHP بهره‌برداری و نگهداری سامانه در شرایطی پایدار، قابل اطمینان و با بازدهی مناسب بگونه‌ای که صرفه‌جویی‌های مورد انتظار در مصرف انرژی و کاهش آلاینده‌ها تحقق یابد.

از جمله فعالیتهایی که پس از راه‌اندازی سامانه CHP باید صورت پذیرد عبارتند از:

- صحت‌سنجی عملکرد CHP در کاهش هزینه‌های انرژی
- اندازه‌گیری آلاینده‌های مختلف شامل CO_2 ,SO_x و NO_x
- آموزش پرسنل بهره‌بردار از CHP
- تنظیم برنامه‌های تعمیر ونگهداری و تعمیرات پیشگیرانه
- پایش عملکرد و روند تغییرات بازدهی سیستم

انجام تمامی و یا برخی از فعالیتهای فوق می‌تواند توسط کارکنان خودی و یا در قالب قراردادهای برون سپاری صورت پذیرد.

مراجع

1- *"CHP Project Development Handbook"*, U.S. Environmental Protection Agency (EPA).

2- *"Procurement Guide: Selecting a Contractor/Project Developer",* U.S. Environmental Protection Agency (EPA), www.epa.gov/chp/documents/pguide_select_contractor.pdf.

3- *"Procurement Guide: CHP financing",* U.S. Environmental Protection Agency (EPA),www.epa.gov/chp/documents/pguide_financing_options.pdf

4- *"Procurement Guide: CHP Siting and Permitting Requirements",* U.S. Environmental Protection Agency (EPA), www.epa.gov/chp/documents/pguide_permit_reqs.pdf.

5- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power",* Energy Solution Center & U.S. Department of Energy, January 2004.

۹

تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP

تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP یکی از مهم‌ترین فرآیندهای مطالعات توسعه این گونه پروژه‌ها می‌باشد. درحال حاضر روشهای متعددی برای تحلیل اقتصادی پروژه‌ها وجود دارد که در حوزه مباحث اقتصاد مهندسی قرار می‌گیرد.

تحلیل اقتصادی پروژه، تکنیک‌های مقایسه و تصمیم‌گیری و انتخاب از میان راه‌حلهای براساس شرایط مطلوب مالی و اقتصادی را شامل می‌شود. بین انواع مطالعات اقتصادی نمی‌توان مرز مشخصی تعیین کرد و اصول کلی روشهایی که برای تحلیل اقتصادی طرحها و فرصتهای سرمایه‌گذاری وجود دارند شامل مواردی هستند که مربوط به سرمایه‌گذاریها یا طرح‌های بخش خصوصی می‌شوند. در سرمایه‌گذاریهای دولتی نگرش تحلیل‌گر اقتصادی باید وسیعتر بوده و اثرات اقتصادی پروژه‌ها را در محدوده گسترده‌تری مورد بررسی قرار دهد. در حالیکه در بخش خصوصی دیدگاه تحلیل‌گر عموماً محدودتر بوده و از محدوده یک بنگاه یا واحد اقتصادی و یا بخشی از آن فراتر نمی‌رود. ارزیابی طرحها عبارت است از مجموعه‌ای از تکنیک‌ها و روشهایی که برای آسان‌تر کردن ارزیابی و مقایسه اقتصادی امکانات و فرصتهای سرمایه‌گذاری مورد استفاده قرار می‌گیرند.

معمولاً سرمایه‌گذاران دوراندیش با دقت و عمق هرچه بیشتر تحلیل‌های اقتصادی را مبنای تصمیم‌گیری خود قرار می‌دهند. خیلی اوقات آنها از ترکیب روش‌های تحلیلی ساده مثل دوره بازگشت سرمایه[1] و روشهای پیچیده‌تر مثل نرخ بازدهی داخلی[2] و یا سایر روشهای تحلیل جریان وجوه نقدی[3] (فرآیند مالی) برای ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها استفاده می‌نمایند. هر یک از این روشها دارای نقاط قوت و ضعف می‌باشند. یک سرمایه‌گذار خوب برای تصمیم‌گیری‌های خود علاوه بر اتکاء بر تجربیات گذشته سرمایه‌گذاری سعی در بکارگیری چندین روش تحلیل اقتصادی می‌نماید.

لازم به یادآوری است که نتیجه هرگونه تحلیل اقتصادی به فرضیات انجام شده بستگی دارد. تحلیل‌های اقتصادی پیچیده که در آنها هزینه‌ها و صرفه‌جویی‌ها با مقادیر تخمینی زیاد و یا در نظر گرفتن ریسک‌ها تخمینی صورت می‌گیرند منجر به نتایج مفید نمی‌شوند. توصیه می‌شود در مطالعات تحلیل اقتصادی، پروژه‌های کم ریسک و پر ریسک از یکدیگر تفکیک شوند.

یکی دیگر از موارد مهم در نظر گرفتن پارامترهای مربوط به قیمت‌های ثابت و جاری به عنوان ورودی‌های تحلیل اقتصادی می‌باشد. اصولاً تحلیل‌هایی که برحسب قیمت جاری که اثرات تورم در آنها منظور شده باشد، برای تصویر وضع حقیقی مالی یک پروژه در هر سال با منظور نمودن هزینه‌های نهاده‌ها (مثل سوخت و هزینه‌های (بهره‌برداری) و محصولات (مثل برق و گرما)) لازم می‌باشد، ولی این تحلیل‌ها تصویر واقعی از سوددهی حقیقی پروژه را به دست نمی‌دهند. چراکه تورم می‌تواند درآمدهای آتی را نسبت به هزینه‌های سرمایه‌ای امروز افزایش داده و در نتیجه سوددهی ظاهری طرح را به طور غیرواقعی افزایش دهد. برای اجتناب از این وضعیت باید درآمدهای خالص آینده را براساس قیمت‌های ثابت و یا سطح قیمت سرمایه امروزی مشخص کرد.

1- Payback period
2- Internal rate of return
3- Cash flow analysis

در ادامه انواع روشها و ابزارهای متداول تحلیل اقتصادی مورد بحث قرار می‌گیرند.

۹-۱ ابزارهای رایج تحلیل سرمایه‌گذاری

متداول‌ترین ابزارهای مورد استفاده در تحلیل سرمایه‌گذاری عبارتند از:

- *تحلیل دوره برگشت ساده سرمایه*[۱] که مشخص می‌نماید که چند سال صرفه‌جویی و عایدات حاصل از پروژه باید جمع شود تا سرمایه اولیه بازپرداخت گردد.
- *تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه*[۲] (ROR)، که تعیین کننده درصد و یا نرخ بازگشت سرمایه می‌باشد.
- *تحلیل دوره برگشت تنزیلی*[۳]، که در آن زمان لازم برای آنکه ارزش فعلی منافع برابر سرمایه‌گذاری اولیه شود در نظر گرفته می‌شود.
- *تحلیل ارزش فعلی خالص*[۴] (NPV)، یا مجموع جریان وجوه نقدی (فرآیند مالی) خالص تنزیلی[۵] در طول عمر پروژه؛ که میزان جریان منافع غلبه کننده بر هزینه‌های پروژه را اندازه‌گیری می‌نماید. به طور کلی، نرخ تنزیل اعمال شده به جریان منافع برابر هزینه‌های سرمایه (و یا هزینه‌های فرصت) می‌باشد.
- *تحلیل نرخ بازده داخلی*[۶] (IRR)، که میزان نرخ تنزیلی که ارزش فعلی خالص (NPV) برابر صفر می‌گردد را تعیین می‌نماید.
- *تحلیل نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری*[۷] (SIR)، که از طریق تقسیم ارزش فعلی عایدات بر ارزش فعلی سرمایه، منافع و هزینه‌ها را با یکدیگر مقایسه می‌نماید.

1- Simple payback analysis
2- Simple rate of return
3- Discounted payback period
4- Net Present Value
5- Discounted net cash flows
6- Internal Rate of Rerum
7- Saving – Investment Ratio

روشهای دوره برگشت ساده و نرخ ساده بازگشت سرمایه (ROR) معمولاً برای ارزیابی اقتصادی اولیه در مرحله مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ مورد استفاده قرار می‌گیرند. از آنجائیکه این روشها ارزش زمانی پول[1] را در نظر نمی‌گیرند لذا، برای ارزیابی دقیق سرمایه‌گذاری از کفایت لازم برخوردار نیستند. از دیدگاه کاربردی روشهای فوق از این جهت حائز اهمیت هستند چون می‌توان آنها را برای محدود نمودن گزینه‌های مختلف و تعیین پتانسیل‌های پروژه مورد استفاده قرار داد. پس از حذف گزینه‌های متعدد برای پروژه مورد نظر توسط روشهای دوره بازگشت و یا نرخ بازگشت (ROR)، با بکارگیری روشهای دقیق‌تر NPV و یا IRR می‌توان گزینه‌های محدود باقی مانده را مورد ارزیابی دقیق قرار داد. باید خاطر نشان ساخت که استفاده از ورودی‌های غیرصحیح برای روشهای تحلیلی دقیق منجر به خروجی‌هایی در سطح خروجی روشهای غیردقیق خواهد شد.

یکی از پارامترهای مهم در تحلیل‌های اقتصادی، عمر پروژه می‌باشد. عمر پروژه در واقع زمانی است که در طول آن، پروژه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. معمولاً عمر پروژه را با مقیاس سال اندازه‌گیری می‌نمایند، می‌توان گفت که عمر پروژه در حقیقت به تعداد سالهایی اطلاق می‌شود که جریان وجوه نقدی به شکل‌های مختلف قابل برآورد می‌باشد. در ارزیابی پروژه‌ها دو نوع عمر؛ شامل عمر فیزیکی و عمر اقتصادی مورد توجه قرار می‌گیرد.

عمر فیزیکی پروژه تعداد سالهایی است که براساس شرایط فیزیکی و فنی، یک پروژه سرمایه‌گذاری شده می‌تواند مورد استفاده و بهره‌برداری قرار گیرد. این امر با توجه به مسأله استهلاک، قابل محاسبه و برآورد می‌باشد. با توجه به اینکه در یک پروژه ممکن است تجهیزات مختلف با زمانهای مختلف مستهلک شوند، در این صورت طولانی‌ترین عمر فیزیکی کالای سرمایه‌ای مورد استفاده در پروژه، به عنوان عمر فیزیکی طرح در نظر گرفته می‌شود. نکته حائز

1- Time value of money

اهمیتی که باید به آن توجه نمود این است که حتی اگر عمر فیزیکی طرح بی‌نهایت باشد، می‌توان پروژه را در دوره مورد نظر محدود نیز ارزیابی نمود. مثلاً با وجودی که در یک طرح سرمایه‌گذاری عمر زمین بی‌نهایت فرض می‌شود ولی می‌توان این طرح را برای یک دوره محدود و مثلاً ۳۰ سال ارزیابی نمود.

عمر اقتصادی پروژه با توجه به مفهوم استهلاک اقتصادی تعریف می‌شود. بدین معنی که یک دارایی مانند یک سامانه CHP، ممکن است از نظر فیزیکی مستهلک نشده باشد، ولی از نظر اقتصادی به خاطر پیشرفت فنی و ورود تکنولوژی جدید با کارایی به مراتب بیشتر، استفاده از CHP موجود مقرون به صرفه نباشد. در این مورد گفته می‌شود که از نظر اقتصادی سامانه فعلی مستهلک شده تلقی می‌گردد. با توجه به اینکه از نظر علمی پیش‌بینی استهلاک اقتصادی کار ساده‌ای نمی‌باشد، لذا در ارزیابی پروژه، منظور از عمر پروژه درحقیقت همان عمر فیزیکی آن می‌باشد.

۹-۲ تشریح انواع روشهای تحلیل اقتصادی

زمانی که هزینه‌ها و فایدهٔ پروژه‌های مختلف و قیمت و ارزش آنها معین شد، تحلیل‌گر آماده است تصمیم بگیرد که کدامیک از طرح‌ها را قبول و کدامیک را رد کند. در این رابطه تحلیل‌گر با مسائل و شرایط مختلفی که به ماهیت پروژه‌ها باز می‌گردد مواجه می‌شود. از طرفی طرح‌ها دارای طول عمری متفاوت و دارای جریان هزینه و درآمد با اشکال مختلفی هستند. در ضمن ممکن است ظرفیت‌ها و امکانات پروژه‌ها با یکدیگر متفاوت باشند. مثلاً در پروژه‌های CHP برای تأمین برق و گرما گزینه‌های مختلف فناوری محرکه اولیه در مقابل طراح بوده و ظرفیت‌های تجاری موجود در بازار در محدوده‌های متفاوتی قابل دسترس باشند. روشهای متداول برای تحلیل دقیق این نوع

مسائل استفاده از روشهای مبتنی بر تنزیل[1] و ارزش زمانی پول است. البته روشهای ساده تحلیل اقتصادی نیز در مراحل اولیه مطالعات مورد استفاده قرار می‌گیرند.

تکنیک‌های ارزیابی پروژه‌ها به دو دسته معیارهای سنتی و معیارهای جدید تقسیم‌بندی می‌شوند. معیارهای سنتی شامل معیار فوریت، معیار نرخ بازده حسابداری، میانگین درآمد نسبت به ارزش دفتری سرمایه و معیار دوره برگشت سرمایه می‌باشند. معیارهای جدیدارزیابی طرح‌ها نیز متنوع بوده و از جمله می‌توان به روشهایی مثل دوره برگشت سرمایه با بهره، ارزش فعلی خالص، نرخ بازدهی داخلی، معیار نسبت فایده به هزینه و نسبت فایده خالص به سرمایه اشاره نمود. در خصوص چگونگی استفاده از معیارهای سنتی و جدید باید گفت که در اکثر کشورها ارزیابی در سطح سرمایه‌گذاری، تأکید بر استفاده از معیارهای مبتنی بر ارزش زمانی پول می‌باشد.

استفاده از معیارهای سنتی به عنوان معیار کمکی و یا غربال کننده پروژه‌ها معمولاً در مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ رایج می‌باشد. به عبارت دیگر با وجودی که تمرکز اصلی بر روی استفاده از معیارهای جدید است ولی به خاطر سادگی محاسبات مربوط به اندازه‌گیری معیارهای سنتی و اطلاعات نسبتاً مفیدی که از محاسبه این معیارها بدست می‌آید، این معیارها نیز کماکان در ارزیابی طرحها مورد استفاده قرار می‌گیرند. همانگونه که قبلاً ذکر گردید، این معیارها از مفهوم ارزش زمانی پول استفاده نمی‌کنند، لیکن در فرآیند محاسبه معیارهای جدید هزینه‌ها و منافع مورد انتظار به یک شاخص مالی تبدیل شده که براساس آن تصمیم‌گیری به آسانی امکان‌پذیر می‌شود. تکنیک‌های فوق سعی می‌کنند تا منافع و هزینه‌ها را به صورت کمی تبدیل نموده و معیار مورد نظر را با ملحوظ داشتن ارزش زمانی پول برای تصمیم‌گیری بوجود آورند. بطور خلاصه منظور از ارزش زمانی پول این است که تجهیزات و ماشین‌آلات یک پروژه مثل CHP در زمان حال در مقایسه با آینده از ارزش بیشتری برخوردار می‌باشند و بر این اساس منافع و هزینه‌ها در طول عمر

1- Discount

پروژه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. از میان معیارها و روشهای سنتی و جدید ارزیابی اقتصادی پروژه، چند روش رایج‌تر می‌باشند که در ادامه به تشریح برخی از آنها پرداخته می‌شود.

۹-۲-۱ روش دوره برگشت ساده سرمایه

در این روش، زمان مورد نیاز برای بازگشت سرمایه‌گذاری اولیه برای احداث پروژه از طریق منافع و عایدات حاصله از پروژه محاسبه می‌گردد. مطابق این معیار هر طرحی که سرمایه اولیه را زودتر برگشت دهد در اولویت قرار می‌گیرد. طول دوره بازگشت یک ابزار خام ولی متداول در مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ پروژه‌ها برای تصمیم‌گیری در خصوص ادامه مطالعات دقیقتر توسعه پروژه و جاری نمودن مطالعات امکان‌سنجی فاز ۲ می‌باشد.

این معیار دو ایراد عمده دارد، اول اینکه کل عواید در دوره زمانی پروژه را در نظر نمی‌گیرد. مثلاً به منافع بعد از دوره برگشت سرمایه توجه نمی‌کند. دیگر اینکه زمان حصول منافع در آن منظور نمی‌شود. به عبارت دیگر توزیع جریان وجوه نقدی را در نظر نمی‌گیرد.

دوره برگشت سرمایه را می‌توان به صورت زیر محاسبه نمود:

$$\text{دوره برگشت سرمایه} = \frac{\text{هزینه سرمایه‌گذاری پروژه}}{\text{جریان نقدی خالص سالانه}} \qquad (۹-۱)$$

به عنوان مثال، چنانچه میزان سرمایه‌گذاری ۱۰۰ میلیون تومان و جریان نقدی خالص سالانه ۲۵ میلیون تومان باشد آنگاه دوره برگشت برابر ٤ سال خواهد بود.

مزایای روش تحلیل دوره برگشت آن است که اولاً محاسبات آن بسیار ساده و ثانیاً به سادگی می‌توان از آن به عنوان یک شاخص غربال اقتصادی استفاده نمود. همانگونه که قبلاً ذکر شد عدم در نظر گرفتن ارزش زمانی پول و نیز عدم در نظر گرفتن عمر مفید پروژه از دلایل عدم دقت این

معیار می‌باشد. مثلاً ممکن است سرمایه‌گذاری دو پروژه متفاوت دارای زمان بازپرداخت یکسانی باشند ولی عمر مفید سرویس‌دهی آنها متفاوت باشد.

۹-۲-۲ روش تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه (ROR)

سرمایه‌گذاری برای احداث یک پروژه زمانی می‌تواد سود ده تلقی شود که سرمایه‌گذاران انتظار دریافت اصل و فرع بیشتری داشته باشند. بعبارت دیگر آنها در انتظار دریافت یک نرخ برگشت سرمایه مناسب هستند.

در این روش میزان درصد و یا نرخ برگشت سرمایه محاسبه می‌گردد. نرخ برگشت سرمایه برای یک سال به صورت زیر می‌باشد:

$$ROR = \frac{\text{جریان وجوه نقدی خالص سالانه}}{\text{هزینه سرمایه‌گذاری پروژه}} \times ٪۱۰۰ \qquad (۹-۲)$$

همانگونه که مشاهده می‌شود ROR معکوس دوره برگشت سرمایه برحسب درصد بوده و لذا دارای مزایا و معایب مشابه آن روش می‌باشد. مثلاً برای سرمایه‌گذاری ۱۰۰ میلیون تومان و جریان وجوه نقدی خالص (منافع) سالانه ۲۵ میلیون تومان، مقدار ROR خواهد شد:

$$ROR = \frac{۲۵.۰۰۰.۰۰۰}{۱۰۰.۰۰۰.۰۰۰} \times ٪۱۰۰ = ٪۲۵$$

همانطور که مشاهده می‌شود، روش محاسبه نرخ بازگشت سرمایه مانند روش محاسبه نرخ بهره می‌باشد. نرخ برگشت سرمایه زمانی مطرح است که سوددهی پروژه‌هایی مثل CHP و یا صرفه‌جویی در هزینه‌ها مدنظر باشد. لیکن نرخ بهره برای زمانی است که با مسئله وام گرفتن از یک مؤسسه اعتباری تحت یک نرخ مشخص و بازپرداخت وام به صورت‌های مختلف مواجه

باشیم. معمولاً سرمایه‌گذاران در جستجوی نرخ مناسبی برای سرمایه‌گذاری می‌باشند، بدیهی است این نرخ مناسب برای سرمایه‌گذار نرخی است بیشتر یا حداقل مساوی نرخ بهره بانکی. حداقل نرخ جذب‌کننده[1] (MARR) نرخی است که بتواند سرمایه‌گذار را برای سرمایه‌گذاری جذب کند.

۹-۲-۳ روش ارزش فعلی خالص (NPV)

در روش تحلیل ارزش فعلی خالص که گاهی اوقات به آن تحلیل هزینه چرخه عمر[2] نیز می‌گویند، هزینه‌ها و منافع حاصله در طول عمر پروژه محاسبه می‌گردد. برای این منظور باید تحلیل جریان وجوه نقدی برای هر یک از سالهای طول عمر پروژه صورت پذیرد. لازم به ذکر است که امکان دارد در سالهای مختلف اتفاقات متفاوتی رخ دهد. مثلاً پس از چند سال هزینه قابل توجهی برای تعمیرات اساسی صرف گردد، و یا قیمت سوخت در سالهای مختلف تغییر کند. بنابراین میزان سود خالص هر سال متفاوت با سالهای دیگر بوده و باید منافع خالص هر سال با سایر سالها با یکدیگر مرتبط گردند.

در روش ارزش فعلی خالص، مجموع ارزش فعلی کلیه جریان‌های وجوه نقدی در طول عمر پروژه تعیین می‌شود و لذا این تکنیک را بنام روش تحلیل چرخه عمر نیز می‌نامند. به عبارت دیگر در این روش جریان‌های وجوه نقدی آینده برحسب ارزش امروزی پول محاسبه می‌گردد. بدین ترتیب ارزش زمانی پول در طول عمر پروژه مدنظر قرار می‌گیرد.

با توجه به اینکه برای محاسبه ارزش فعلی نیاز به نرخ تنزیل است، لذا این معیار وابستگی شدیدی به این نرخ دارد. معمولاً محاسبه ارزش فعلی مبتنی بر مدل جریان وجوه نقدی[3] که تأثیر تنزیل را نشان می‌دهد می‌باشد. توسعه مدل جریان وجوه نقدی به صورت زیر می‌باشد:

چنانچه "P" بیانگر ارزش فعلی، F نشان دهنده ارزش آینده (اصل و فرع)، i نرخ تنزیل (بهره)

1- Minimum Attractive Rate of Return
2- Life cycle cost analysis
3- Cash flow model

و n تعداد دوره (سال) باشد آنگاه روابط زیر برقرار است:

$$\begin{aligned} &F_۱ = P + P_i = P(۱+i) && \text{پس از یک سال} \\ &F_۲ = P(۱+i) + P(۱+i)i = P(۱+i)^۲ && \text{پس از دو سال} \\ &F_۳ = P(۱+i)^۳ && \text{پس از سه سال} \end{aligned} \qquad (۹-۳)$$

بنابراین می‌توان بطور کلی بین ارزش فعلی "P" و ارزش آینده "F" رابطه زیر را برقرار نمود:

$$F = P(۱+i)^n \qquad (۹-٤)$$

در رابطه فوق فاکتور $(۱+i)^n$ به نام فاکتور مرکب یکبار پرداخت[1] معروف است. از رابطه (۹-٤) می‌توان نتیجه گرفت:

$$P = F(\frac{۱}{(۱+i)^n}) \qquad (۹-۵)$$

رابطه فوق را می‌توان برای محاسبه ارزش فعلی یک ارزش آینده مورد استفاده قرار داد. در رابطه فوق فاکتور $\frac{۱}{(۱+i)^n}$ به نام فاکتور ارزش فعلی یکبار پرداخت[2] معروف است.

ارزش فعلی خالص (NPV) در حقیقت تفاوت بین ارزش فعلی منافع یا عایدی‌ها و ارزش فعلی هزینه‌های پروژه (هزینه سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، سوخت، تعمیرات و غیره...) می‌باشد. همانگونه که قبلاً نیز ذکر شده بود، میزان ارزش فعلی به نرخ تنزیل یا بهره بستگی دارد. چنانچه ارزش فعلی منافع یک پروژه را با PVB و ارزش فعلی هزینه‌های آن را با PVC نمایش دهیم در این صورت ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه برابر است با:

$$NPV = PVB - PVC \qquad (۹-٦)$$

ارزش فعلی خالص در حقیقت از مجموع ارزش خالص فعلی سالهای مختلف بهره‌برداری پروژه تشکیل می‌یابد که به شرح زیر بدست می‌آید:

1- Single payment compound amount factor
2- Single payment present value factor

$$NPV = \sum^{n} \frac{PVB_n}{(1+i)^n} - \sum^{n} \frac{PVC_n}{(1+i)^n} \qquad (۹-۷)$$

در رابطه فوق،

PVB_n: عایدات پروژه در سال nام

PVC_n: هزینه‌های پروژه در سال nام

n : سالهای بهره‌برداری از پروژه

چنانچه نرخ تنزیل "i" در سالهای مختلف شناور در نظر گرفته شود، آنگاه رابطه (۹-۷) را می‌توان به صورت زیر بازنویسی نمود:

$$NPV = \sum^{n} \frac{PVB_n}{(1+i_n)^n} - \sum^{n} \frac{PVC_n}{(1+i_n)^n} \qquad (۹-۸)$$

که در آن i_n بیان کننده نرخ تنزیل در سال nام می‌باشد.

اصولاً از دیدگاه تحلیل اقتصادی تمام قیمتها برابر قیمتهای بازاری به علاوه مالیاتها و در مواردی یارانه‌ها نیز می‌باشند. با این توصیف، براساس معیار NPV، پروژه‌ای در اولویت قرار می‌گیرد که دارای ارزش خالص بیشتری باشد. چنانچه ارزش فعلی یک پروژه بیشتر بوده و محدودیت بودجه نیز وجود نداشته باشد، آنگاه طرح از دیدگاه این معیار قابل قبول است. در مقابل، چنانچه ارزش فعلی خالص منفی شود این طرح پذیرفته نمی‌شود. در شرایطی که ارزش خالص فعلی صفر باشد هیچگونه رجحانی برای اجرایی بودن آن وجود ندارد و فرد تصمیم‌گیر نسبت به انتخاب این طرح بی‌تفاوت است. یکی از مزایای ارزش فعلی خالص طرح این است که این معیار در مورد ارقام و وجوهی که به دو صورت مختلف افزایش فایده در مقابل کاهش هزینه و یا کاهش فایده در مقابل افزایش هزینه تفسیر شوند بی‌تفاوت است. به عنوان مثال فرض کنید ارزش فعلی یک طرح برابر با B و افزایش در ارزش فعلی به میزان D وجود دارد. ابهامی که در مورد این موضوع وجود دارد آن است که آیا این رقم را به عنوان افزایش فایده باید در نظر گرفت و یا کاهش هزینه. فرض کنید D را به عنوان افزایش فایده در نظر بگیریم، در این صورت ارزش

فعلی خالص برابر خواهد بود با:

$$NPV_1 = (B + D) - C = B + D - C \qquad (۹-۹)$$

در مقابل اگر D به عنوان کاهش هزینه تلقی شود، آنگاه خواهیم داشت:

$$NPV_2 = B - (C - D) = B + D - C \qquad (۹-۱۰)$$

همانطور که مشاهده می‌شود این دو نوع فرض طرز تلقی یکسانی در مورد ارزش فعلی خالص ایجاد می‌کنند زیرا می‌توان نوشت:

$$NPV_1 = NPV_2 \qquad (۹-۱۱)$$

یکی دیگر از مزایای این معیار ساده این است که ارزیابی طرحها براساس این ملاک همواره پاسخ بدون ابهامی برای تصمیم‌گیر بوجود می‌آورد. زیرا براساس این معیار فرد باید در جستجوی بیشینه نمودن NPV باشد، البته با فرض اینکه NPV بزرگتر از صفر باشد. در مقابل باید گفت مهم‌ترین ضعف این معیار وابستگی شدید آن به نرخ تنزیل است. به عبارت دیگر با کوچکترین تغییر در نرخ تنزیل میزان ارزش فعلی خالص پروژه‌ها تغییر نموده و این امر باعث می‌شود درانتخاب اولویت پروژه‌ها و همچنین رد یا قبول پروژه‌ها تأثیر قابل توجهی داشته باشد.

یکی دیگر از نکات قابل توجه در تحلیل اقتصادی پروژه‌ها از طریق روش ارزش فعلی، عمرمفید پروژه‌ها می‌باشد که در این رابطه سه حالت مختلف قابل تصور است:

حالت اول: عمر پروژه‌ها برابرند

حالت دوم: عمر پروژه‌ها نابرابرند

حالت سوم: عمر پروژه‌ها نامحدودند

در خصوص پروژه‌های CHP، حالتهای اول و دوم محتمل می‌باشد ولی حالت سوم غیرممکن است.

حالت اوّل: عمر پروژه‌ها برابرند

همانگونه که قبلاً ذکر شد محاسبه ارزش فعلی یک فرآیند مالی تبدیل ارزش آینده و همچنین عایدات و هزینه‌ها به ارزش فعلی در زمان حال و یا مبدأ پروژه می‌باشد. چنانچه در مقایسه اقتصادی چند طرح، پروژه‌ها از عمر مفید یکسانی برخوردار باشند، محاسبه ارزش فعلی از ساده‌ترین حالت خود برخوردار می‌باشد. چنانچه ارزش فعلی درآمدها به ازای حداقل نرخ جذب کننده (MARR) برای یک پروژه کوچکتر از صفر باشد آن پروژه غیراقتصادی خواهد بود زیرا این امر به معنی آن است که ارزش فعلی هزینه‌ها بیش از ارزش فعلی درآمدها می‌باشد و چنانچه ارزش فعلی بزرگتر از صفر باشد، آنگاه ارزش فعلی هزینه‌ها کمتر از ارزش فعلی درآمدها بوده و پروژه اقتصادی است.

اگر ارزش فعلی PV برابر صفر باشد پروژه اقتصادی بوده زیرا حداقل نرخ جذب کننده برای سرمایه‌گذاری تأمین گشته است. در مقایسه اقتصادی چندین پروژه به طریق ارزش فعلی، پروژه‌ای که دارای ارزش فعلی و درآمد بیشتری باشد اقتصادی‌ترین خواهد بود. اگر مبنای روش ارزش فعلی هزینه‌ها باشد یعنی فقط هزینه‌های مختلف پروژه‌ها در اختیار باشد، اقتصادی‌ترین پروژه، پروژه‌ای است که دارای کمترین ارزش فعلی هزینه باشد. برای روشن‌تر شدن موضوع به ذکر یک مثال می‌پردازیم.

فرض کنید می‌خواهیم دو پروژه A ، B را با اطلاعات زیر از طریق روش ارزش فعلی ازنظر اقتصادی مقایسه کنیم:

	پروژه A	پروژه B
سرمایه‌گذاری اولیه	۲۵۰۰	۳۵۰۰
هزینه بهره‌برداری سالیانه	۹۰۰	۷۰۰
ارزش اسقاطی	۲۰۰	۳۵۰
حداقل نرخ جذب	٪۱۰	٪۱۰
عمر مفید	۵	۵

اگر چه در اطلاعات داده شده درآمد سالیانه برای دو پروژه ذکر نشده ولی با فرض یکسان بودن بازدهی دو پروژه، می‌توان درآمد سالیانه مساوی را برای هر دو یکسان فرض کرد و وجود این درآمد سالیانه یکسان نقشی در مقایسه اقتصادی دو پروژه ندارد. در حقیقت می‌توان ارزش فعلی را بر مبنای هزینه‌ها بررسی کرد. با محاسبه ارزش فعلی براساس هزینه‌ها خواهیم داشت:

$$PVC_A = ۵۷۸۸ < PVC_B = ۵۹۳۶$$

که در آن PVC_A و PVC_B به ترتیب ارزش فعلی هزینه‌های پروژه A و پروژه B می‌باشند. چون پروژه A دارای ارزش فعلی هزینه کمتری می‌باشد نسبت به پروژه B دارای ارجحیت می‌باشد.

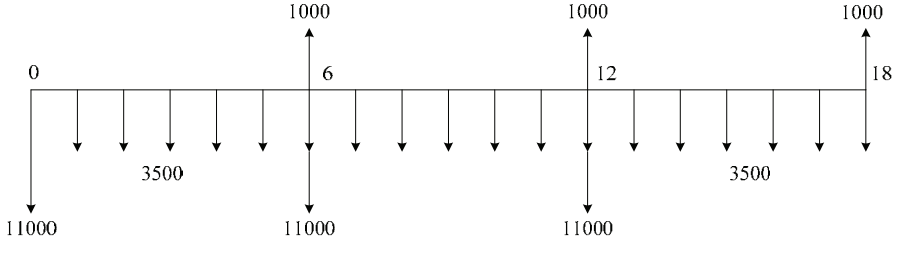
حالت دوّم: عمر پروژه‌ها نابرابرند

روش مقایسه چند پروژه از طریق ارزش فعلی با عمرهای نابرابر مانند حالت قبل است با این تفاوت که پروژه‌ها باید با عمرهای برابر مقایسه شوند، برای این منظور باید عمر مشترکی را برای دو یا چند پروژه انتخاب و ارزش فعلی پروژه‌ها را براساس عمر مشترک که معمولاً برابر با مضرب مشترک عمر پروژه‌ها در نظر گرفته می‌شود محاسبه نمود. بعنوان مثال اگر عمر یک پروژه (پروژه A) ۲ سال و عمر پروژه دیگر (پروژه B) ۳ سال باشد باید مضرب مشترک آنها یعنی ٦ سال را بعنوان عمر مشترک در محاسبات در نظر گرفت. بدین ترتیب کلیه هزینه‌ها و درآمدهای پروژه A برای سه دوره و پروژه B برای دو دوره تکرار خواهند شد. هزینه‌ها شامل هزینه‌های اولیه و هزینه سالیانه و درآمدها نیز شامل درآمدهای سالیانه و ارزش اسقاطی هستند. در ادامه به ذکر مثالی برای این حالت می‌پردازیم.

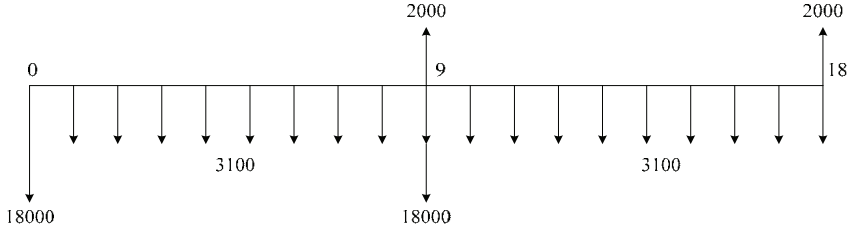
کدامیک از دو پروژه A و B با اطلاعات زیر برای حالتی که حداقل نرخ جذب از دیدگاه سرمایه‌گذار ۱۵٪ باشد اقتصادی‌تر است.

	پروژه A	پروژه B
سرمایه‌گذاری اولیه	۱۱۰۰۰	۱۸۰۰۰
هزینه بهره‌برداری سالیانه	۳۵۰۰	۳۱۰۰
ارزش اسقاطی	۱۰۰۰	۲۰۰۰
عمر مفید	٦	۹

با توجه به متفاوت بودن عمر پروژه‌ها باید مضرب مشترک آنها یعنی ۱۸ سال بعنوان عمر مشترک پروژه‌ها در نظر گرفته شود. برای درک بهتر مسئله، فرآیندهای وجوه نقدی هر دو پروژه در شکل‌های ۱-۹ و ۲-۹ نشان داده شده است. همانگونه که در این شکل‌ها مشاهده می‌گردد هزینه‌ها و ارزش اسقاطی برای پروژه A در سه دوره و برای پروژه B در دو دوره تکرار شده‌اند.



شکل ۱-۹: فرآیند وجوه نقدی پروژه A در طول عمر مشترک



شکل ۲-۹: فرآیند وجوه نقدی پروژه B در طول عمر مشترک

نتایج محاسبه ارزش فعلی برمبنای هزینه پروژه‌ها به شرح زیر می‌باشد:

$$PVC_A = ۳۸۵۵۹ < PVC_B = ٤۱۳۸٤$$

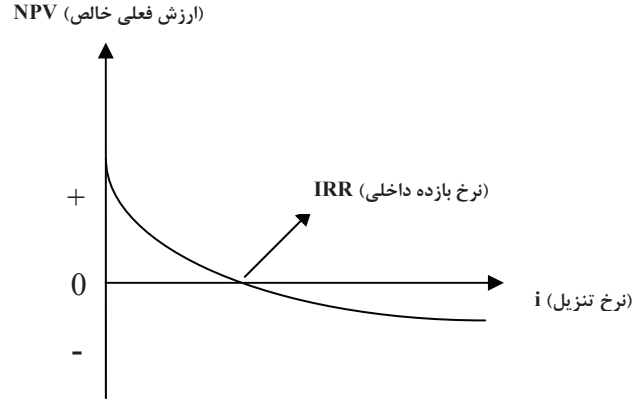
که بیانگر اقتصادی‌تر بودن پروژه A نسبت به پروژه B می‌باشد.

٤-۲-۹ روش نرخ بازده داخلی (IRR)

یکی دیگر از معیارهایی که بطور ضمنی به مفهوم ارزش زمانی پول توجه می‌کند معیار نرخ بازده داخلی است. منظور از نرخ بازدهی داخلی یک طرح سرمایه‌گذاری در حقیقت نرخ تنزیلی است که در آن ارزش فعلی خالص پروژه برابر صفر گردد. به عبارت دیگر چنانچه نرخ تنزیلی به عنوان مثال "i" وجود داشته باشد که در این نرخ، ارزش فعلی خالص صفر باشد، در این صورت "i" نرخ بازدهی داخلی این پروژه نامیده می‌شود. به عبارت دیگر نرخ بازدهی داخلی یک پروژه میزان تنزیلی است که تحت آن شرایط ارزش فعلی خالص منافع حاصل از پروژه برابر ارزش فعلی خالص هزینه‌ها باشد یعنی:

$$\sum^{n} \frac{PVB_n}{(۱+i)^n} = \sum^{n} \frac{PVC_n}{(۱+i)^n} \qquad (۹-۱۲)$$

شکل ۳-۹ به سادگی مفهوم نرخ بازده داخلی و رابطه آن با ارزش فعلی خالص را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۹: رابطه نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص

یکی از مشخصات این معیار که بعنوان یکی از مشکلات روش نرخ بازدهی داخلی نیز محسوب می‌گردد آن است که برای یک پروژه ممکن است بیش از یک نرخ بازده داخلی وجود داشته باشد. بعضی اوقات برای تصمیم‌گیری در مورد سرمایه‌گذاری، مقایسه بین نرخ بازده داخلی و نرخ بهره موجود در بازار (نرخ بازده خارجی) صورت می‌گیرد و سرمایه‌گذار هنگامی سرمایه‌گذاری و در نتیجه پروژه را اجراء می‌نماید که نرخ بازده داخلی طرح بیش از نرخ بهره موجود در بازار باشد. در مواقعی که یک مسأله دارای چندین جواب مثبت می‌باشد می‌توان با استفاده از هر دو معیار نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص تصمیم‌گیری در مورد سرمایه‌گذاری در پروژه را انجام داد. یکی دیگر از معایب این معیار این است که فرض می‌کند تمام عواید حاصل از پروژه مجدداً با نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری می‌شود. نرخ بازده داخلی معیاری است که معمولاً توسط بانک جهانی در تحلیل اقتصادی اغلب طرح‌ها به کار می‌رود. در انتخاب نرخ بازده داخلی به عنوان معیاری که نشان دهنده ارزش طرح می‌باشد، باید پروژه‌هایی را که دارای نرخ بازدهی برابر و یا بزرگتر از هزینه فرصت‌های ازدست رفته سرمایه باشند را مورد قبول قرار داد.

میزان IRR را می‌توان به روش سعی و خطا از طریق محاسبات دستی و یا با استفاده از نرم‌افزارهایی مثل اکسل نیز تعیین نمود.

۹-۲-۵ روش نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری (SIR)

معیار SIR که بعنوان نسبت فایده به هزینه[1] نیز معروف است یکی دیگر از ابزارهای تحلیل سرمایه‌گذاری در پروژه‌های صرفه‌جویی انرژی می‌باشد. به عبارتی دیگر، معیار نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری را می‌توان روش NPV تغییر یافته تلقی نمود. مقدار SIR از تقسیم ارزش فعلی منافع به ارزش فعلی سرمایه‌گذاری بدست می‌آید. تفاوت دو معیار فوق‌الذکر در آن است که معیار

1- Benefit – cost ratio

NPV، منافع و هزینه‌ها را با یکدیگر ترکیب می‌نماید و حال آنکه معیار SIR، منافع و هزینه‌ها را با یکدیگر مقایسه می‌نماید یعنی:

$$SIR = \frac{PVB}{PVC} \qquad (۹-۱۳)$$

چنانچه مقدار SIR بزرگتر از ۱ باشد، بیانگر افزون بودن مقدار منافع نسبت به هزینه‌ها می‌باشد و طرح مورد قبول قرار خواهد گرفت. به این ترتیب می‌توان نتیجه گرفت پروژه‌هایی که مقدار SIR برای آنها بیشتر می‌باشند از نظر اقتصادی در اولویت قرار می‌گیرند.

در مقایسه با معیار IRR که مقدار منافعی که از پروژه حاصل می‌گردد را در نظر نمی‌گیرد و نیز معیار NPV که مقدار سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای یک پروژه را در نظر نمی‌گیرد، معیار SIR از این مزیت برخوردار است که هم منافع حاصل از پروژه و هم مقدار سرمایه‌گذاری مورد نیاز را توأماً مدنظر قرار می‌دهد.

هر چه مقدار SIR بزرگتر باشد مقدار NPV نیز بزرگتر خواهد بود. بنابراین در شرایطی که چندین پروژه با یکدیگر مقایسه می‌شوند، چنانچه محدودیت در سرمایه‌گذاری (و یا میزان دریافت وام) وجود داشته باشد، برای پروژه‌هایی که مقدار SIR آنها بیشتر است، میزان NPV آنها نیز بیشینه خواهد بود.

۹-۳ استهلاک دارایی‌های پروژه

در اغلب پروژه‌ها، استهلاک دارایی‌ها[1] در چرخه عمر پروژه به لحاظ تأثیر آن در ارزیابی مالیات یکی از عوامل مهم در تحلیل‌های اقتصادی بعد از مالیات می‌باشد. بطور کلی استهلاک در محاسبه مالیات، میزان سود ونهایتاً نرخ بازگشت سرمایه نقش مؤثری دارد. انتخاب یک روش استهلاک مناسب باعث افزایش سود و نتیجتاً افزایش نرخ بازگشت سرمایه می‌گردد.

1- Depreciation of assets

۹-۳-۱ تعریف استهلاک

بطور کلی استهلاک از دیدگاههای مختلف قابل بررسی و ارزیابی می‌باشد. از جمله دیدگاههای موجود در مبحث استهلاک می‌توان به مواردی مثل استهلاک فیزیکی[1] استهلاک حسابداری[2] و استهلاک مالیاتی[3] اشاره نمود.

استهلاک فیزیکی عبارت است از کاهش توانمندی یک سامانه فیزیکی در تولید جریان‌های وجوه نقدی در آینده که ناشی از فرسودگی تجهیزات و ماشین‌آلات در چرخه عمر سامانه می‌باشد. بعبارت دیگر، با گذشت زمان و استفاده از تجهیزات، دارایی اولیه فرسوده می‌شود. معمولاً تجهیزات و سامانه‌های تولید انرژی مثل فناوری‌های مختلف CHP دارای طول عمر مفید متفاوتی می‌باشند. علی‌رغم اینکه می‌توان بازدهی این سامانه‌ها را در طول عمر مفید آنها حفظ نمود، لیکن بدلیل سررسیدن عمر سرویس‌دهی ارزش چنین دارایی‌هایی در طول زمان کاهش می‌یابد. در پایان عمر سرویس‌دهی، این تجهیزات دارای هیچگونه ارزشی نبوده و یا حداکثر در حد ارزش اسقاطی[4] ارزیابی می‌گردند.

استهلاک حسابداری یک روش دنبال کردن و پایش سرمایه‌گذاری در طول عمر آن و بازیافت این دارایی‌ها از طریق عایدات مربوطه می‌باشد. از دیدگاه رویه‌های حسابداری، سرمایه‌گذاری برای ایجاد یک دارایی را می‌توان بعنوان هزینه‌ای از پیش پرداخت شده محسوب نمود و استهلاک حسابداری روشی است برای ملحوظ نمودن بازپرداختها در طول زمان. بعبارت دیگر، استهلاک حسابداری به منزله یک عایدی در مقابل تأثیر استهلاک فیزیکی بر دارایی اولیه می‌باشد.

استهلاک مالیاتی روشی است برای اظهار هزینه‌های غیرنقدی در طول عمر مفید یک دارایی جهت بازیافت سرمایه‌گذاری اولیه و جایگزین نمودن آن پس از اتمام عمرمفید دارایی. به موجب

1- Physical depreciation
2- Accounting depreciation
3- Tax depreciation
4- Salvage value

این رویه، مالک دارایی می‌تواند بخشی از عایدات و منافع بدست آمده از دارایی را بصورت معاف از مالیات و به عنوان مبلغ جایگزین سرمایه اولیه کنار بگذارد.

علاوه بر تعاریف فوق‌الذکر برای استهلاک که از دیدگاههای مختلف مطرح گردید، تعاریف عمومی دیگری نیز وجود دارد که برخی از آنها به شرح زیر می‌باشد:

- استهلاک یعنی کاهش ارزش یک دارایی در طول چرخه عمر.
- استهلاک به معنی توزیع سرمایه‌گذاری اولیه برای یک دارایی پس از کسر ارزش اسقاطی در طول عمر مفید دارایی می‌باشد.
- استهلاک عبارت است از تفاوت ارزش یک دارایی موجود (مثلاً تجهیزات و ماشین‌آلات یک پروژه که در گذشته خریداری شده) با ارزش تجهیزات جدید و به روز که به عنوان مبنای مقایسه قرار می‌گیرد.

با توجه به تعاریف فوق، می‌توان نتیجه‌گیری نمود که استهلاک عامل تأثیرگذاری در برآورد میزان منافع و هزینه‌ها بوده و در تعیین مقدار مالیاتی که مالک دارایی باید بپردازد نقش مهمی ایفا می‌نماید.

۹-۳-۲ دلایل وجود استهلاک

علت وجود استهلاک را می‌توان به عوامل مختلفی نسبت داد.

از جمله این عوامل می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱- **فرسودگی ماشین‌آلات و تجهیزات:** به علت افزایش طول عمر و کار مداوم، فرسودگی ماشین‌آلات امری اجتناب‌ناپذیر است. بدین علت هزینه تعمیرات و نگهداری افزایش یافته و بازدهی سیستم نیز کاهش می‌یابد و در بعضی مواقع باید تجهیزات را تعویض نمود.

۲- **تغییر مقرارت:** در مواردی مقرارت حاکم بر بهره‌برداری از تجهیزات و ماشین‌آلات مثل مقرارت زیست‌محیطی تغییر می‌یابد که این خود موجب کاهش ارزش دارایی می‌گردد.

۳- **تغییر در شرایط بهره‌برداری:** به دلیل کاهش مقدار تقاضا و یا تغییر در شرایط سرویس مورد نیاز، امکان کاهش دارایی وجود دارد.

٤- **ایجاد خسارات:** در برخی موارد خسارات مالی و جانی توسط یک دارایی نیاز به تعویض آن را ایجاب می‌نماید و این خود موجب کاهش ارزش دارایی می‌گردد.

۵- **پیشرفت تکنولوژی:** فناوری‌های جدید و ابداع روشهای اقتصادی‌تر برای ارائه خدمات مختلف می‌توانند جایگزین سیستمهای موجود شوند و در حقیقت قبل از اینکه تجهیزات یک سامانه غیرقابل استفاده شوند، فناوری‌های پیشرفته‌تر به بازار می‌آیند. در چنین وضعیتی، ارزش دارایی‌های قدیمی کاهش می‌یابد.

بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که به دلایل مختلفی که ذکر شد مستهلک شدن دارایی‌ها امری بدیهی است و یک سامانه قدیمی به دلایل مختلفی که ذکر شد با سامانه جدید تعویض می‌گردد که در بعضی مواقع این امر ممکن است حتی قبل از گذراندن نیمه عمرمفید دارایی اتفاق بیفتد. از این رو معمولاً در هر دوره مالی برای دارایی‌ها یک ارزش دفتری[1] تعیین می‌گردد که عبارت است از تفاوت قیمت اولیه (هزینه سرمایه‌گذاری) آن دارایی با مجموع مبالغ استهلاک تا زمان ارزیابی.

۳-۳-۹ روشهای تعیین استهلاک

در ادبیات این مبحث، روشهای مختلفی برای محاسبه مقدار استهلاک مطرح شده است. انتخاب روش تعیین استهلاک به قوانین و سیاستهای مالی رایج بستگی دارد و اگر قوانین جاری انتخاب روش معینی را برای محاسبه استهلاک مجاز دانست آن روش می‌تواند قابل استفاده باشد. در ادامه

1- Book value

به تشریح چند روش محاسبه استهلاک پرداخته شده است.

روش خط مستقیم

ساده‌ترین روش برای محاسبه استهلاک روش خط‌مستقیم[1] (SL) می‌باشد. در این روش مقدار استهلاک سالیانه ثابت بوده و از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$D = \frac{P - L}{N} \qquad (۹-۱٤)$$

که در آن،

D: مقدار استهلاک سالیانه

P: هزینه اولیه دارایی

L: ارزش اسقاطی

N: عمر استهلاک تجهیزات براساس دستورالعمل سازنده

هزینه اولیه دارایی شامل قیمت خرید تجهیزات، هزینه‌های نصب و سایر هزینه‌های مربوطه می‌باشد. از آنجائیکه دارایی تحت مقدار معینی هر ساله مستهلک می‌شود، مقدار ارزش دفتری پس از K سال به صورت زیر تعیین می‌شود.

$$BV_k = P - K.D \qquad k = ۱.۳۰۰۰.n \qquad (۹-۱۵)$$

در این رابطه BV_k ارزش دفتری دارایی در سال K ام می‌باشد.

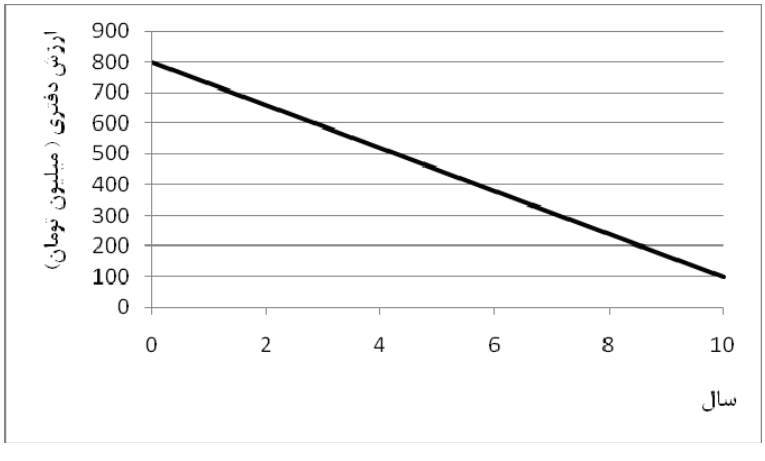
به عنوان مثال چنانچه ارزش اولیه یک نیروگاه فرضی ۸۰۰ میلیون تومان با عمر مفید ۱۰ سال و ارزش اسقاطی آن ۱۰۰ میلیون تومان باشد آنگاه مقدار استهلاک سالیانه و ارزش دفتری آن را با استفاده از روابط (۹-۱٤) و (۹-۱۵) می‌توان به صورت جدول ۱-۹ محاسبه نمود.

1- Straight line method

جدول ۱-۹: مقادیر استهلاک و ارزش دفتری سالیانه نیروگاه فرضی با استفاده از روش مستقیم

سال	میزان استهلاک (تومان)	ارزش دفتری (تومان)
۰	-	۸۰۰.۰۰۰.۰۰۰
۱	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۷۳۰.۰۰۰.۰۰۰
۲	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	٦٦۰.۰۰۰.۰۰۰
۳	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۵۹۰.۰۰۰.۰۰۰
٤	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۵۲۰.۰۰۰.۰۰۰
۵	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	٤۵۰.۰۰۰.۰۰۰
٦	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۳۸۰.۰۰۰.۰۰۰
۷	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۳۱۰.۰۰۰.۰۰۰
۸	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۲٤۰.۰۰۰.۰۰۰
۹	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۱۷۰.۰۰۰.۰۰۰
۱۰	۷۰.۰۰۰.۰۰۰	۱۰۰.۰۰۰.۰۰۰

روند کاهش ارزش دارایی (نیروگاه فرضی) را می‌توان به روش ترسیمی نیز طبق شکل ٤-۹ تعیین نمود.



شکل ٤-۹ روند استهلاک دارایی در طول عمر مفید نیروگاه فرضی با استفاده از روش خط مستقیم

روش جمع ارقام سنوات

در روش جمع ارقام سنوات[1] (SOYD) مقدار استهلاک در سال اول بیشترین مقدار و برحسب یک نرخ مشخص کاهش یافته تا جایی که در سال آخر عمر مفید کمترین مقدار استهلاک را داراست. برای تعیین نرخ استهلاک ابتدا باید جمع ارقام سنوات را با استفاده از رابطه زیر بدست آورد:

$$N = n\frac{n+۱}{۲} \qquad (۹-۱۶)$$

که در آن n عمرمفید تجهیزات و N جمع ارقام سنوات می‌باشد. حال می‌توان میزان استهلاک هر سال را به صورت زیر تعیین نمود:

سال اوّل $$D = \frac{n}{N}(P-L) \qquad (۹-۱۷)$$

سال دوّم $$D = \frac{n-۱}{N}(P-L) \qquad (۹-۱۸)$$

$$\vdots$$

سال n ام $$D = \frac{۱}{N}(P-L) \qquad (۹-۱۹)$$

چنانچه بخواهیم مثال قبل را با روش SOYD حل نمائیم، ابتدا باید مقدار N را بدست آوریم:

$$N = ۱۰\ \frac{۱۰+۱}{۲} = ۵۵$$

سپس مقدار استهلاک سالهای مختلف به صورت زیر بدست می‌آید.

$$D_۱ = \frac{۱۰}{۵۵}(۸۰۰\times۱۰^۶ - ۱۰۰\times۱۰^۶) = ۱۲۷/۲۷\times۱۰^۶$$

$$D_۲ = \frac{۹}{۵۵}(۷۰۰\times۱۰^۶) = ۱۱۴/۵۵\times۱۰^۶$$

$$\vdots$$

$$D_{۱۰} = \frac{۱}{۵۵}(۷۰۰\times۱۰^۶) = ۱۲/۷۳\times۱۰^۶$$

حال با داشتن مقادیر استهلاک در هر سال می‌توان نرخ دفتری آن سال را تعیین نمود. جدول ۲-۹

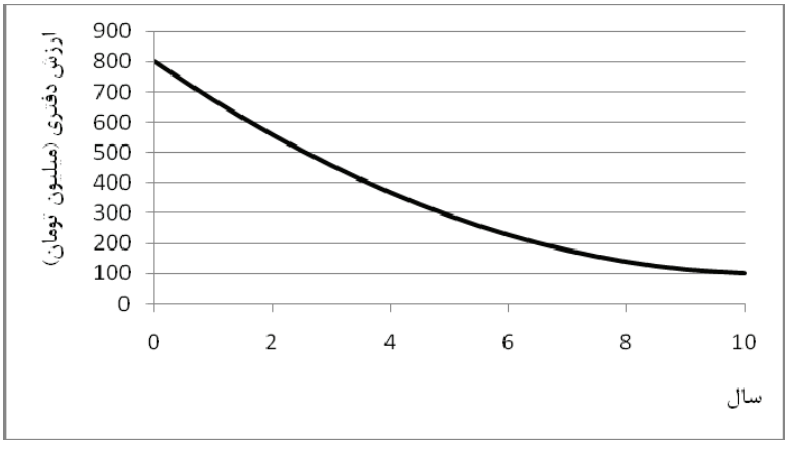
1- Sum – of – years digits

مقادیر استهلاک و ارزش دفتری را با استفاده از روش SOYD نشان می‌دهد.

جدول ۲-۹: مقادیر استهلاک و ارزش دفتری سالیانه نیروگاه فرضی با استفاده از روش SOYD

سال	میزان استهلاک (تومان)	میزان ارزش دفتری (تومان)
۱	–	۸۰۰×۱۰^{۶}
۲	$۱۲۷/۲۷\times۱۰^{۶}$	$۶۷۲/۷۳\times۱۰^{۶}$
۳	$۱۱٤/۵۵\times۱۰^{۶}$	$۵۵۸/۱۸\times۱۰^{۶}$
٤	$۱۰۱/۸۲\times۱۰^{۶}$	$٤۵۶/۳۶\times۱۰^{۶}$
٤	$۸۹/۰۹\times۱۰^{۶}$	$۳۶۷/۲۷\times۱۰^{۶}$
۵	$۷۶/۳۶\times۱۰^{۶}$	$۲۹۰/۹۱\times۱۰^{۶}$
۶	$۶۳/۶٤\times۱۰^{۶}$	$۲۲۷/۳۷\times۱۰^{۶}$
۷	$۵۰/۹۱\times۱۰^{۶}$	$۱۷۶/۳۶\times۱۰^{۶}$
۸	$۳۸/۱۸\times۱۰^{۶}$	$۱۳۸/۱۸\times۱۰^{۶}$
۹	$۲۵/٤۵\times۱۰^{۶}$	$۱۱۲/۷۳\times۱۰^{۶}$
۱۰	$۱۲/۷۳\times۱۰^{۶}$	۱۰۰×۱۰^{۶}

شکل ۵-۹ نمودار غیرخطی ارزش دفتری در سالهای مختلف با استفاده از روش SOYD را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۹: نمودار ارزش دفتری با استفاده از روش SOYD

روش موجودی نزولی

در روش موجودی نزولی[1] (DB) مقدار استهلاک سالیانه برحسب یک نرخ یکنواخت و ثابت کاهش می‌یابد. مقدار استهلاک سالیانه با حاصلضرب آن نرخ ثابت در ارزش دفتری سال قبل حاصل خواهد شد. حداکثر نرخ برابر یا دو برابر (۲۰۰٪) نرخ خط مستقیم است که آن را روش موجودی نزولی دوبل[2] (DDB) می‌نامند. محاسبه ارزش دفتری سالانه با استفاده از روش موجودی نزولی به شرح زیر است.

$$D_K = BV_{K-1}(D) \qquad (۹-۲۰)$$

که در آن D_K، استهلاک سال K ام و D نرخ ثابت است که از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$D = 1 - (\frac{L}{P})^{1/n} \qquad (۹-۲۱)$$

رابطه فوق زمانی صادق است که $L > 0$ باشد. همچنین حداکثر نرخ ثابت فوق $D = \frac{2}{n}$ خواهد بود.

چنانچه مثال گذشته نیروگاه فرضی را با این روش حل نمائیم ابتدا مقدار D را بدست آورده و سپس میزان استهلاک و ارزش دفتری مطابق جدول ۳-۹ بدست خواهد آمد.

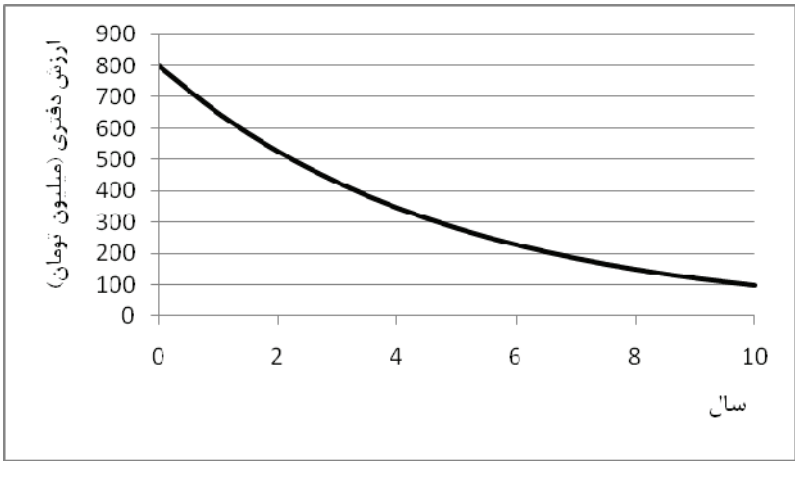
$$D = 1 - (100 \times 10^6 / 800 \times 10^6)^{1/10} = 0/188$$

شکل ٦-۹ نمودار ارزش دفتری در سالهای مختلف با استفاده از روش موجودی نزولی را نشان می‌دهد.

1- Declining balance method
2- Double declining balance method

جدول ۳-۹: مقادیر استهلاک و ارزش دفتری نیروگاه فرضی با استفاده از روش موجودی نزولی

سال	میزان استهلاک (تومان)	ارزش دفتری (تومان)
۰	–	۸۰۰×۱۰^۶
۱	۱۵۰/۴۰×۱۰^۶	۶۴۹/۶۰×۱۰^۶
۲	۱۲۲/۱۲×۱۰^۶	۵۲۷/۴۸×۱۰^۶
۳	۹۹/۱۷×۱۰^۶	۴۲۸/۳۱×۱۰^۶
٤	۸۰/۵۲×۱۰^۶	۳۴۷/۷۹×۱۰^۶
۵	۶۵/۳۸×۱۰^۶	۲۸۲/۴۱×۱۰^۶
۶	۵۳/۰۹×۱۰^۶	۲۲۹/۳۲×۱۰^۶
۷	۴۳/۱۱×۱۰^۶	۱۸۶/۲۱×۱۰^۶
۸	۳۵/۰۱×۱۰^۶	۱۵۱/۲۰×۱۰^۶
۹	۲۸/۴۳×۱۰^۶	۱۲۲/۷۷×۱۰^۶
۱۰	۲۳/۰۸×۱۰^۶	۹۹/۶۹×۱۰^۶



شکل ۶-۹: نمودار ارزش دفتری با استفاده از روش موجودی نزولی

پس از تشریح چند روش مختلف محاسبه استهلاک، باید یادآوری نمود از آنجائیکه در کلیه روشهای فوق‌الذکر تفاوت ارزش اولیه و ارزش اسقاطی یعنی $(P - L)$ در طول عمر مفید دارایی

توزیع گردیده است شاید بنظر آید که عملیات آنها یکسان است. در حالیکه با توجه به عملکرد متفاوت هر روش انتخاب روش استهلاک مناسب از حساسیت زیادی برخوردار می‌باشد. لازم به ذکر است که روشهای متعدد دیگری نیز برای محاسبه استهلاک وجود دارد که در اینجا از آنها ذکری به عمل نیامده است. باید توجه نمود که اصولاً استهلاک نقشی اساسی در صرفه‌جویی مالیاتی دارد که از حاصلضرب استهلاک سالیانه در نرخ مالیاتی بدست می‌آید. زمانی می‌توان به این صرفه‌جویی مالیاتی که نوعی درآمد محسوب می‌شود دست یافت که با توجه به ارزش زمانی پول، بیشترین مقادیر استهلاک را به سالهای ابتدایی یعنی نیمه اول عمرمفید اختصاص داد. به عبارت دیگر ارزش فعلی مقادیر استهلاک باید محاسبه گردد. لازم به ذکر است که نقش اصلی استهلاک در تجزیه و تحلیل اقتصاد بعد از مالیات روشن می‌گردد. همانگونه که قبلاً نیز ذکر شده بود انتخاب روش محاسبه استهلاک تابع قوانین مالیاتی می‌باشد. معمولاً در بسیاری از مطالعات اقتصادی، روش خط‌مستقیم برای محاسبه استهلاک بکار گرفته می‌شود.

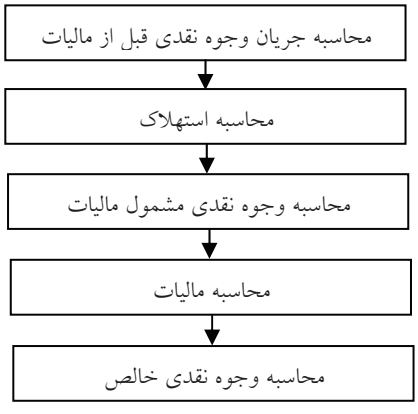
٤-۹ تحلیل اقتصادی بعد از مالیات

از آنجائیکه مؤسسات و نهادهای تولیدی و صنعتی ملزم به پرداخت مالیات بردرآمد هستند، لذا تحلیل اقتصادی پروژه‌ها باید ملحوظ کننده اثر مالیات بر جریان وجوه نقدی باشد. اگر چه روشهای تحلیل اقتصادی مطرح شده در قسمتهای پیشین همچنان به عنوان تکنیکهای مقایسات اقتصادی کاربرد دارند، ولی نقش دو پارامتر استهلاک و نرخ مالیات را نباید از نظر دور کرد و در حقیقت تکنیکهای یاد شده با دو پارامتر مذکور ترکیب شده و مبحث تحلیل اقتصادی بعد از مالیات پایه‌گذاری می‌گردد. این تجزیه و تحلیل براساس محاسبه جریان وجوه نقدی خالص و یا جریان وجوه نقدی پس از مالیات [1] صورت می‌گیرد.

1- Cash flow after tax

۹-٤-۱ محاسبه جریان وجوه نقدی خالص

محاسبه جریان وجوه نقدی خالص در واقع منظور داشتن اثر مالیات بر جریان وجوه نقدی قبل از مالیات ناشی از درآمدها و یا صرفه‌جویی‌ها (مثلاًصرفه‌جویی مصرف انرژی) می‌باشد. روند نمای محاسبه جریان وجوه نقدی خالص (پس از مالیات) در شکل ۷-۹ نشان داده شده است.



شکل ۷-۹: روند نمای محاسبه جریان وجوه نقدی خالص

در ادامه روابط حاکم بر چگونگی محاسبه جریان وجوه نقدی خالص آورده شده است.

$$FBT = GCF - OC \qquad (۹-۲۲)$$

$$TFBT = FBT - D \qquad (۹-۲۳)$$

$$FX = TFBT * TR \qquad (۹-۲٤)$$

$$FAT = FBT - TX \qquad (۹-۲۵)$$

$$FAT = (GCF - OC) - (GCF - OC - D)TR \qquad (۹-۲٦)$$

که در آن،

FBT: جریان وجوه نقدی قبل از مالیات

GCF: جریان وجوه نقدی ناخالص

OC: هزینه‌های بهره‌برداری

$TFBT$: جریان وجوه نقدی مشمول مالیات

D: استهلاک

TX: مالیات سالیانه

TR: نرخ مالیات

FAT: جریان وجوه نقدی پس از مالیات (خالص)

برای آشنایی بیشتر با چگونگی استفاده از روابط فوق پروژه‌ای را با مشخصات زیر در نظر بگیرید:

سرمایه‌گذاری:	۵۰۰۰۰
جریان وجوه نقدی سالیانه:	۲۸۰۰۰–۱۰۰۰K (Kشماره سال)
هزینه بهره‌برداری سالیانه:	۹۵۰۰–۵۰۰K
ارزش اسقاطی:	صفر
عمر پروژه:	۵ سال
نرخ مالیات:	٪۴۰
روش استهلاک:	خطی مستقیم
حداقل نرخ جذب کننده:	٪۷

برای نظردهی در خصوص اقتصادی بودن پروژه باید ارزش فعلی جریان وجوه نقدی پس از مالیات NPV(FAT) را محاسبه نموده و در صورت مثبت بودن، پروژه اقتصادی خواهد بود.

ابتدا باید استهلاک را محاسبه نمود:

$$D = \frac{P - L}{n} = \frac{۵۰۰۰۰}{۵} = ۱۰۰۰۰$$

سپس با استفاده از روابط (۲۲-۹) تا (۲۶-۹) جریان وجوه نقدی پس از مالیات را محاسبه می‌نمائیم. جدول ٤-۹ جزئیات محاسبات را نشان می‌دهد.

جدول ٤-۹: روند محاسبه جریان وجوه نقدی پس از مالیات برای پروژه فرضی

سال	GCF	OC	FBT	D	TFBT	TX	FAT
۰	–	۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰	–	–	–	-۵۰۰۰۰
۱	۲۷۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۷۰۰۰	۱۰۰۰۰	۷۰۰۰	۲۸۰۰	۱٤۲۰۰
۲	۲٦۰۰۰	۱۰۵۰۰	۱۵۵۰۰	۱۰۰۰۰	۵۰۰	۲۲۰۰	۱۳۳۰۰
۳	۲۵۰۰۰	۱۱۰۰۰	۱٤۰۰۰	۱۰۰۰۰	٤۰۰۰	۱٦۰۰	۱۲٤۰۰
٤	۲٤۰۰۰	۱۱۵۰۰	۱۲۵۰۰	۱۰۰۰۰	۲۵۰۰	۱۰۰۰	۱۱۵۰۰
۵	۲۳۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۱۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰	٤۰۰	۱۰٦۰۰

مقدار ارزش فعلی جریان وجوه نقدی پس از مالیات NPV(FAT)=٤۰۵۸ می‌گردد که بیانگر اقتصادی بودن پروژه مذکور است.

۹-٤-۲ اثر مالیات در تحلیل‌های اقتصادی

اصولاً مالیات سوددهی پروژه‌ها را کاهش می‌دهد. در حقیقت با پرداخت مالیات جذابیت طرح‌ها کاهش می‌یابد. ارزش فعلی و یا نرخ بازگشت سرمایه طرحها پس از پرداخت مالیات کاهش می‌یابد.

یکی از پارامترهای مهم و تأثیرگذار بر میزان مالیات چگونگی در نظر گرفتن استهلاک و در نتیجه تعیین جریان وجوه نقدی مشمول مالیات می‌باشد. اصولاً باید روشی برای استهلاک و در نتیجه تعیین FAT استفاده شود که بیشترین صرفه‌جویی مالیاتی را ایجاد و نهایتاً سوددهی پروژه را افزایش دهد. مثلاً به راحتی می‌توان نشان داد که استفاده از دو روش خط مستقیم و جمع ارقام سنوات برای استهلاک چگونه بر جریان وجوه نقدی خالص و سوددهی، ارزش فعلی خالص و

نرخ بازگشت سرمایه تأثیرگذار می‌باشد. این امر با مقایسه هر یک از مقادیر فوق‌الذکر قبل و بعد از مالیات کاملاً مشهود است.

نکته دیگر قابل توجه آن است که چنانچه قسمتی از هزینه اولیه پروژه در قالب وام با نرخ بهره مشخص از طریق مؤسسات مالی تأمین شود، نرخ بازگشت سرمایه بیشتر از زمانی خواهد بود که کل هزینه توسط مالک پروژه تأمین شود. دلیل افزایش نرخ بازگشت سرمایه نقشی است که مقدار بهره پرداختی در محاسبه جریان وجوه نقدی مشمول مالیات یعنی مقدار TFBT دارد. در حقیقت بهره پرداختی مانند استهلاک نقش صرفه‌جویی در مالیات را دارد. به همین دلیل اغلب نهادها و مؤسسات تحت شرایط خاص خواهان تأمین قسمتی از هزینه اولیه پروژه از طریق وام می‌باشند.

۹-۵ نکاتی پیرامون امکان‌سنجی اقتصادی پروژه‌های CHP

در فرآیند مطالعات و تحلیل‌های اقتصادی پروژه‌های CHP معمولاً چندین پروژه ناسازگار[1] با یکدیگر مقایسه می‌گردند. پروژه‌های ناسازگار پروژه‌هایی هستند که با انتخاب یکی از آنها پروژه‌های دیگر اجرا نشوند. روشهای تحلیل اقتصادی که در قسمتهای قبلی این فصل مورد بحث قرار گرفتند در مورد پروژه‌های ناسازگار کاربرد دارند. یکی از مسائل حائز اهمیت در تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP در دست بودن اطلاعات و مشخصه‌های فنی مورد نیاز برای ارزیابی اقتصادی می‌باشد.

۹-۵-۱ اطلاعات مورد نیاز برای ارزیابی اقتصادی CHP

اغلب داده‌ها و فرضیات مورد نیاز برای انجام یک ارزیابی منطقی در جریان بازدیدهای محلی از سایت طی مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ جمع‌آوری شده و در صورت نیاز در مطالعات امکان‌سنجی

1- Mutually exclusive projects

فاز ۲ با دقت بیشتری کامل‌تر می‌شوند. این داده‌ها شامل اطلاعات صورت حسابهای مصرف برق و سوخت در گذشته و نیز اطلاعات و مشخصه‌های فنی دریافتی از سازندگان و تأمین کنندگان تجهیزات CHP می‌باشد. فهرستی از داده‌هایی که معمولاً برای انجام تحلیل‌های اقتصادی مورد نیاز است به شرح زیر می‌باشد:

- *تعیین میزان الکتریسیته و دیماندی که توسط CHP جایگزین می‌گردد*
  - ظرفیت CHP (kW)
  - پیک سالیانه سایت (kW)
  - مصرف سالانه برق شامل تغییرات روزانه و فصلی (kWh)
  - قابلیت دسترسی CHP (%)
  - میزان انرژی الکتریکی مورد نیاز سایت که توسط CHP جایگزین می‌گردد (kWh/y)
  - میزان انرژی الکتریکی که به شبکه فروخته می‌شود (kWh/y)
  - پیک ماهیانه سایت (kW)
  - میانگین کاهش پیک ماهانه (kW)

- *تعیین میزان انرژی گرمایی حاصل از سوخت که توسط CHP جایگزین می‌گردد*
  - میزان گرمای بازیافت شده (MMBtu/y)
  - بازدهی بویلر موجود در سایت
  - میزان سوخت مصرفی که توسط CHP جایگزین می‌گردد (MMBtu/y)

- *تعیین میزان سوختی که توسط سامانه CHP مصرف می‌گردد*
  - میزان انرژی الکتریکی مورد نیاز سایت که توسط CHP جایگزین می‌گردد (kWh/y)

- میزان انرژی الکتریکی که به شبکه فروخته می‌شود (kWh/y)
- بازدهی الکتریکی CHP (HHV) و یا نرخ گرمایی (Btu/kWh)
- مصرف سوخت (MMBtu/y)

- *تعیین میزان صرفه‌جویی انرژی*

- میزان انرژی الکتریکی که در تابستان، زمستان، بارپیک، بار میانی و بار دره جایگزین می‌شود (kWh)
- دیماند جایگزین شونده در تابستان، زمستان (kW)
- انرژی الکتریکی فروشی (kWh)
- قیمت حالت انتظار (R/kW)
- تعرفه‌های برق (R/kWh, R/kW)
- قیمت فروش برق (R/kWh)
- قیمت سوخت جایگزین شده (R/MMBtu)
- قیمت سوخت مصرفی توسط CHP (R/MMBtu)
- میزان فروش برق در سال (R/y)
- هزینه سوخت (R/y)
- قیمت‌های پیش‌بینی شده انرژی برای آینده بدلیل احتمال افزایش قیمت حاملهای انرژی

- *تعیین کل میزان سرمایه‌گذاری*

- هزینه تجهیزات مجموعه محرکه اولیه و ژنراتور (R/kW)
- هزینه تجهیزات بازیافت گرما (R)

- هزینه تجهیزات بهره‌برداری کننده از گرمای بازیافتی (R)
- هزینه تجهیزات کنترلی و اتصال به شبکه (R)
- هزینه تجهیزات کمپرسور فشار گاز چنانچه مورد نیاز باشد (R)
- هزینه نیروی انسانی و مصالح مورد نیاز (R)
- هزینه‌های مهندسی و مدیریت پروژه (R)
- هزینه اخذ مجوزها و پروانه (R)
- هزینه‌های پیش‌بینی نشده (بصورت درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری) (R)

- تعیین گزینه‌های تأمین مالی

- میزان وام
- نرخ تنزیل
- هزینه داخلی سرمایه
- استهلاک
- شرایط اجاره به شرط تملیک

با استفاده از اطلاعات فوق می‌توان جریان وجوه نقدی سالانه را پیش‌بینی نمود. لازم به ذکر است که در اینجا علامت‌های y و R به ترتیب نشان دهنده سال و واحد پول (ریال) می‌باشند.

۹-۵-۲ مطالعات موردی تحلیل اقتصادی CHP

در این قسمت مثالهای عددی از تحلیل اقتصادی پروژه CHP فرضی مورد بحث قرار می‌گیرد.

دوره بازگشت سرمایه

میزان سرمایه‌گذاری و صرفه‌جویی‌های پیش‌بینی شده برای یک پروژه CHP در جدول ۵-۹ نشان داده شده است. جهت سهولت تحلیل فقط مؤلفه‌های اصلی هزینه‌ها و صرفه‌جویی‌ها در جدول فوق‌الذکر ارائه شده است. این موارد شامل هزینه‌های انرژی (صرفه‌جویی انرژی الکتریکی و هزینه‌های سوخت)، هزینه‌های بهره‌برداری (به غیر از سوخت) و تعمیر و نگهداری و هزینه سرمایه‌گذاری برای احداث پروژه. عوامل و پارامترهایی که بر میزان صرفه‌جویی‌ها تأثیر می‌گذارند شامل قیمت خرده‌فروشی برق، قابلیت فروش برق، قیمت سوخت، هزینه تأمین برق پشتیبان (حالت انتظار)، نرخ گرمایی CHP (مصرف سوخت)، هزینه بهره‌برداری، هزینه تعمیر و نگهداری، تعداد ساعات بهره‌برداری، ضریب بار و ارزش گرمای بازیافت شده می‌باشد.

جدول ۵-۹: داده‌های اقتصادی یک پروژه CHP فرضی

مؤلفه‌های هزینه و یا صرفه‌جویی	مبلغ (دلار)
هزینه سالانه کنونی برق	۵۰۰.۰۰۰
هزینه سالانه کنونی سوخت	۲٦۰.۰۰۰
مجموع هزینه‌های سالانه پایه	۷٦۰.۰۰۰
هزینه سالانه پیش‌بینی شده انرژی الکتریکی در حضور CHP	۱۰۰.۰۰۰
هزینه سالانه پیش‌بینی شده مصرف سوخت CHP	۳۱۰.۰۰۰
مجموع هزینه‌های سالانه پیش‌بینی شده در حضور CHP	٤۲۰.۰۰۰
میزان صرفه‌جویی پیش‌بینی شده در حضور CHP	۳٤۰.۰۰۰
هزینه سرمایه‌گذاری	۱.۵۰۰.۰۰۰

$$\text{دوره بازگشت ساده سرمایه} = \frac{۱٫۵۰۰٫۰۰۰}{۳٤۰٫۰۰۰} = ٤/٤ \quad \text{سال}$$

همانگونه که ملاحظه می‌شود سرمایه‌گذاری اولیه برای احداث CHP فرضی در مدت ٤/٤ سال

بازیافت می‌گردد. قبول و یا عدم قبول این مدت برای دوره بازگشت سرمایه به سیاست‌های مالکین و انتظار آنها از عملکرد سرمایه‌گذاری بستگی دارد.

تحلیل ارزش فعلی خالص (NPV)

جهت برآورد ارزش فعلی خالص پروژه باید جریان وجوه نقدی پیش‌بینی شده را برای چرخه عمر پروژه در نظر گرفت. جدول ٦-۹ جریان وجوه نقدی پیش‌بینی شده پروژه CHP فرضی برای چرخه عمر ۱۰ ساله را نشان می‌دهد. در این جدول قیمت‌های پیش‌بینی شده برای برق و سوخت نیز ملحوظ شده است. نرخ تنزیل نیز برابر ۹٪ در نظر گرفته شده است.

جدول ٦-۹: جریان وجوه نقدی سالانه برای پروژه CHP فرضی (دلار)

سال	هزینه خالص برق	هزینه خالص سوخت	هزینه تعمیر و نگهداری	جریان وجوه نقدی خالص
۱	٤۰۰.۰۰۰	۵۰.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳٤۰.۰۰۰
۲	٤۰۸.۰۰۰	۵۲.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳٤۷.۰۰۰
۳	٤۱٦.۰۰۰	۵۳.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳۵۳.۰۰۰
٤	٤۲٤.۰۰۰	۵۵.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳٦۰.۰۰۰
۵	٤۳۳.۰۰۰	۵٦.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳٦۷.۰۰۰
٦	٤٤۲.۰۰۰	۵۸.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳۷٤.۰۰۰
۷	٤۵۰.۰۰۰	٦۰.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳۸۱.۰۰۰
۸	٤۵۹.۰۰۰	٦۱.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳۸۸.۰۰۰
۹	٤٦۹.۰۰۰	٦۳.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	۳۹۵.۰۰۰
۱۰	٤۷۸.۰۰۰	٦۵.۰۰۰	۱۰.۰۰۰	٤۰۳.۰۰۰

با توجه به داده‌های مربوط به جریان وجوه نقدی پیش‌بینی شده برای این CHP، میزان ارزش فعلی خالص برابر ۸۷٤/۵۰۰ دلار می‌گردد. این مقدار مثبت در مقایسه با گزینه شرایط موجود از

ارجحیت برخوردار بوده و CHP فرضی را می‌توان انتخاب نمود. از طرف دیگر برای این پروژه نرخ بازگشت داخلی IRR نیز برابر ۲۸٪ بدست می‌آید و چون مقدار آن بزرگتر از نرخ تنزیل (۹٪) می‌باشد لذا می‌توان نتیجه گرفت که پروژه توجیه اقتصادی دارد.

۳-۵-۹ سایر ملاحظات در تحلیل اقتصادی پروژه‌های CHP

در بسیاری از موارد، منافع و ارزشهای متعدد دیگر در بکارگیری پروژه‌های CHP که به صورت مناسبی طراحی شده باشند وجود دارد، لیکن امکان کمی‌سازی ارزش آنها درارزیابی‌های رایج اقتصادی وجود ندارد. از این رو باید سرمایه‌گذاران اینگونه مزایا و منافع سامانه‌های CHP را نیز در تصمیم‌گیری خود دخالت دهند. تعدادی از این منافع که به برخی از آنها قبلاً نیز اشاره شده بود به شرح زیر می‌باشند:

- بهبود قابلیت اطمینان تأمین انرژی مورد نیاز
- عدم وابستگی به شبکه برق در مواقع خاموشی
- بهبود بهره‌وری فرآیندهای تجاری
- قابلیت پاسخ‌گوئی بار در زمانهای پیک
- قابلیت ارائه خدمات جانبی[1] به شرکت برق
- پیوستن به جمع نهادهایی که ملاحظات زیست‌محیطی را رعایت می‌کنند

ارزش هر یک از این منافع به شرایط و ویژگی‌های مصرف کنندگان، الگوی مصرف، مشخصات و محدودیت‌های شرکت برق، تأمین کننده برق و قوانین زیست‌محیطی بستگی دارد.

1- Ancillary service

۹-٦ تأثیر عدم ثبات قیمت حامل‌های انرژی براقتصاد پروژه‌های CHP

معمولاً در محیط بازار رقابتی، قیمت حامل‌های مختلف انرژی مثل برق، گازطبیعی، فرآوردهای نفتی و یا نفت‌خام ممکن است به دلایل مختلف با عدم ثبات قیمت[1] مواجه شوند. عدم ثبات قیمت انرژی از عوامل مهم ایجاد فضای بی‌اعتمادی در بازار انرژی و ورود عدم قطعیتها در تحلیل‌های اقتصادی می‌گردد. این امر به نوبهٔ خود بر فرآیندهای تصمیم‌گیری در خصوص به‌کارگیری تجهیزات پربازده و سرمایه‌گذاری در احداث سامانه‌های انرژی تأثیر می‌گذارد. نتیجه این امر ممکن است موجب تأخیر و تعلل در استفاده از فرصت‌های بازار و عدم استفاده مناسب از تکنولوژیهای پر بازده گردد.

۹-٦-۱ علل بی‌ثباتی قیمت انرژی

در یک بازار رقابتی کارا، قیمت انرژی نقش ایجاد تعادل در عرضه و تقاضا را ایفا می‌نماید. در چنین شرایطی تغییر قیمت‌ها به میزان عدم تعادل و قابلیت تولید کنندگان و مصرف کنندگان در پاسخگویی جهت رفع تعادل بستگی دارد. این امر هم در کوتاه مدت و هم در دراز مدت صادق می‌باشد. مثلاً در کوتاه‌مدت شرایط آب‌وهوایی بر میزان تقاضای برق و یا گاز طبیعی تأثیر قابل توجهی دارد. اما در درازمدت، قیمت‌ها بعنوان علائمی برای توسعه منابع جدید تولید انرژی نقش خواهند داشت.

از دلائل مهم تغییرات قیمت حامل‌های انرژی، می‌توان به شرایط غیرمعمول آب‌وهوایی، تغییر سیاستهای تشویقی، محدودیت ظرفیت تولید، حذف یارانه‌ها، تغییر الگوی تقاضا و مصرف اشاره نمود. لذا ضروریست سرمایه‌گذاران در توسعه سامانه‌های CHP این تغییرات و عدم قطعیتها را در تحلیل‌های اقتصادی مدنظر قرار دهند.

1- Price volatility

۹-۶-۲ مکانیزم‌های پوشش ریسک

بطور کلی راهکارهای متعددی برای کاهش ریسک‌های ناشی از بی‌ثباتی قیمتهای انرژی وجود دارد. مثلاً استفاده از سیستم‌های دوگانه‌سوز مثل توربین‌های گاز و یا میکروتوربین‌ها که می‌توانند گاز طبیعی و یا سوخت گازوئیل مصرف کنند به عنوان یک راه‌حل قابل توجه می‌باشند. البته شرایط و محدودیت‌های زیست‌محیطی می‌تواند نقشی تأثیرگذار بر چگونگی بهره‌برداری از اینگونه سیستمها داشته باشد. اغلب بویلرها نیز می‌توانند با سوخت‌های متفاوت بهره‌برداری شوند. موتورهای رفت‌وبرگشتی معمولاً برای یک نوع سوخت طراحی می‌شوند. لیکن پیل‌های سوختی می‌توانند با سوخت‌های متنوع گازطبیعی، متانول و یا گاز متان بدست آمده از زباله مورد بهره‌برداری قرار گیرند. بنابراین سرمایه‌گذاران با انتخاب مناسب سامانه‌های CHP می‌توانند تا حدودی ریسک‌های ناشی از بی‌ثباتی قمیت حامل‌های انرژی را پوشش دهند.

از دیگر راه‌های پوشش ریسک استفاده از ابزارهای مختلف تأمین مالی پروژه‌ها و استفاده از گزینه‌های مختلف قراردادی در بازار انرژی می‌باشد.

۹-۶-۳ تأثیر بی‌ثباتی قیمت‌های انرژی

پیش‌بینی می‌شود با گسترش بکارگیری واحدهای تولید پراکنده (DG) و CHP تقاضا برای حامل‌های اولیه انرژی به خصوص گازطبیعی افزایش قابل توجهی داشته باشد. ضمناً استفاده کنندگان و سرمایه‌گذاران CHP با موانعی چون نیازهای اتصال به شبکه‌های برق و گاز، مجوزهای زیست‌محیطی، محدودیت‌های محلی، هزینه‌های گران تأمین برق پشتیبان، هزینه‌های بالای اتصال به شبکه، هزینه‌های خروج از شبکه (عدم تعهد به قرارداد فروش برق) و هزینه‌های انتقال برق فروشی و غیره مواجه می‌گردند. در چنین شرایطی نوسانات قیمت‌های انرژی نیز به پیچیدگی مسائل می‌افزاید. ضمناً پیش‌بینی می‌شود در محیط رقابتی انرژی، قیمت‌های برق و گاز نیز

وابستگی بیشتری به یکدیگر پیدا نموده و از این رو سرمایه‌گذاران DG و CHP باید در تحلیل‌های اقتصادی خود سناریوهای مختلف قیمت‌های برق و گاز را منظور دارند. لذا، عدم ثبات قیمتهای انرژی، ریسک پروژه را افزایش داده و برآورد نحوه بازگشت سرمایه گذاری را مشکل می‌نماید.

از آنجائیکه قیمت سوخت (گازطبیعی) عمده‌ترین سهم را در هزینه تولید برق توسط CHP تشکیل می‌دهد، بنابراین عدم ثبات قیمت گازطبیعی می‌تواند بدون تردید برروی توجیه اقتصادی پروژه CHP تأثیرگذار باشد. علت آن است که چنانچه قیمت گازطبیعی به عنوان ورودی به سیستم CHP از بی‌ثباتی برخوردار باشد، در صورت ثابت بودن قیمت خروجی یعنی برق، سرمایه‌گذار با ریسک جدی مواجه خواهد شد.

باید به این نکته نیز توجه نمود که در محیط‌های رقابتی، اصولاً تولید برق بصورت متمرکز (توسط شرکت‌های برق) یکی از گزینه‌های اولیه (رقیب CHP) برای تأمین برق متقاضیان خواهد بود. بنابراین تأثیر عدم ثبات قیمت‌های برق و گازطبیعی بر عملکرد اقتصادی CHP در مقایسه با تأثیر آن بر شرکت برق از نکات مهمی است که در ارزیابی‌های اقتصادی CHP باید در نظر گرفته شود. به طور کلی تولید برق توسط یک واحد تولید پراکنده (بدون بازیافت گرما) در مقایسه با تولید برق متمرکز (توسط شرکت‌های برق) از بازدهی سوخت پائین برخوردار می‌باشد. بعبارت دیگر چنانچه هزینه‌های تعمیر و نگهداری یکسان در نظر گرفته شود، آنگاه هزینه یک واحد برق تولیدی توسط نیروگاههای متمرکز کمتر از هزینه یک واحد برق تولیدی توسط واحدهای تولید پراکنده خواهد بود. ضمناً با توجه به اینکه شرکتهای برق، نیروگاههایی با سوخت‌های مختلف در اختیار دارند می‌توانند در زمان نوسانات قیمت گاز سوخت‌های دیگر را بکار گیرند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که بطور کلی تولید برق بصورت متمرکز در مقایسه با CHP کمتر تحت تأثیر نوسانات قیمت گازطبیعی قرار خواهد گرفت.

علی‌رغم این شرایط، بدلیل مزایای CHP در بازیافت گرمای اتلافی و در نتیجه برخورداری از بازدهی سوخت نسبتاً بالا، بسیاری از صنایع و واحدهای تجاری در کشورهای مختلف جهان درحال حاضر واحدهای مختلف CHP را بکار گرفته‌اند و در عین حال، توسعه اینگونه سامانه‌ها روند رو به رشدی را دارد.

مراجع

1- A. Thumann, and D. Paul Mehta, "*Handbook of Energy Engineering",* Fifth edition, The Fairmont Press Inc., 2001.

2- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications"*, The Fairmont Press Inc., 2003.

3- *"Industrial Application Guide for Innovative Combined Heat and Power"*, Oak Ridge National Laboratory, January 2004.

4- M. Pehnt et al., *"Micro Cogenerotion, Towards Decentralized Energy Systems"*, Springer, 2006.

۵- محمدمهدی اسکونژاد *«اقتصادی مهندسی یا ارزیابی اقتصادی پروژه‌های صنعتی»* انتشارات مؤسسه مطبوعاتی علمی، ۱۳۶۸.

6- O. Balleg et al., *"An Engineering-Economic Analysis of Combined Heat and Power Technologies in a Grid Application"*, Lawrence Berkeley National Laboratery, March 2002.

۱۰

نصب، راه‌اندازی و بهره‌برداری از سامانه‌های CHP

در فصل‌های پیشین کتاب مباحث مربوط به فرآیند توسعه پروژه‌های CHP از مرحله کفایت سنجی تا مرحله تحلیل اقتصادی در سطح سرمایه‌گذاری و نکاتی پیرامون مهندسی خرید و تأمین تجهیزات با جزئیات کافی مورد بحث قرار گرفت. آنچه که در بحث‌های فوق‌الذکر مورد تأکید قرار گرفته بود انتخاب درست و طراحی مناسب سامانه‌های CHP با منظور داشتن ملاحظات سرمایه‌گذار بود. لیکن باید توجه نمود که حتی اگر بهترین و با کیفیت‌ترین تجهیزات و ماشین‌آلات انتخاب شوند بدون رعایت نکات فنی و استانداردهای مربوط به نصب، راه‌اندازی و بهره‌برداری مناسب، دستیابی به اهداف از پیش تعیین شده میسر نخواهد شد. علاوه بر موارد فوق، موضوع تعمیر و نگهداری مناسب برای حفظ عملکرد و بازدهی مؤثر نیز از مسائل حائز اهمیت در بکارگیری بهینه سامانه‌های CHP می‌باشد.

در این فصل، ابتدا ملاحظات مربوط به نصب، راه‌اندازی، بهره‌برداری و تعمیر ونگهداری سامانه‌های CHP تشریح گشته و در ادامه نکاتی پیرامون تأمین سوخت و ملاحظات زیست‌محیطی واحدهای CHP مورد بحث قرار می‌گیرد.

۱-۱۰ نصب سامانه‌های CHP

۱-۱-۱۰ مدیریت نصب

مدیریت و نظارت دقیق یکی از اجزاء اصلی فرآیند نصب سامانه‌های CHP می‌باشد. گستره این مدیریت نه تنها در برگیرنده ساخت و سازهای لازم و نصب تجهیزات و ماشین‌آلات بوده، بلکه مباحث مربوط به رعایت ایمنی و سلامت محیط کارگاه، مسئولیت‌های برنامه‌ریزی و نظارت بر تعهدات قراردادی را نیز دربر می‌گیرد. معمولاً نصب واحدهای CHP توسط یک یا چند پیمانکار واجد صلاحیت صورت می‌گیرد. این افراد کلیه مسئولیت‌های مربوط به نصب صحیح و ایمنی تجهیزات و ماشین‌آلات را در محدوده زمانی و هزینه مشخص شده بعهده دارند. بگونه‌ای که عملکرد مورد انتظار از سامانه CHP قابل دستیابی باشد. تقسیم مسئولیت‌ها بین مالک و پیمانکاران با توجه به چگونگی اجرای پروژه و نوع قراردادهای منعقد شده متفاوت می‌باشد.

اجرای پروژه به صورت امانی

در این حالت مالک پروژه با اتکاء بر کارکنان داخلی، خود مسئولیت نصب تجهیزات و ماشین‌آلات را بعهده می‌گیرد. گروه مدیریت پروژه باید در خصوص اجرای عملیات نصب در چارچوب زمانبندی مشخص شده برای نصب یکایک اجزاء مختلف هماهنگی لازم را به عمل آورد. در خصوص پروژه‌های بزرگ، ممکن است نیروی انسانی داخلی جوابگوی کلیه نیازها نباشد، لذا در چنین مواقعی از منابع انسانی بیرون از سازمان مثل شرکت‌های مهندسی و مشاوران برای همکاری در اجرای عملیات نصب دعوت به عمل می‌آید.

اجرای پروژه به صورت کلیددردست

در حالت نصب پروژه به صورت کلیددردست، پیمانکار کلیه مسئولیت‌های مربوط به نصب CHP

را بعهده داشته و گروه مدیریت پروژه وابسته به پیمانکار مسئولیت کلیه جنبه‌های مربوط به کار را برعهده دارد. مسئولیت مالک فراهم نمودن زمینه دسترسی و حضور پیمانکار در سایت، اتصال به شبکه‌های سوخت و برق و نیز هر گونه هماهنگی لازم بین فعالیت‌های مربوط به بهره‌برداری از ماشین‌آلات و تجهیزات موجود در سایت و سامانه جدید CHP می‌باشد.

از جمله نکات حائزاهمیت، ضرورت ایفای نقش نظارتی توسط مالک جهت اطمینان از پیشرفت عملیات نصب مطابق مشخصات تعیین شده می‌باشد. چنانچه هر گونه مسئله‌ای که در مراحل مختلف عملیات نصب رخ می‌دهد، در همان ابتدای کار مورد توجه قرار گیرد، بدون تردید حل آن ساده‌تر از زمانی خواهد بود که انعکاس مشکلات در زمانی دیرتر صورت پذیرد. در این خصوص لازم است نظارت منظم بر روند عملیات نصب ونیز جلسات دوره‌ای بین مالک و پیمانکار برگزار گردد.

اجرای پروژه توسط ESCO

در حالتی که توسعه پروژه به یک ESCO واگذار شده باشد، برخی از مسئولیت‌ها همچنان برعهده مالک سایت خواهد بود. ازجمله، فراهم نمودن شرایط دسترسی به سایت، اتصال شبکه‌های برق و گاز به واحد جدید CHP و نیز سایر مواردی که به هماهنگی بین فعالیت‌های بهره‌برداری از تجهیزات موجود در سایت و واحد جدید CHP نیاز دارد.

از آنجائیکه در این حالت مالکیت و بهره‌برداری CHP بر عهده پیمانکار (ESCO) می‌باشد، مالک سایت نقش کمتری در مسایل مربوط به نصب واحد CHP را دارا می‌باشد. در برخی از حالتها، ممکن است نماینده‌ای از طرف نهاد تأمین مالی (فاینانسر) بعنوان ناظر، روند عملیات نصب را گزارش نماید.

۲-۱-۱۰ ملاحظات عملی در نصب CHP

هر چند در فرآیند مطالعات امکان‌سنجی احداث پروژه‌های CHP موضوع توجیه اقتصادی یکی از مهمترین عوامل در ارزیابی پروژه می‌باشد، لیکن ملاحظات دیگری نیز در اجرایی شدن پروژه دارای نقش می‌باشند. از جمله این موارد می‌توان به ملاحظات عملی در نصب CHP اشاره نمود. البته این موارد در مرحله مطالعات امکان‌سنجی به صورت کلی ودر مرحله اجراء پروژه با جزئیات کامل مدنظر قرار می‌گیرند. به طور کلی قبل از شروع عملیات اجرائی، محل نصب CHP در سایت باید به‌دقت مورد بررسی قرار گرفته و با توجه به عوامل و پارامترهای زیر محل بهینه نصب آن تعیین گردد:

- از آنجایی که سامانه CHP برای مدتی طولانی در سایت مورد نظر تحت بهره‌برداری قرار می‌گیرد، لذا محل نصب آن باید بگونه‌ای انتخاب گردد که تداخلی در فعالیت‌های جاری نداشته باشد.
- محل نصب باید بگونه‌ای باشد که فضای کافی برای تجهیزات مختلف جانبی CHP و نیز سهولت دسترسی جهت انجام تعمیرات پیش‌بینی شده باشد.
- ماشین‌آلات و تجهیرات CHP باید برروی فونداسیون مناسبی نصب گردند که تحمل بارهای استاتیک و دینامیک را داشته باشد. این امر نیاز به ساخت فونداسیون بتونی و در موارد خاص نیاز به شمع‌کوبی دارد.
- محل نصب CHP باید در موقعیتی باشد که بتوان گرمای بازیافتی را به سهولت و با حداقل هزینه به تأسیسات موجود و یا تأسیساتی که احتمالاً در آینده قرار است نصب شوند انتقال داد. البته این امر به نصب لوله‌های جدید برای انتقال بخار و آب‌گرم نیاز دارد.
- CHP باید حتی‌الامکان در محلی نصب گردد که به سهولت بتوان اتصالات الکتریکی بین آن و تأسیسات موجود الکتریکی در سایت را برقرار نمود. البته باید متذکر شد که محل

تأسیسات الکتریکی موجود یکی از عوامل تعیین کننده محل نصب CHP می‌باشد.

- در برخی از پروژه‌های CHP، با توجه به ظرفیت آن ممکن است به ساخت دودکش جدید نیاز باشد، لذا محل نصب CHP باید از این امکان برخوردار باشد.
- از آنجائیکه بهره‌برداری از اکثر سامانه‌های CHP (به غیر از پیل سوختی) همراه با سروصدا (نویز) می‌باشد و با توجه به اینکه انتظار می‌رود CHP طی ساعاتی طولانی و پیوسته مورد بهره‌برداری قرار گیرد، لذا محل نصب آن باید طوری باشد که تأثیر سروصدا بر محیط به حداقل برسد. البته استفاده از روشهای کاهش نویز مثل قرار دادن CHP در محفظه‌های صداگیر نیز قابل بررسی می‌باشد، اما هزینه‌های مترتبه را باید ملحوظ داشت.
- از آنجائیکه واحد CHP می‌بایست به تأسیسات موجود الکتریکی و گرمایی سایت متصل گردد، ممکن است تغییراتی برای برقراری اتصالات جدید مورد نیاز باشد. ضمناً ممکن است ضروری باشد برای ذخیره سازی سوخت، آب و یا سایر اقلام مصرفی مثل روغن سرویس پیش‌بینی لازم صورت گیرد.

۳-۱-۱۰ کمینه‌سازی تداخل عملیات نصب CHP با فعالیتهای جاری سایت

زمانی که قرار است یک سامانه CHP در سایت فعال و درحال کار نصب گردد، حالت ایده‌آل آن است که محدوده‌ای که برای نصب CHP در نظر گرفته شده است با قراردادن حصار موقت از مابقی سایت جدا گردد. پیمانکار نصب CHP مجاز خواهد بود به این محوطه تخصیص یافته دسترسی آزاد داشته و از امکان انبار نمودن تجهیزات و مصالح کارگاهی و تأسیس دفتر موقت همراه با پشتیبانی‌های لازم برخوردار باشد. برخی از پیمانکاران به خصوص ESCOها بر ضرورت ایجاد حصار برای کارگاه نصب CHP بعنوان یک بند قراردادی در مشخص نمودن مرز تعیین مسئولیت‌ها اصرار می‌ورزند.

در بسیاری از سایت‌ها که با محدودیت فضا مواجه می‌باشند و در مواردی که سامانه CHP باید با تأسیسات تأمین انرژی موجود به صورت یکپارچه درآید، برقراری شرایط ایده‌آل فوق‌الذکر امکان‌پذیر نمی‌باشد. در چنین مواردی، باید محل‌هایی را که برای نصب سامانه CHP و تجهیزات جانبی مورد نیاز است به طور شفاف در متن قرارداد آورد. این امر برای جلوگیری از بروز مشکلات و کمینه نمودن مداخله‌های روزمره در فعالیت‌های جاری سایت بسیار اساسی می‌باشد. به‌علاوه، ارتباط دائم بین مالک سایت و پیمانکار برای حداقل‌سازی تداخل کاری نیز باید در دستور کار قرار گیرد.

از آنجائیکه سامانه CHP پس از اتمام مراحل نصب باید به سیستم‌های موجود در سایت متصل گردد، برای انجام این عملیات به قطع موقت شبکه داخلی برق و تأسیسات گرمایی و در صورت نیاز سایر تجهیزات سیستم انرژی سایت نیز باید از مدار خارج شوند، از این رو باید زمان و دوره قطع موقت برای انجام عملیات اتصال بین طرفین مورد توافق قرار گیرد.

٤-۱-۱۰ تغییرات در مشخصات فنی

ممکن است در طول مراحل نصب CHP به دلایل مختلف و غیرقابل اجتناب اجرای دقیق مشخصات فنی که در طراحی اولیه در نظر گرفته شده است امکان‌پذیر نباشد. در چنین شرایطی باید مسائل از طریق مذاکره بین مالک و پیمانکار مورد توافق قرار گرفته و ثبت گردد. در برخی از موارد ممکن است هزینه‌های جدید بر مالک تحمیل گردد، لیکن معمولاً در بندهای قرارداد با منظور نمودن هزینه‌های پیش‌بینی نشده این نوع مسائل قابل حل خواهد بود.

در برخی از موارد، نیاز به تغییرات در مشخصات فنی به عنوان فرصتی برای بهبود عملکرد و بازدهی سامانه CHP از طریق ارتقاء تجهیزات تلقی می‌گردد. لذا ضروریست در قرارداد اولیه سازوکار لازم برای تغییر سفارش تجهیزات در نظر گرفته شود. البته باید متذکر شد که ممکن است

برخی از پیمانکاران جهت جبران بعضی از هزینه‌های خود که در طراحی اولیه در نظر نگرفته‌اند علاقمند به تغییرات زیاد در مشخصات فنی باشند و باید این موارد قبل از توافق توسط تیم مدیریت پروژه کارفرما به دقت مورد بررسی قرار گیرد.

معمولاً در قراردادهایی که بین کارفرما و پیمانکار منعقد می‌شود، جریمه‌های تأخیر اجرای کار پیش‌بینی می‌گردد. همچنین در برخی از قراردادها برای اتمام پیش از موعد نیز جوایز و مشوق‌هایی در نظر گرفته می‌شود، به خصوص در مواردی که اتمام زودهنگام پروژه منافعی برای کارفرما در برداشته باشد.

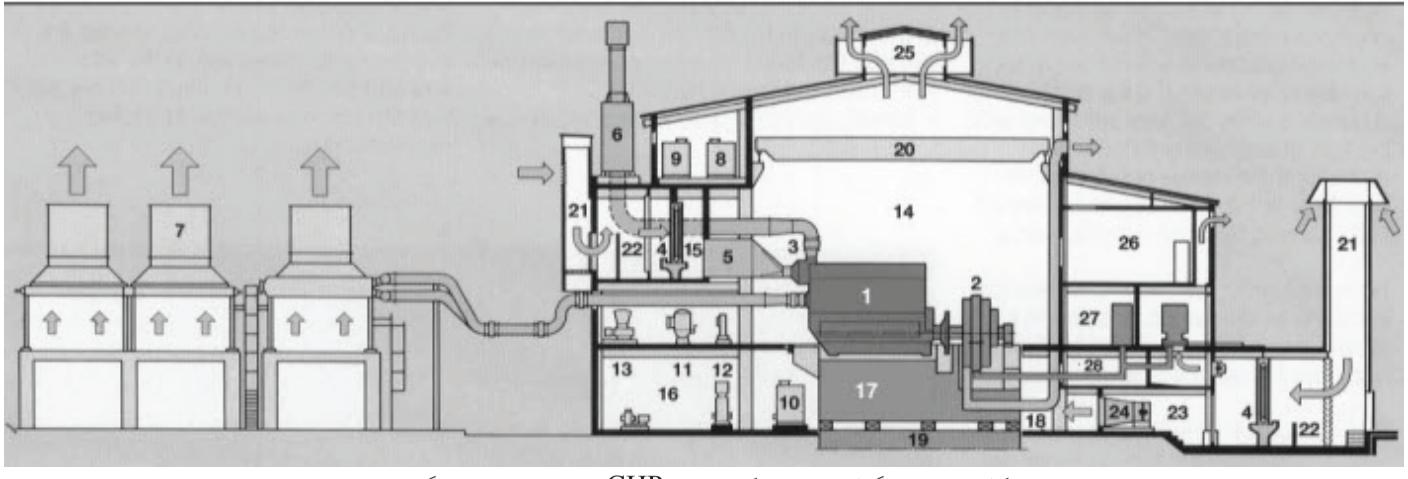
۱۰-۱-۵ نمونه‌هایی از چیدمان سامانه‌های CHP

جهت آشنایی با چگونگی قرار گرفتن ماشین‌آلات و تجهیزات سامانه‌های CHP، در این قسمت چند نمونه از چیدمان این سامانه‌ها با انواع محرکه‌های اولیه در سایت‌های مختلف ارائه می‌گردد. خوانندگان با توجه به مشخصاتی که در شکل‌های مربوط به این قسمت آورده شده است از چگونگی در کنار هم قرار گرفتن تجهیزات مختلف، فضاهای مورد نیاز و تخمینی از ابعاد مربوطه، پیش‌بینی ارتفاع مورد نیاز فضاها برای جابجائی تجهیزات توسط جرثقیل‌های سقفی، و غیره آشنا می‌گردند.

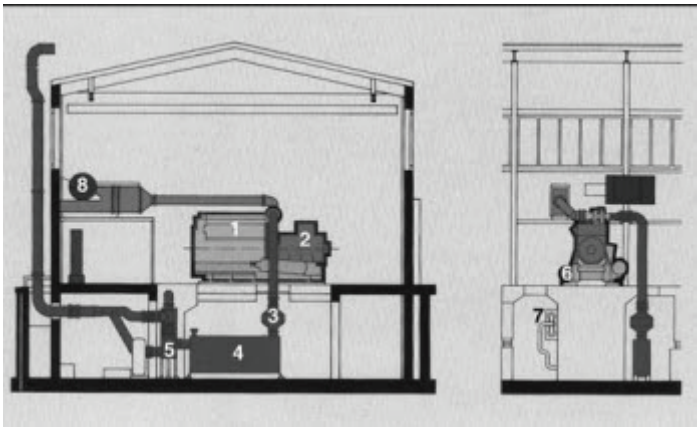
شکل‌های ۱-۱۰ و ۲-۱۰ چیدمان اجزاء مختلف یک موتور رفت و برگشتی را نشان می‌دهد. در شکل ۱-۱۰ موتور رفت و برگشتی و تجهیزات جانبی آن و در شکل ۲-۱۰ سامانهCHP با موتور رفت و برگشتی همراه با تجهیزات بازیافت گرما از گازهای خروجی و نیز تجهیزات مربوط به کنترل آلاینده‌ها با جزئیات شماره‌گذاری شده مشخص گردیده‌اند.

اجزاء سامانه CHP:

۱- موتور رفت و برگشتی
۲- ژنراتور الکتریکی
۳- توربو شارژر
٤- فیلتر هوا
٥- صداگیر هوای ورودی
٦- صداگیر گازهای خروجی
۷- رادیاتور
۸- مخزن سوخت
۹- مخزن روغن
۱۰- مخزن سرویس روغنکاری
۱۱- فیلتر روغن
۱۲- نمایش دهنده فیلتر روغن
۱۳- دستگاه سانتریفوژ روغن
۱٤- سالن موتور
۱٥- مهارکننده تجهیزات
۱٦- زیرزمین
۱۷- بلوک موتور
۱۸- ایزولاتورهای فنری
۱۹- فونداسیون موتور
۲۰- جرثقیل سقفی
۲۱- برج هوای ورودی
۲۲- صفحه جدا کننده
۲۳- اتاق فن
۲٤- فن تهویه تحت فشار
۲٥- فن تهویه مکش
۲٦- اتاق کنترل
۲۷- کلیدخانه- اتاق باطری و ترانس
۲۸- محفظه عبور کابلها



شکل ۱-۱۰: دیاگرام چیدمان یک سامانه CHP با موتور رفت و برگشتی

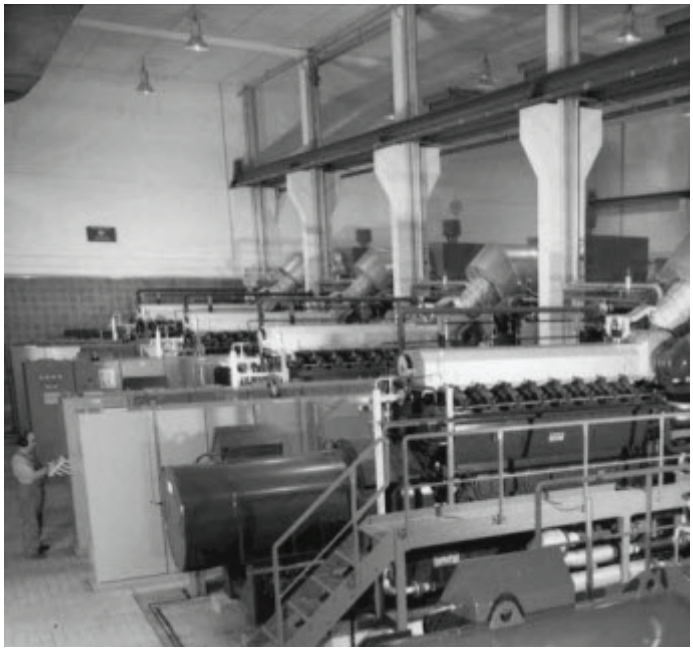


شکل ۲-۱۰: چیدمان CHP موتور رفت و برگشتی به همراه تجهیزات بازیافت گرما و کنترل آلاینده‌ها

اجزاء سامانه

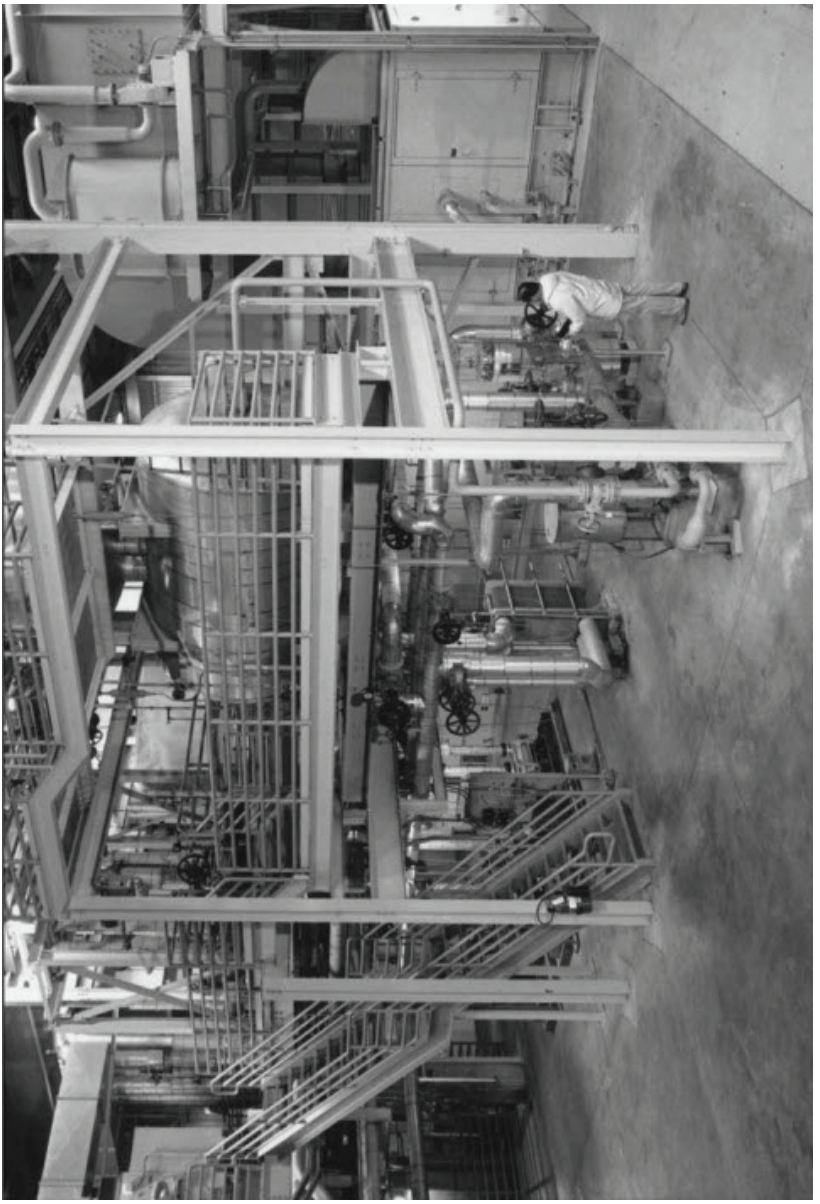
۱- موتور رفت و برگشتی
۲- ژنراتور الکتریکی
۳- سیستم کاتالیست گازهای خروجی
٤- صداگیر گازهای خروجی
۵- سیستم بازیافت گرما
٦- مبدل گرمایی روغن
۷- مبدل گرمایی آب خنک‌کن
۸- مخزن سوخت

در شکل ۳-۱۰ سالن موتور یک واحد CHP با ظرفیت ٥٦٥۰ کیلووات مجهز به ۵ موتور رفت و برگشتی ۱۱۳۰ کیلوواتی دوگانه‌سوز نشان داده شده است. این واحد CHP دارای خروجی گرمایی به میزان (MMBtu/h) ٤ می‌باشد. با مشاهده شکل ۳-۱۰ میزان ارتفاع مورد نیاز برای عملیات تعمیرات و یا جابجائی موتورها مشاهده می‌گردد.



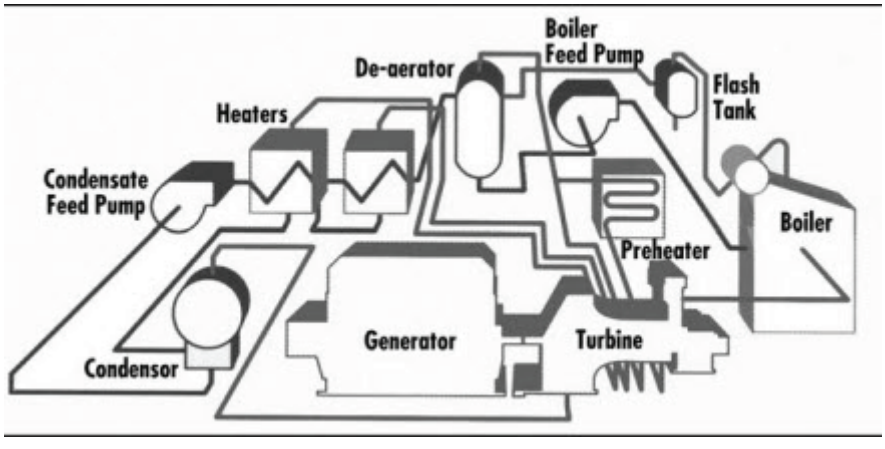
شکل ۳-۱۰: سالن موتور واحد CHP مجهز به ۵ موتور رفت وبرگشتی

در شکل ٤-۱۰ یک سامانه CHP توربین گاز با ظرفیت ۹مگاوات نشان داده شده است. همانگونه که در این شکل دیده می‌شود برای قرار گرفتن مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG)، مکنده هوای ورودی، کانال گازهای خروجی و غیره، فضای لازم با استفاده از یک سازه چند طبقه به صورت بهینه تأمین شده است. ضمناً با استفاده از دیواره‌های سبک صداگیر میزان تولید نویز به حداقل رسیده است.



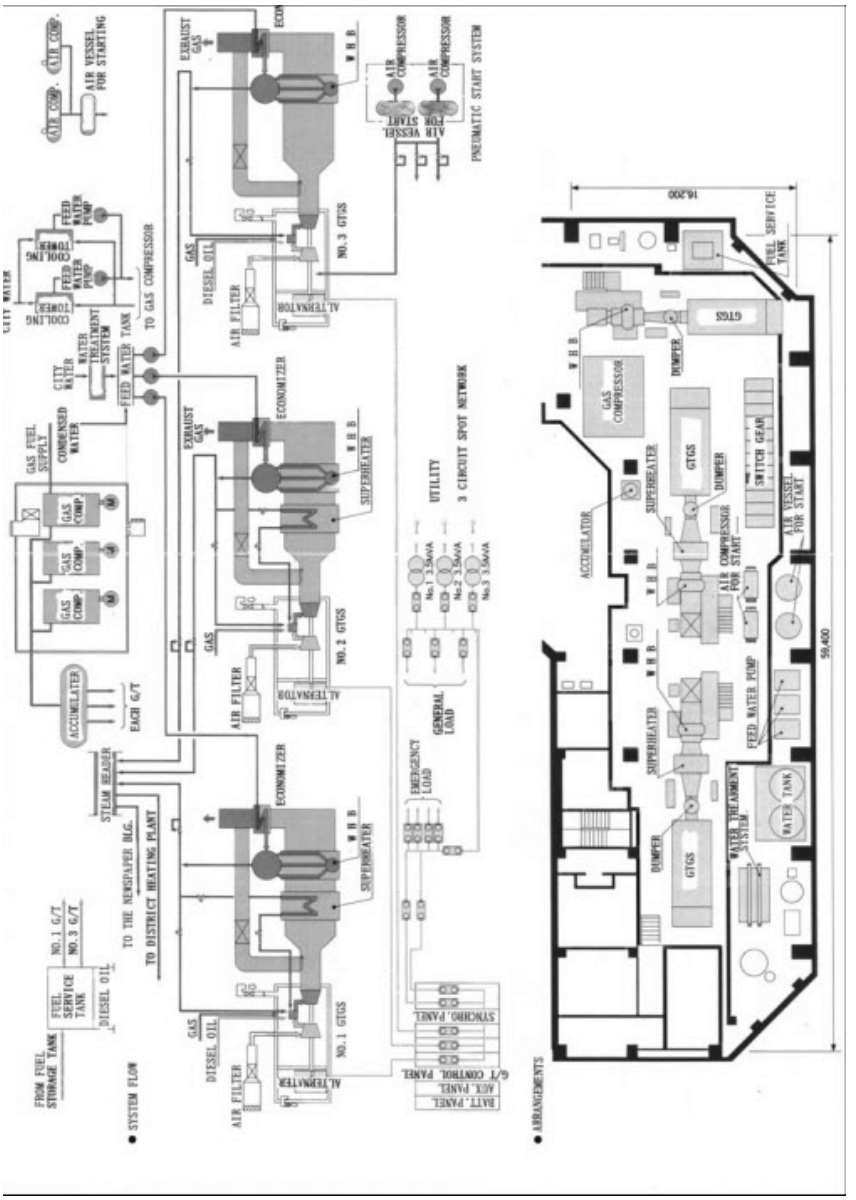
شکل ٤-١٠: چیدمان و سازه یک سامانه CHP توربین گاز با ظرفیت ۹ مگاوات

چیدمان شماتیک یک سامانه CHP توربین بخار در شکل ۵-۱۰ نشان داده شده است. در این سامانه، بخار فشار قوی تولید شده توسط بویلر ضمن گذر از توربین بخار و تولید برق توسط ژنراتور، از طریق چند مرحله زیرکش بخاربرای مصارف مختلف از جمله پیش گرم‌کن آب تغذیه بویلر، هوازدا (دی ریتور) و کاربردهای گرمایشی مورد استفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۵-۱۰: چیدمان یک سامانه CHP توربین بخار

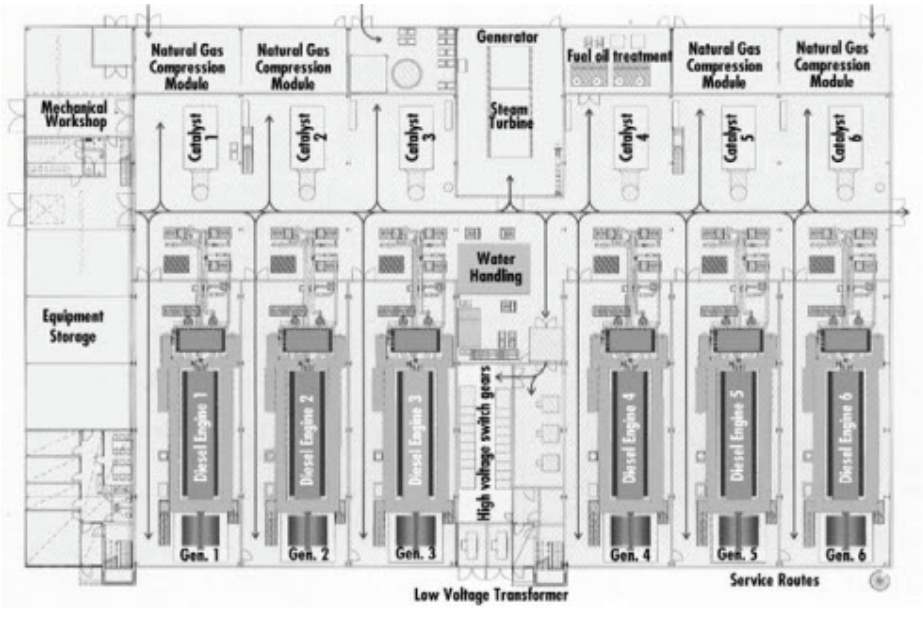
در شکل ٦-۱۰ دیاگرام چرخه (بالای شکل) و چیدمان (پائین شکل) یک واحد CHP متشکل از ۳ توربین گاز کوچک نشان داده شده است. در این سامانه دو دستگاه از توربین گازها به صورت دوگانه‌سوز (گازطبیعی و یا گازوئیل) و یک توربین گاز فقط از سوخت گاز استفاده می‌نماید. این واحد CHP قادر است ۱۳۰۰۰ کیلوگرم در ساعت بخار با فشار ۱٦/۹ بار تولید نماید که برای گرمایش ناحیه و کاربردهای گرمایی در یک چاپخانه روزنامه مورد استفاده قرار می‌گیرد. میزان تولید برق این واحد حداکثر ٦/۱ مگاوات می‌باشد که در این حالت فقط ۳٥٦۰ کیلوگرم در ساعت بخار برای گرمایش ناحیه‌ای قابل ارسال خواهد بود. لازم به ذکر است که ابعاد فضای اشغال شده توسط این سامانه به طول ٥۹/٤ متر و عرض ۱٦/۲ متر می‌باشد.



شکل ۶-۱۰: سامانه CHP متشکل از ۳ توربین گاز کوچک

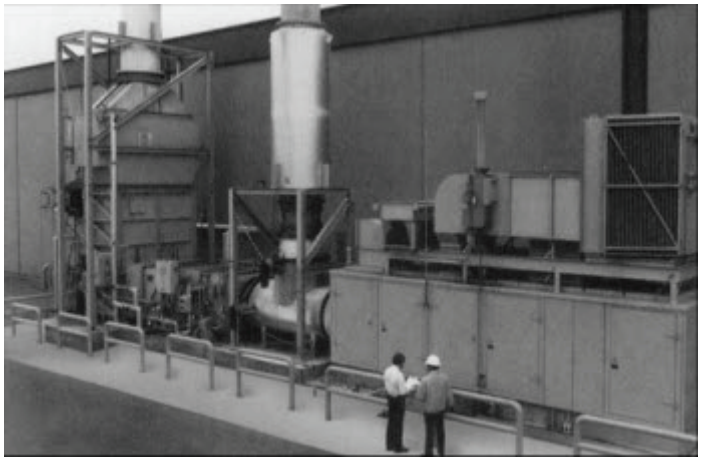
شکل ۷-۱۰ چیدمان یک سامانه CHP ۱۰۰ مگاواتی مجهز به شش موتور رفت و برگشتی دوگانه‌سوز و یک توربین بخار را نشان می‌دهد. این واحد CHP به دو قسمت که هر یک متشکل از سه موتور رفت و برگشتی می‌باشند تقسیم شده است. یک قسمت میانی نیز به صورت مشترک بین دو بخش فوق قرار دارد. هر یک از سالن‌های موتور به کمپرسور افزاینده فشار گازطبیعی که به عنوان سوخت موتورهای رفت و برگشتی مورد استفاده قرار می‌گیرد مجهز می‌باشد.

قسمت میانی دربرگیرنده تجهیزات الکتریکی، توربین بخار، سیستم آب و سیستم آب خنک‌کن می‌باشد. این نوع چیدمان، ابعاد فیزیکی واحد را به حداقل رسانده و مسیرهای لوله‌کشی و کابل‌کشی را نیز کمینه می‌نماید.



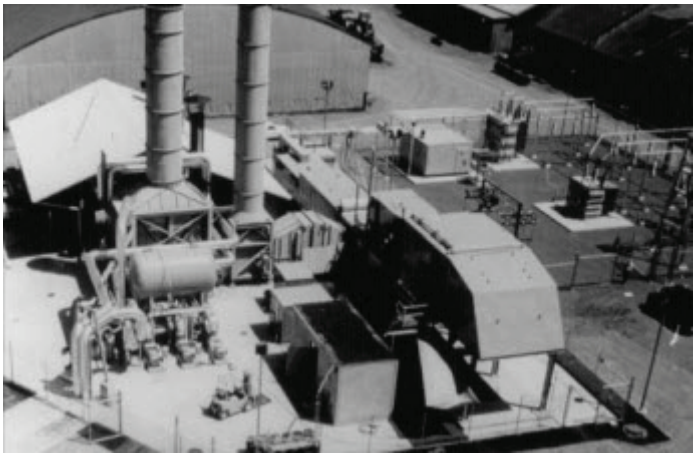
شکل ۷-۱۰: چیدمان یک سامانه CHP با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات متشکل از شش موتور رفت و برگشتی و یک توربین بخار

در برخی از طرحها، تأسیسات CHP به جای آنکه در اتاقها و فضاهای سربسته نصب گردند، در محوطه‌های باز احداث می‌گردند. در شکل ۸-۱۰ یک سامانه CHP توربین گاز بسیار جمع‌وجور (کامپاکت) با ظرفیت ۲۳۰۰ کیلووات که در محوطه باز یک کارخانه احداث شده است، مشاهده می‌گردد.



شکل ۸-۱۰: چیدمان سامانه CHP توربین گاز ۲۳۰۰ کیلوواتی در محوطه باز

شکل ۹-۱۰ نمونه دیگری از یک واحد CHP توربین گاز ۲۰ مگاواتی نصب شده در محوطه باز یک کارخانه صنعتی نشان داده شده است. در این شکل در سمت چپ تأسیسات HRSG و در سمت راست تأسیسات برقی و در قسمت وسط توربین گاز دیده می‌شود.



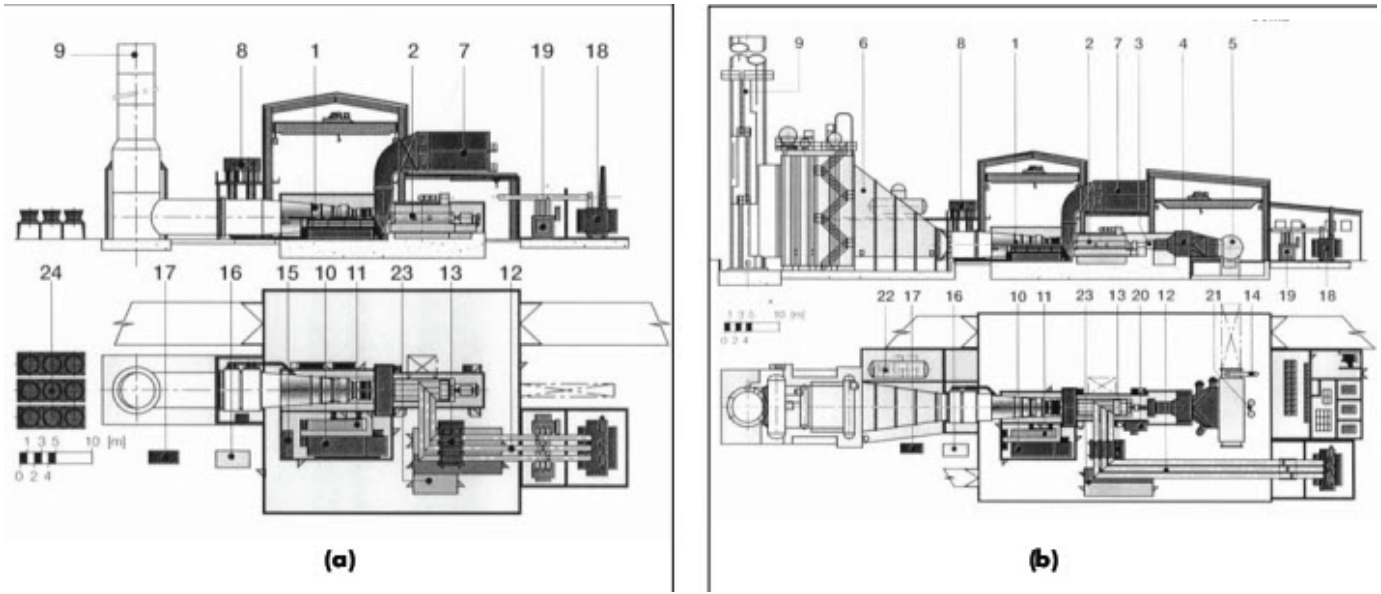
شکل ۹-۱۰: سامانه CHP توربین گاز ۲۰ مگاواتی

در شکل ۱۰-۱۰ چیدمان یک واحد توربین گاز با سیکل ساده با چیدمان یک سامانه توربین گاز با سیکل ترکیبی مقایسه شده است.

۲-۱۰ راه‌اندازی سامانه‌های CHP

پس از اتمام عملیات نصب ماشین‌آلات و تجهیزات مختلف سامانه CHP و برقراری اتصالات به شبکه‌های برق، گاز، آب و سیستم حرارتی موجود در سایت، عملیات راه‌اندازی[1] وانجام تست‌های مختلف براساس دستورالعمل سازندگان تجهیزات و رویه‌های آزمون[2] توصیه شده توسط مشاوران آغاز می‌گردد. ضروریست عملیات راه‌اندازی براساس یک برنامه زمانبندی مشخص وهماهنگ شده با مسئولین سایت صورت پذیرد.

1- Commissioning
2- Testing procedures



شکل ۱۰-۱۰: مقایسه چیدمان توربین گاز سیکل ساده با توربین گاز سیکل ترکیبی

اجزاء سامانه:

۱- توربین گاز
۲- ژنراتور
۳- کلاچ
٤- توربین بخار
۵- کندانسور
٦- HRSG
۷- مکنده هوا
۸- کولر هوا
۹- دودکش
۱۰- بلوک تجهیزات جانبی
۱۱- شیر کنترل
۱۲- باس داکت ژنراتور
۱۳- کلید ژنراتور
۱٤- لوله آب خنک‌کن
۱۵- انژکتور آبی NO_x
۱٦- بلوک سوخت گازوئیل
۱۷- بلوک سوخت گاز
۱۸- ترانس اصلی
۱۹- ترانس کمکی
۲۰- پمپ روغن کاری
۲۱- پمپ کندانسور
۲۲- مخزن آب تغذیه
۲۳- سیستم کنترل
۲٤- کولرها

۱-۲-۱۰ مسئولیت‌ها و اهداف عملیات راه‌اندازی

معمولاً مسئولیت راه‌اندازی سامانه CHP به عنوان بخشی از تعهدات قراردادی برعهده پیمانکار (پیمانکاران) می‌باشد. هدف اصلی عملیات راه‌اندازی، اطمینان از عملکرد صحیح تجهیزات به صورت انفرادی (تک ماشین) و گروهی (مجموعه سامانه) می‌باشد. بطور کلی سامانه‌ای که به طور کامل نصب شده است را باید بتوان در محدوده پارامترهای طراحی بطور کامل تحت بهره‌برداری قرار داده و به مشخصات فنی که توسط سازنده و یا تأمین کننده تجهیزات متعهد شده است دست یافت. در پایان عملیات راه‌اندازی، مجموعه سامانه باید بگونه‌ای کار کند که به کلیه فرمانهای دستی و اتوماتیک بدون هیچگونه اشکال و یا بروز خطر پاسخ مناسب دهد.

معمولاً مدت عملیات راه‌اندازی از آنچه که در ابتدا پیش‌بینی می‌شود طولانی‌تر می‌گردد. این امر معمولاً بدلیل نمایان شدن خرابی برخی از قطعات و یا مشکلات طراحی می‌باشد، که در واقع همان هدفی است که عملیات راه‌اندازی بدنبال کشف آن است. بعبارت دیگر، هدف عملیات راه‌اندازی حذف هر گونه اشکال و یا درست عمل نکردن تجهیزات و دستیابی به ظرفیت طراحی[1]، سطح قابلیت اطمینان[2] مورد انتظار و عملکرد مناسب می‌باشد.

در حالتیکه مالک سایت خریدار اصلی سامانه می‌باشد، در پایان عملیات راه‌اندازی مجموعه سامانه جهت بهره‌برداری توسط پیمانکار به وی تحویل گشته و پس از آن کلیه مسئولیتهای بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری با مالک خواهد بود. لذا قبل از تحویل نهائی سامانه به مالک آن جهت کسب اطمینان از عملکرد صحیح ماشین‌آلات و تجهیزات، تست‌های مختلفی صورت می‌پذیرد.

1- Design capacity
2- Reliability level

۱۰-۲-۲ انواع تست‌ها در مراحل راه‌اندازی

جهت راه‌اندازی یک سامانه CHP انواع تست‌های مختلف بر روی تجهیزات و ماشین‌آلات صورت می‌پذیرد. برخی از این تست‌ها باید قبل از تحویل تجهیزات و حمل آنها به سایت انجام گردد. تست‌های رایج برای یک سامانه CHP در ادامه تشریح شده است.

تست کارخانه‌ای

تست کارخانه‌ای [1] معمولاً قبل از آنکه تجهیزات از محل کارخانه سازنده خارج شوند صورت گرفته و عملکرد تجهیزات براساس پارامترهای طراحی مورد آزمایش قرار می‌گیرد. این تست‌ها معمولاً در حضور نماینده خریدار تجهیزات صورت گرفته و شامل راه‌اندازی سرد[2]، کارکرد در یک دوره مشخص (آزمون سیستم‌های کنترل) وخاموش نمودن تجهیزات می‌باشد. در طول مدت کارکرد باید میزان سوخت ورودی و برق تولید شده اندازه‌گیری شود.

تست کارگاهی

تست کارگاهی[3] معمولاً پس از نصب کامل تجهیزات در محل سایت و برقراری کلیه اتصالات الکتریکی و گرمایی صورت می‌پذیرد. در مراحل تست کارگاهی، ابتدا کارکرد ماشین‌آلات و تجهیزات به صور انفرادی صورت گرفته و پس از اتمام این مرحله، کارکرد گروهی و سپس کارکرد یکپارچه سامانه مورد آزمون قرار می‌گیرد. در مرحله آزمون کلی CHP، تمامی سیستم‌های کنترل دستی و اتوماتیک مورد تست قرار گرفته و وضعیت عملکرد سامانه در شرایط مختلف بارگذاری مورد بررسی قرار می‌گیرد.

1- Factory test
2- Cold start - up
3 Site test

تست قابلیت اطمینان

تست قابلیت اطمینان[1] یکی از الزامات قراردادی می‌باشد که معمولاً پس از انجام عملیات راه‌اندازی صورت می‌پذیرد. این نوع تست دربرگیرنده بهره‌برداری از سامانه CHP در طول چند روز مداوم (مثلاً تا ۱۵ روز) می‌باشد که طی آن باید کلیه تجهیزات و ماشین‌آلات مربوطه از عملکردی مشابه حالت بهره‌برداری عادی برخوردار باشند. در طی این مدت باید کارکرد CHP در حالتهای مختلف مثلاً استفاده از انواع سوختهایی که در طراحی در نظر گرفته شده است و نیز در شرایط مختلف بارگذاری مورد آزمون قرار گیرد.

تست سیستم‌های کنترل

یکی دیگر از تست‌های مورد نیاز در عملیات راه‌اندازی، بررسی عملکرد سیستم‌های کنترل دستی و اتوماتیک در پاسخگویی به شرایط مختلف کاری CHP می‌باشد. از جمله این تست‌ها، بررسی عملکرد سیستم‌های حفاظتی در مواقعی است که یک و یا چند مؤلفه از تجهیزات جانبی (مثلاً پمپ روغنکاری) از مدار خارج می‌شوند. اینگونه تست‌ها معمولاً در حضور نمایندگان مالک CHP صورت گرفته و نتایج آن ثبت می‌گردد.

تست عملکرد

تست عملکرد[2] که معمولاً به همراه و یا پس از اتمام تست قابلیت اطمینان صورت می‌گیرد با هدف نمایش قابلیت سامانه CHP در دستیابی به سطوح عملکرد تضمین شده از طرف سازنده به اجرا در می‌آید. لازم به ذکر است که سطوح عملکرد تعیین شده در واقع میزان بازدهی و برخی پارامترهای بهره‌برداری سامانه CHP می‌باشد که در پیشنهاد اولیه فروشنده تجهیزات قید شده

1- Reliability test
2- Performance test

است. البته در برخی موارد و ممکن است میزان بازدهی تضمینی براساس توافق طرفین تغییر یابد.

پارامترهای مورد توجه در تست عملکرد به شرح زیر می‌باشند:

- میزان برق و گرمای تولیدی
- میزان مصرف سوخت
- میزان مصرف برق توسط تجهیزات جانبی
- میزان تولید سروصدا (نویز)
- میزان آلاینده‌های خروجی

نتایج تست عملکرد باید نشان دهد که سامانه CHP تحت بارگذاری در یک دوره زمانی توافق شده پارامترهای عملکرد تعیین شده را دارا خواهد بود. معمولاً دورهٔ زمانی تست عملکرد در محدوده چندین ساعت ۱ الی ۳ روز می‌باشد. چنانچه تست عملکرد سامانه CHP نتایج مورد قبول را نداشته باشد، آنگاه پیمانکار موظف خواهد بود که اشکالات و نواقص را برطرف نموده و مجدداً تست‌ها را تکرار نماید. چنانچه اشکالات قابل برطرف شدن نبوده و سامانه CHP عملکرد مورد نظر را از خود نشان ندهد، آنگاه پیمانکار مواجه با جریمه‌های مالی شده و باید خسارت‌های عدم دستیابی به عملکرد مورد نظر را به مالک CHP پرداخت نماید.

تست پایش قابلیت دسترسی

یکی دیگر از تست‌های سامانه‌های CHP پایش قابلیت دسترسی[1] می‌باشد که معمولاً پس از تحویل CHP به مالک آن به صورت پیوسته انجام می‌گیرد. در برخی موارد این پایش مربوط به گارانتی بعضی از تجهیزات و مؤلفه‌های خاص و یا کل سامانه بوده و در بندهای قرارداد ذکر می‌گردد.

1- Availability monitoring

۳-۲-۱۰ ملاحظات خاص در تست سامانه‌های CHP

بدلیل ماهیت برنامه و دقت مورد نیاز، تست سامانه‌های CHP با سایر پروژه‌های دیگر متفاوت بوده و لذا ملاحظات خاصی وجود دارد که باید به آنها توجه نمود. مواردی که باید مورد توجه قرار گیرند در ادامه تشریح شده است.

دقت تجهیزات اندازه‌گیری

در تست سامانه‌های CHP باید از تجهیزات اندازه‌گیری بسیار دقیق و با کیفیت بالا استفاده نمود. در این رابطه باید در تست عملکرد سامانه میزان دقت تجهیزات ابزار دقیق مورد توافق قرار گیرد.

روش اندازه‌گیری گرمای خروجی

در مراحل مختلف تست سامانه‌های CHP نیاز به اندازه‌گیری پارامترهای مختلف عملکردی می‌باشد. برخی از این پارامترها مثل میزان مصرف سوخت و یا میزان تولید برق به راحتی قابل اندازه‌گیری می‌باشند. لیکن تائید صحت اندازه‌گیری برخی از پارامترها مثل میزان گرمای خروجی به سادگی امکان پذیر نمی‌باشد. به خصوص اندازه‌گیری جریان جرم و میزان گرمای موجود در گازهای خروجی یک محرک اولیه کاری مشکل می‌باشد. بنابراین لازم است قبل از انجام تست‌ها در خصوص روش اندازه‌گیری گرمای خروجی توافق حاصل گردد.

گارانتی عملکرد ژنراتور

گارانتی عملکرد مجموعه ژنراتور سامانه CHP از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. بسیاری از سازندگان در خصوص گارانتی عملکرد در ظرفیتهایی به غیر از بار کامل از خود مقاومت نشان می‌دهند و باید به اهمیت این امر توجه نمود. در این رابطه، انجام تست‌های لازم در شرایط

مختلف بارگذاری و تعیین عملکرد سیستم‌های گرمایی و نیز چگونگی عملکرد محرکه اولیه می‌تواند مفید باشد.

تست دوگانه سوزی

چنانچه استفاده از سوخت جایگزین برای CHP پیش‌بینی شده باشد، باید از طریق انجام تست‌های لازم قابلیت تغییر سوخت بدون خاموش شدن CHP و با حداقل تغییرات خروجی مورد ارزیابی قرار گیرد. تست قابلیت تغییر سوخت باید به صورت دوطرفه (از یک سوخت به سوخت دیگر و بالعکس) مورد آزمایش قرار گیرد. ضمناً امکان راه‌اندازی سرد و گرم با هر یک از انواع سوخت نیز باید تست گردد.

۱۰-۳ بهره‌برداری از سامانه‌های CHP

۱۰-۳-۱ اصول بهره‌برداری

پس از آنکه نصب سامانه CHP بطور کامل پایان یافته و مراحل راه‌اندازی و تست‌های مربوطه انجام پذیرفت، سامانه آماده بهره‌برداری عادی می‌گردد. منافع مورد انتظار، بازدهی مناسب و قابلیت دسترسی سامانه فقط در صورتی قابل دستیابی است که عملیات بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری بطور صحیح و مؤثری صورت پذیرد. تجربیات بکارگیری سامانه‌های CHP در کشورهای مختلف حاکی از آن است که بدلیل عدم بهره‌برداری و نگهداری مناسب، علی‌رغم دارا بودن مشخصه بازدهی بالا و مؤثر، تعدادی از CHPهای بکار گرفته شده در حصول منافع پیش‌بینی شده موفق نبوده‌اند.

مدیریت مؤثر بهره‌برداری CHP نیازمند آن است که علاوه بر پایش پیوسته دیماند الکتریکی و گرمایی سایت، تعرفه‌ها و هزینه‌های مترتبه برای تأمین آنها نیز تحت نظارت قرار گیرد. پارامترهای

فوق‌الذکر باید دائماً جمع‌آوری شده تا با استفاده از آنها بتوان بطور پیوسته اقتصادی‌ترین شیوه بهره‌برداری از سامانه را با در نظر گرفتن بازدهی و عملکرد آن مورد ارزیابی قرار داد. لازم بذکر است که در برآوردهای اقتصادی، هزینه‌های مربوط به استفاده از منابع انرژی بیرونی مثل برق و گاز و نیز هزینه‌های نگهداری CHP نیز باید مدنظر قرار گیرد. مثلاً در اغلب مناطق استفاده از برق شبکه در ساعات غیرپیک (نیمه‌شب) و استفاده از تأسیسات گرمایی جانبی ممکن است ارزان‌تر از هزینه‌های بهره‌برداری از CHP باشد.

البته باید به این نکته توجه نمود هر چه ساعات کارکرد CHP بیشتر گردد، هزینه‌های نگهداری و تعمیرات در آینده افزایش می‌یابد. ضمناً باید خاطر نشان ساخت که اعمال محدودیت در بودجه تعمیر و نگهداری و عدم انجام به موقع تعمیرات ممکن است تأثیر منفی در بازدهی و عملکرد بهینه CHP داشته و در نتیجه بر منافع پیش‌بینی شده تأثیرگذار خواهد بود.

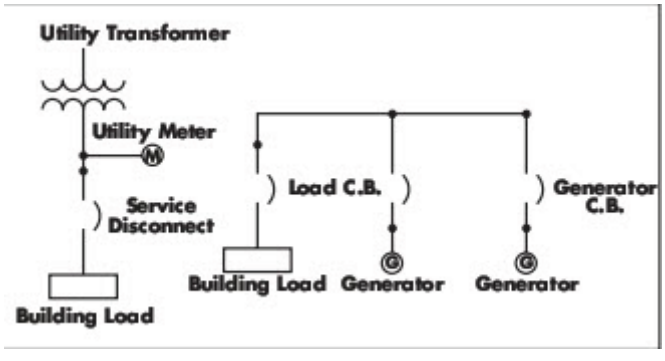
در این رابطه استفاده از ساز و کارهای نظارتی و مشاوره‌ای برای تصمیم‌گیری در خصوص عملیات بهره‌برداری و برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری باید در دستور کار قرار گیرد. لزوم این امر از آنجا ناشی می‌گردد که در اغلب واحدهای CHP و زیر سیستم‌های جانبی آنها از ماشین‌آلات و تجهیزات مختلفی مثل بویلر، کمپرسور، چیلر و غیره استفاده شده است که عدم کارایی هر یک از این مؤلفه‌ها می‌تواند بر عملکرد سامانه CHP تأثیرگذار باشد. لذا پایش و کنترل مؤثر سامانه و تجهیزات جانبی آن جهت اطمینان از عملکرد بهینه مجموعه سیستم امری ضروری می‌باشد.

۲-۳-۱۰ حالت‌های بهره‌برداری از CHP

سامانه‌های CHP نصب شده در سایت‌های محلی مثل واحدهای صنعتی، ساختمانهای مسکونی، واحدهای تجاری و غیره را می‌توان در سه حالت کلی مورد بهره‌برداری قرار داد.

بهره‌برداری مستقل[1]

در این حالت، سامانه CHP بصورت کاملاً مستقل (مود جزیره‌ای[2]) از شبکه برق مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد. همانگونه که در شکل ۱۱-۱۰ دیده می‌شود، در این حالت سامانه‌های نصب شده در یک مجموعه ساختمانی از شبکه کاملاً مستقل بوده و بار محلی را به تنهائی تأمین می‌نمایند. معمولاً این سامانه‌ها نیاز به واحدهای برق پشتیبان و واحدهای ذخیره دارند تا در مواقع نیاز وارد مدار شوند. معمولاً هزینه نصب و بهره‌برداری اینگونه سیستم‌ها زیاد می‌باشد.



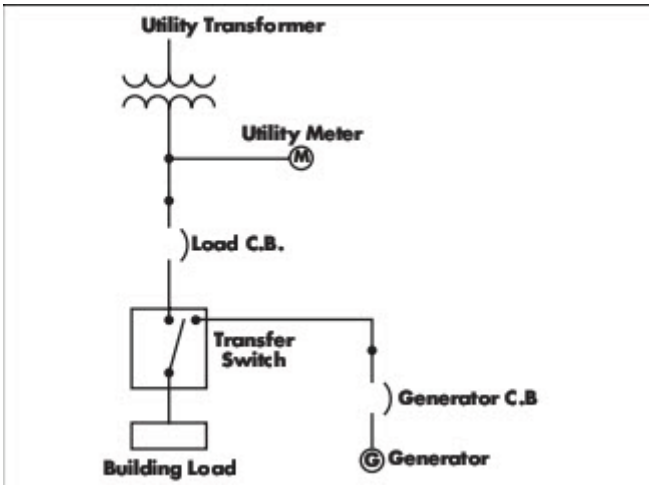
شکل ۱۱-۱۰: نمونه‌ای از بهره‌برداری مستقل از شبکه برق

بهره‌برداری مستقل با پشتیبانی شبکه برق[3]

در این حالت که در شکل ۱۲-۱۰ نشان داده شده است، برق مورد نیاز مصرف کننده نهایی توسط یک کلید دو وضعیتی یا از طریق سامانه CHP و یا از طریق شبکه برق تأمین می‌گردد. لازم به ذکر است چنانچه کلید دو وضعیتی از نوع انتقال باز[4] باشد، در لحظه قطع و وصل شدن، برق مورد نیاز برای مدتی کوتاه قطع و پس از آن از طریق منبع دیگر تأمین می‌گردد و این فرآیند همراه با

1- Isolated operation
2- Island mode
3- Isolated operation with utility backup
4- Open transition

یک ضربه[1] خواهد بود. در صورتی که کلید دو وضعیتی از نوع انتقال بسته[2] باشد در این صورت در لحظاتی کوتاه (تا ٦۰ ثانیه) دو منبع با یکدیگر سنکرون شده و سپس یکی از آنها قطع می‌گردند. این نوع اتصال دارای مزیت عدم وقوع ضربه می‌باشد. لیکن در مقایسه با کلید انتقال باز گرانتر است.



شکل ۱۲-۱۰: نمونه‌ای از بهره‌برداری مستقل با پشتیبانی شبکه برق

بهره‌برداری موازی با شبکه[3]

بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه (مود موازی[4]) قابل انعطاف‌ترین و بطور کلی بهترین فرصت برای عملکرد اقتصادی سامانه‌های CHP می‌باشد. اغلب سامانه‌های CHP بگونه‌ای طراحی می‌شوند که قابلیت بهره‌برداری بصورت موازی با شبکه برق را دارا باشند.

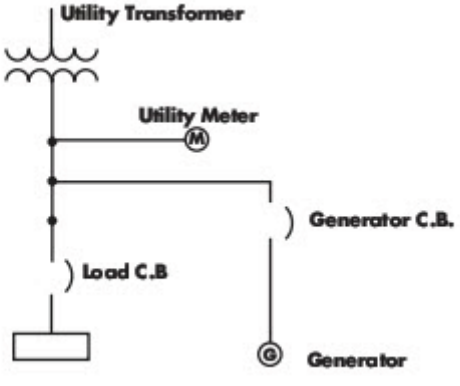
توسعه سامانه‌های CHP تحت این استراتژی، انتخاب ظرفیت بهینه آن متناسب با نیازهای

1- Surge
2- Closed transition
3- Parallel operation with utility
4- Parallel mode

گرمایی و قابلیت پیک‌سایی را موجب می‌گردد. ضمناً در مرحله بهره‌برداری تحت این شرایط، شبکه به عنوان پشتیبان دائم دیماند الکتریکی مشترک خواهد بود.

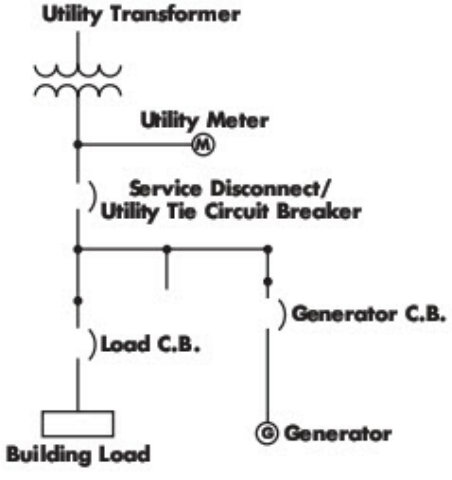
از دیگر مزایای قابل توجه بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه، قابلیت انعطاف در خرید برق اضافی مورد نیاز و یا در مواقعی فروش بخشی از برق تولیدی به شبکه می‌باشد. این وضعیت بهره‌برداری مزیت اقتصادی بکارگیری سامانه‌های CHP به صورت واحدهای تولید برق پراکنده را محقق می‌سازد. در این رابطه وزارت نیرو و شرکت‌های برق در جهت حمایت از توسعه واحدهای CHP نسبت به تدوین آئین‌نامه‌ها و بسته‌های تشویقی نیز اقدام نموده‌اند.

شکل‌های ۱۳-۱۰ و ۱٤-۱۰ دو روش اتصال سامانه‌های CHP برای بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه را نشان می‌دهند. روشی که در شکل ۱۳-۱۰ نشان داده شده است قابلیت بهره‌برداری به صورت مستقل از شبکه را دارا نمی‌باشد. در این حالت سامانه CHP متناسب با بار مورد نیاز سایت تنظیم گشته و در صورت نیاز، مابه‌التفاوت دیماند الکتریکی مورد نیاز از شبکه تأمین می‌گردد.



شکل ۱۳-۱۰: بهره‌برداری CHP به صورت موازی با شبکه بدون امکان کار مستقل

حالت دیگر اتصال که در شکل ۱٤-۱۰ نشان داده شده است امکان بهره‌برداری به صورت مستقل از شبکه را نیز فراهم می‌نماید. در این حالت سامانه‌های CHP می‌توانند با حداکثر ظرفیت مورد بهره‌برداری قرار گرفته پس از تأمین نیاز داخلی سایت مقدار اضافی تولید برق را به شبکه بفروشند.



شکل ۱٤-۱۰: بهره‌برداری CHP به صورت موازی با شبکه با امکان کار مستقل

همانگونه که گفته شد، هرچند که بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه دارای مزیت‌های قابل توجهی می‌باشد، اما این روش از پیچیدگی زیادی برخوردار بوده و هزینه‌های زیادی را دربر خواهد داشت. اتصال به شبکه برای بهره‌برداری موازی نیاز به تجهیزات حفاظتی خاصی دارد که برای جلوگیری از صدماتی که ممکن است از ناحیه شبکه به تجهیزات الکتریکی CHP به خصوص ژنراتور (و یا بالعکس) وارد گردد، نصب می‌شوند.

موضوع اتصال واحدهای تولید پراکنده و سامانه‌های CHP از جمله مسائل پیچیده‌ای است که باید براساس استانداردهای معتبر (مثل IEEE1547) و دستورالعمل‌های فنی شرکت برق صورت پذیرد. یکی از نکاتی که بر مشکلات این امر می‌افزاید تأمین هزینه‌های نصب تجهیزات حفاظتی می‌باشد و باید بین خواست‌ها و الزامات شرکت برق و هزینه‌هایی که بر مشترک تحمیل می‌گردد

موازنه‌ای برقرار شود. در این رابطه باید با انجام مذاکرات بین شرکت برق و دارنده CHP که متقاضی اتصال به شبکه است توافق حاصل گردد. از دیگر مسائلی که در بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه باید پیش‌بینی شود، تمهیدات لازم برای جدا شدن سامانه CHP از شبکه در صورت بروز خطا می‌باشد که معمولاً به آن حالت جزیره‌ای می‌گویند. چگونگی تشخیص حالت جزیره‌ای[1] و نحوهٔ تنظیم رله‌های حفاظتی برای این منظور از جمله نکات فنی حائزاهمیت می‌باشد. ضمناً در شرایطی که ظرفیت تولید سامانه CHP در یک سایت بیشتر از ظرفیت فیدرهای شرکت برق باشد باید تمهیدات خاص حفاظتی در نظر گرفته شود که باید در دستورالعمل‌های اتصال پیش‌بینی شده باشد.

یکی از دغدغه‌های اصلی شرکت‌های برق در خصوص اتصال واحدهای تولید پراکنده و سامانه‌های CHP به شبکه موضوع ایمنی انسانی می‌باشد. این امر به طور خاص متوجه کارکنان تعمیرات خطوط و فیدرهای شبکه‌هایی می‌باشد که CHPها به آنها متصل می‌باشند. در این رابطه مقررات ویژه‌ای برای رویه‌های بهره‌برداری از چنین شبکه‌هایی تدوین شده است که براساس آن مسائل ایمنی در اتصال واحدهای CHP به شبکه باید به طور جدی رعایت گردد. معمولاً شرکت‌های برق بر بازرسی دوره‌ای تأسیسات الکتریکی CHPهای متصل به شبکه در خصوص رعایت رویه‌های مناسب تجهیزات حفاظتی برای اطمینان از ایمنی و حفظ جان کارکنان تعمیرات خطوط اصرار می‌ورزند.

۳-۳-۱۰ اتصال CHP به شبکه برق

به منظور اتصال واحدهای CHP به شبکه برق نکات مهمی باید مدنظر قرار گیرد که عبارتند از:

- نقطه اتصال[2]

1- Islanding detection
2- Point of connection

- سیستم زمین
- سیستم ولتاژ
- سیستم جزیره‌ای شدن

ملاحظات متعددی در رابطه با مباحث فوق مدنظر می‌باشند که برخی از آنها به شرح زیر است:

ایمنی: حفاظت مشترکان، تعمیرکاران خطوط شبکه و به خصوص شهروندان.

کیفیت برق: شبکه برق باید قابلیت تأمین برق مشترکان با سطح کیفیت برق مشخصی (ولتاژ، فرکانس، هارمونیک و غیره ...) را دارا باشد.

حفاظت تجهیزات: جریان‌های بسیار نیرومند ناشی از وقوع خطاهای مختلف در شبکه می‌توانند تهدید بالقوه‌ای برای تجهیزات متصل به شبکه از جمله CHPها باشند. لذا سیستم حفاظت مناسبی برای جلوگیری از ریسک خسارات ناشی از وقوع خطا در شبکه باید در نظر گرفت.

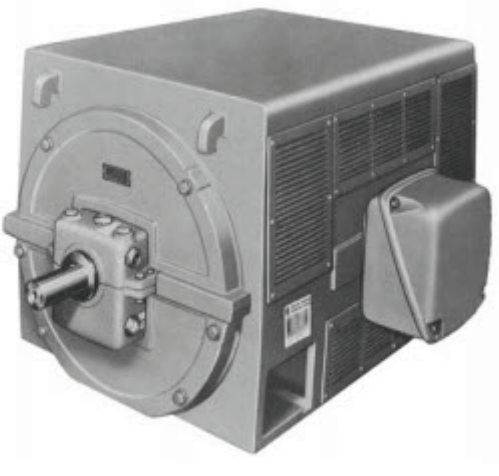
قابلیت کنترل غیرمقید شبکه: شرکت برق باید قادر باشد بدون وجود هیچگونه قید و محدودیتی اتفاقات حادث در شبکه را کنترل نموده و عکس‌العمل لازم نسبت به آنها را به اجراء گذارد.

بطور کلی نیازمندی‌های مربوط به اتصال به شبکه به پارامترهای متعددی بستگی دارد. ظرفیت تولید برق CHP (kW یا kVA) در مقایسه با ظرفیت شبکه توزیع برق داخل تأسیسات مشترک و نیز ظرفیت فیدر شرکت برق از مهمترین عوامل و پارامترها در تعیین مشخصات تجهیزات الکتریکی مربوط به اتصال و نیز هزینه‌های مربوطه می‌باشند. برخی از شرکت‌های برق حداکثر ظرفیت CHP قابل اتصال به شبکه برق را به عنوان یک قید در نظر می‌گیرند.

برقراری امکان فروش برق توسط دارنده CHP به شبکه بر پیچیدگی کار و نیز افزایش هزینه‌ها تأثیرگذار است، به خصوص در مواقعی که برای انتقال برق تزریق شده توسط CHP، شبکه از ظرفیت کافی برخوردار نباشد. در صورت نیاز اقدامات مربوط به تقویت شبکه توسط شرکت برق انجام می‌گیرد، لیکن هزینه‌های آن برعهده مالک CHP خواهد بود.

ژنراتورهایی که برای بهره‌برداری به صورت موازی با شبکه انتخاب می‌شوند می‌توانند از نوع ژنراتور سنکرون و یا از نوع ژنراتور آسنکرون (ژنراتور اندوکسیونی[1]) انتخاب شوند. بطور کلی اتصال ژنراتورهای آسنکرون به شبکه نسبت به ژنراتورهای سنکرون آسانتر می‌باشد. این امر بدلیل عدم نیاز ژنراتورهای آسنکرون به سیستم سنکرون کننده[2] می‌باشد. لازم به ذکر است که برای حالتهایی که CHP به صورت مستقل از شبکه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد، استفاده از ژنراتورهای آسنکرون توصیه نمی‌گردد.

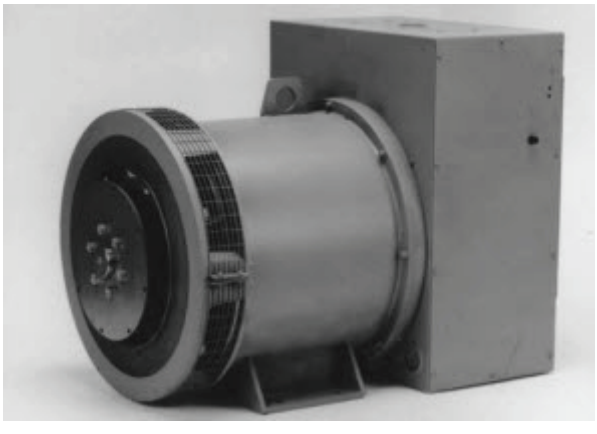
اصولاً ژنراتورهای آسنکرون بدلیل سادگی ساختار نیاز به هزینه کمتری برای نگهداری دارند، لیکن بیشتر برای مواقعی مناسب می‌باشند که به صورت موازی با یک منبع جریان متناوب (AC) مثل شبکه و یا ژنراتورهای سنکرون با ظرفیت بزرگ مورد بهره‌برداری قرار گیرند. این نوع ژنراتورها معمولاً برای ظرفیت‌هایی در محدوده چند کیلووات تا ۱۰۰۰ کیلووات ساخته می‌شوند. البته برای کاربردهای خاص ظرفیت‌های بیشتر نیز قابل سفارش می‌باشد. شکل ۱۵-۱۰ یک ماشین اندوکسیونی با قابلیت کارکرد دوگانه ژنراتوری و موتوری را نشان می‌دهد.



شکل ۱۵-۱۰: ماشین اندوکسیونی

1- Induction generator
2- Synchronizer

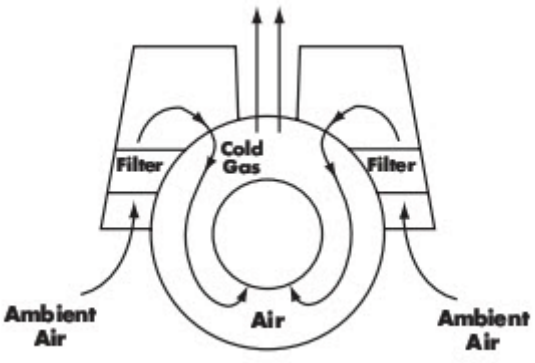
امروزه اکثر CHPها مجهز به ژنراتور سنکرون هستند، زیرا امکان بهره‌برداری مستقل از شبکه را دارا می‌باشند. اتصال اینگونه ژنراتورها به شبکه برق و یا سایر منابع AC باید براساس طراحی دقیقی صورت گیرد، استفاده از سیستم سنکرون کننده ژنراتور سنکرون با شبکه حداقل نیاز می‌باشد. بعلاوه، استفاده از انواع تجهیزات حفاظتی و کنترلی برای ایمنی کارکرد ژنراتور توصیه می‌گردد. امروزه اکثر نیروگاههای بزرگ و واحدهای تولید برق با ظرفیت‌های متوسط و پائین از ژنراتور سنکرون استفاده می‌نمایند. در شکل ١٦-١٠ یک ژنراتور سنکرون ٤٠٠ کیلوواتی نشان داده شده است.



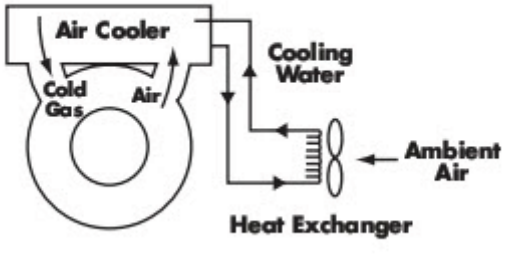
شکل ١٦-١٠: ژنراتور سنکرون ٤٠٠ کیلوواتی

از آنجائیکه ژنراتور سامانه‌های CHP موازی با شبکه باید طی ساعات طولانی مورد بهره‌برداری قرار گیرند، لذا به منظور حفظ بازدهی آنها در مقابل افزایش دمای داخلی باید نسبت به خنک‌سازی آنها اقدام نمود. این عمل با روشهای مختلفی از جمله چرخش هوای محیط و یا چرخش هوای خنک شده توسط آب صورت می‌پذیرد. در واحدهایی با ظرفیت بزرگتر از ٢٠ مگاولت آمپر استفاده از گاز هیدروژن برای خنک‌سازی ژنراتور تجربه شده است. شکل ١٧-١٠ و

۱۰-۱۸ به ترتیب چگونگی خنک‌سازی ژنراتور توسط هوای محیط و هوای خنک شده توسط یک کولر که توسط آب خنک می‌شود را نشان می‌دهد.

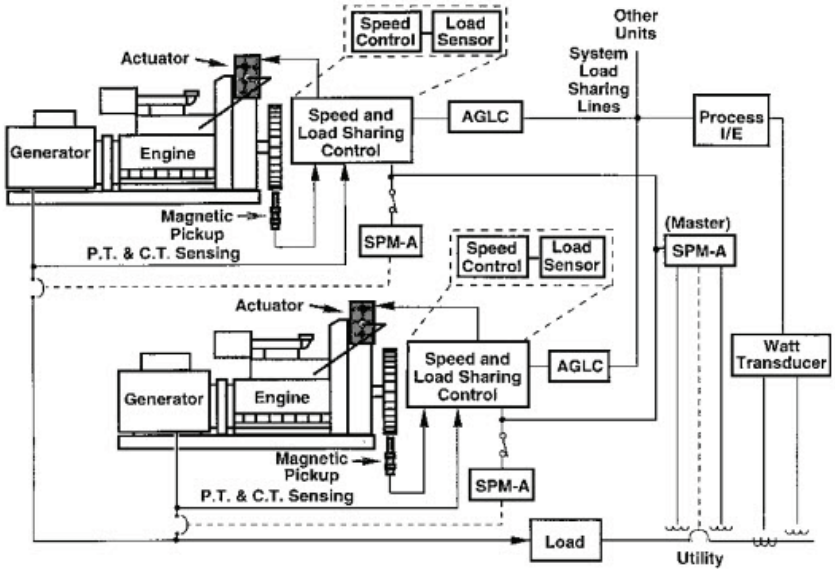


شکل ۱۰-۱۷: مسیر هوای خنک کننده در یک ژنراتور



شکل ۱۰-۱۸: خنک‌سازی ژنراتور توسط کولر هوا

در شکل ۱۰-۱۹ چگونگی موازی نمودن دو سامانه CHP که با شبکه تبادل برق (خرید و فروش) می‌نماید، با استفاده از سیستم سنکرون کننده (بلوک SPM-A) نشان داده شده است.



شکل ۱۹-۱۰: چگونگی موازی نمودن دو CHP با شبکه

یکی دیگر از عوامل مهم در اتصال CHP به شبکه، سطح ولتاژ ژنراتور می‌باشد. بطور کلی انتخاب سطح ولتاژ ژنراتور به سیستم توزیع برق موجود در سایت بستگی دارد، البته تغییرات منطقی در این سیستم نیز امکان‌پذیر می‌باشد. در برخی از موارد نیاز به تغییر ترانس‌های موجود می‌باشد و یا اینکه سیستم توزیع نیاز به تغییر خواهد داشت. بدیهی است در سطوح ولتاژ بالاتر تلفات الکتریکی کمتر می‌باشد. این در حالی است که در سطوح ولتاژ پائین‌تر نیاز به اتصالات با ظرفیت جریانی[1] بیشتر بوده و انتقال برق از CHP به شبکه بدون اختلاف ولتاژ قابل توجه امکان پذیر نخواهد بود. به عنوان مثال برای یک CHP با ظرفیت ۲۰۰۰ kVA (و یا مقداری بیشتر) ولتاژ ٤٨٠ولت مناسب می‌باشد، لیکن برای ظرفیت‌های بیشتر سطح ولتاژ بالاتری مورد نیاز است.

1- Ampacity

٤-۳-۱۰ ملاحظات فنی در اتصال CHP به شبکه برق

زمانیکه یک سامانه CHP به شبکه برق متصل می‌گردد نکات فنی متعددی باید مدنظر قرار گیرند که برخی از آنها عبارتند از:

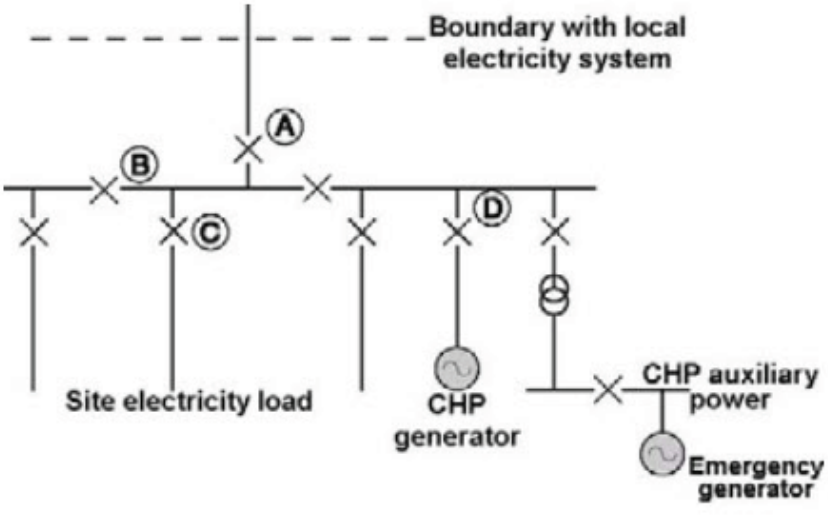
- قابلیت اطمینان تأمین برق
- تجهیزات اندازه‌گیری
- تنظیم ولتاژ
- حفاظت
- پایداری
- کنترل فرکانس
- سنکرون شدن
- جبران‌سازی بار رآکتیو و ضریب بار
- کیفیت برق و هارمونیک‌ها
- کنترل و نظارت

پرداختن به جزئیات هر یک از موارد فوق نیاز به فضای بیشتری دارد که در محدوده این کتاب نیست و فقط به برخی از آنها مختصراً اشاره می‌گردد.

قابلیت اطمینان تأمین برق

همانگونه که قبلاً بحث گردید، حالت‌های مختلفی برای بهره‌برداری از CHP می‌توان در نظر گرفت که عبارت بودند از «حالت مستقل»، «حالت مستقل با پشتیبانی شبکه» و «حالت موازی شبکه». لیکن به منظور افزایش قابلیت تأمین برق، با پیش‌بینی‌هایی که در مرحله طراحی CHP و تجهیزات جانبی آن و نیز امکان تأمین برق اضطراری در سایت مورد نظر صورت می‌پذیرد می‌توان

شبکه الکتریکی سامانه CHP را بگونه‌ای طراحی نمود که هم به صورت موازی با شبکه و در مواقعی که شبکه دارای مشکلاتی می‌باشد به صورت مستقل مورد بهره‌برداری قرار گرفته و در صورت نیاز از امکان قطع برخی از بارهای الکتریکی غیرضروری و یا با اولویت کمتر برخوردار باشد. بعلاوه در موارد خاص نیز بتوان از ژنراتور برق اضطراری استفاده نمود. شکل ۲۰-۱۰ چنین آرایه‌ای را نشان می‌دهد. همانگونه که در این شکل مشاهده می‌گردد، در صورت بروز اشکال در شبکه برق، کلید A قطع گردیده و CHP بارهای سایت را تغذیه می‌نماید. چنانچه ظرفیت CHP برای تأمین کلیه بارهای سایت کافی نباشد می‌توان با رعایت اولویت‌هایی نسبت به قطع کلیدهای B و C اقدام نمود، در صورت بروز شرایط اضطراری با وصل شدن کلید D، ژنراتور اضطراری به شبکه توزیع سایت متصل می‌گردد. پس از رفع اشکال در شبکه برق محلی، مجدداً کلید A بسته شده و شرایط بهره‌برداری به حالت معمولی در می‌آید.



شکل ۲۰-۱۰: آرایه تک خطی بهره‌برداری از CHP در حالتهای موازی و جزیره‌ای با امکان قطع بار

تجهیزات اندازه‌گیری

از دیگر مسائل مهم در اتصال به شبکه، تجهیزات اندازه‌گیری می‌باشد که معمولاً شرکت‌های برق نسبت به تعبیه آنها اقدام می‌نمایند. رایج‌ترین تجهیزات اندازه‌گیری عبارتند از:

اندازه‌گیر دیماند (kW یا kVA): این یک وسیله اندازه‌گیر رایج می‌باشد که اغلب مشترکان دیماندی به آن مجهز بوده و ثبات دیماند مصرفی مشترک می‌باشد.

کنتور چند تعرفه با قابلیت قطع بار: این کنتورها قابلیت اعمال نرخ‌های فصلی و تعرفه‌های زمانی[1] را دارا بوده و برخی از آنها می‌توانند فرمان قطع بار در زمانهای اوج بار را ارسال نمایند.

کنتور فروش و پشتیبانی برق: اندازه‌گیری میزان «برق ورودی» و یا «برق خروجی» از راه دور یکی از نیازهای مورد تأکید شرکت‌های برق برای سامانه‌های CHP متصل به شبکه می‌باشد. بعلاوه میزان برق پشتیبان مورد نیاز یک مشترک نیز باید برای شرکت برق مشخص باشد که اطلاعات مربوط به آن باید توسط این نوع سیستم اندازه‌گیری برای شرکت برق ارسال گردد.

آندسته از سامانه‌های CHP که بطور مستقل از شبکه مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند از کنتورهای معمولی با قابلیت ثبت دیماند استفاده می‌نمایند. ضمناً چنانچه سامانه CHP در برنامه سرویس‌دهی به شرکت برق به صورت «حالت انتظار» شرکت نماید، باید برای اندازه‌گیری میزان ظرفیتی که دارنده CHP برای این منظور در نظر گرفته است از کنتورهای خاصی استفاده نموده و بابت آن از شرکت برق عایدی مشخصی دریافت نماید.

تنظیم ولتاژ

موضوع تنظیم ولتاژ[2] از جمله مباحث حائزاهمیت در بهره‌برداری موازی واحدهای CHP با شبکه محلی می‌باشد. ضریب توان[3]، بعنوان شاخصی برای ارزیابی چگونگی تنظیم ولتاژ، نشان دهنده

1- Time – of – use rates
2- Voltage regulation
3- Power factor

مقدار شارش توان رآکتیو در شبکه بوده و در ارتباط مستقیم با موضوع کنترل ولتاژ می‌باشد. از نظر تئوری، ضریب توان بیانگر میزان اختلاف فاز بین جریان کشیده شده توسط بار مصرف کننده (واحد صنعتی و غیره) و ولتاژ نقطه اتصال به شبکه می‌باشد و می‌توان آن را از نسبت توان اکتیو (برحسب وات) به توان ظاهری (برحسب ولت آمپر) بدست آورد. اکثر واحدهای صنعتی دارای جریان پس فاز[1] بوده و ضریب توان آنها در محدوده ۷۰٪ تا ۹۵٪ قرار دارد.

با بکارگیری سامانه‌های CHP در سایت مشترکان، مفهوم ضریب قدرت شاخص چندان مفیدی نخواهد بود، زیرا در چنین حالتی تشخیص پیش فاز و یا پس فاز بودن ضریب توان مشکل خواهد بود. به همین دلیل شرکت‌های برق، جریان رآکتیو[2] را مورد توجه قرار می‌دهند، که بیانگر مؤلفه‌ای از کل جریان بوده و ۹۰ درجه با ولتاژ اختلاف فاز داشته و تعیین کننده توان رآکتیو (ولت آمپر رآکتیو VAR) می‌باشد. توان آکتیو خروجی از یک ژنراتور توسط گشتاور اعمال شده توسط محرک اولیه، و توان رآکتیو خروجی توسط جریان تحریک کنترل می‌شوند.

قابلیت کنترل توان رآکتیو تولیدی توسط ژنراتور سامانه‌های CHP یک ویژگی ارزشمند برای واحدهای صنعتی است که بخش عمده‌ای از مصرف الکتریکی آنها مربوط به بارهای موتوری می‌باشد. چناچه ژنراتور سامانه CHP در شرایط فوق تحریک[3] قرار گیرد، علاوه بر توان آکتیو، مقدار قابل توجهی نیز توان رآکتیو تولید می‌نماید که مورد استفاده بارهای موتوری قرار خواهد گرفت. این امر موجب کاهش نیاز به تأمین بار رآکتیو از طریق شبکه برق محلی و نیتجتاً کاهش هزینه‌های مربوط به مصرف توان رآکتیو و نیز کاهش سرمایه‌گذاری برای جبران‌سازی توان رآکتیو توسط نصب خازن‌های جبران کننده در سایت خواهد شد.

تنظیم ولتاژ از ناحیه شرکت برق و معمولاً توسط تغییردهنده تپ تحت بار[4] (ULTC)

1- Lagging current
2- Reactive current
3- Over excited
4- Under Load Tap Changer

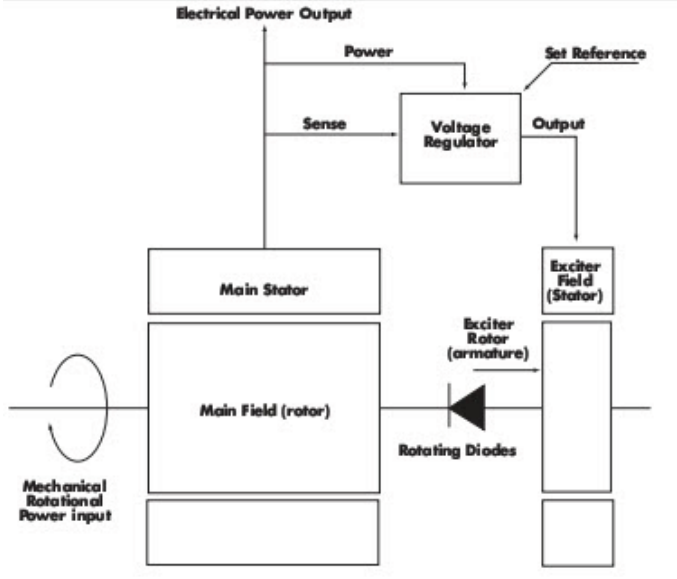
ترانس‌های شبکه صورت می‌گیرد. همانگونه که ذکر شد با تنظیم جریان تحریک ژنراتورهای CHP مستقر در سایت مشترکان، تقاضای جذب توان رآکتیو از شبکه کاهش یافته و به عبارت دیگر ضریب توان شبکه نیز بهبود می‌یابد. فرآیند تنظیم ولتاژ توسط مجموعه‌ای تحت عنوان تنظیم‌کننده (رگولاتور) ولتاژ[1] کنترل می‌گردد که یک نمونه از آن در شکل ۲۱-۱۰ نشان داده شده است.



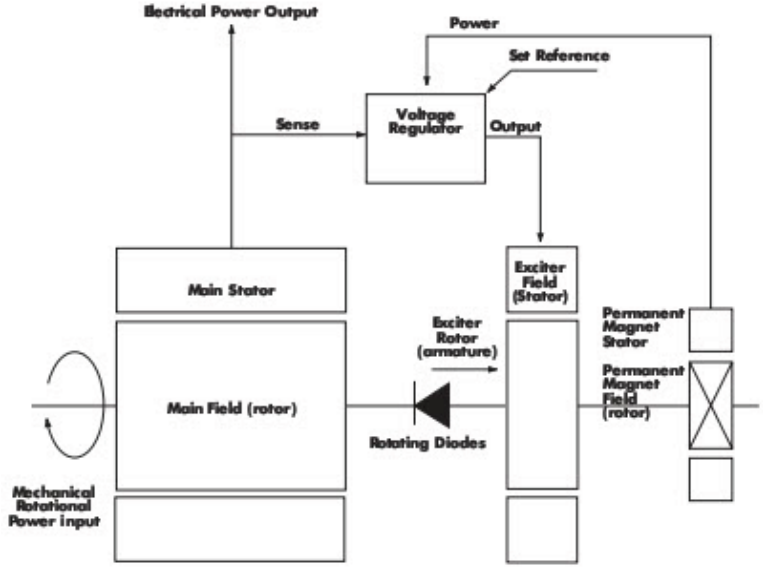
شکل ۲۱-۱۰: نمونه‌ای از یک رگولاتور ولتاژ دیجیتالی

چگونگی کنترل میزان تولید بار رآکتیو جهت بهبود ضریب توان از طریق تنظیم جریان تحریک ژنراتور سامانه CHP و تنظیم آن توسط رگولاتور ولتاژ برای یک ژنراتور خود تحریک[2] در شکل ۲۲-۱۰ و برای یک ژنراتور با تحریک جداگانه [3] در شکل ۲۳-۱۰ نشان داده شده است.

1- Voltage regulator
2- Self excitation
3- Separate excitation



شکل ۲۲-۱۰: دیاگرام بلوکی ژنراتور سنکرون خود تحریک



شکل ۲۳-۱۰: دیاگرام بلوکی ژنراتور سنکرون با تحریک جداگانه

حفاظت

زمانیکه یک سامانه CHP به شبکه برق متصل شده و به صورت موازی با آن مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد، سامانه مذکور بعنوان قسمتی از یک سیستم بسیار پیچیده در می‌آید. چنین وضعیتی ایجاب می‌نماید که در مواجهه با تأثیراتی که ممکن است شبکه بر CHP داشته و یا بالعکس، باید سیستم حفاظتی مناسبی پیش‌بینی گردد. با توجه به روند افزایشی بکارگیری سامانه‌های CHP و به منظور کاهش هزینه‌های مهندسی، ضرورت دارد برای تعبیه سیستم‌های حفاظتی متناسب با شرایط و مشخصات CHP و شبکه مورد نظر، استانداردهای مناسب همراه با دستورالعمل‌های اجرایی مبنای کار قرار گیرد. ازجمله استانداردهای در حال تکمیل برای این منظور، استاندارد "IEEE 1547" می‌باشد.

از جمله سیستم‌های حفاظتی مورد نیاز برای این منظور می‌توان به رله‌های افزایش[1] و یا کاهش فرکانس[2]، سیستم اتصال مجدد[3] اتوماتیک، رله جریان اضافی، رله ولتاژ اضافی و غیره اشاره نمود.

یکی از نکات بسیار حائزاهمیت در خصوص بهره‌برداری از سامانه‌های CHP به صورت موازی با شبکه آن است که با متصل شدن CHP به شبکه، سطح جریان اتصال کوتاه در سیستم توزیع برق داخلی مشترک افزایش می‌یابد. این به معنی آن است که کلیدهای قطع کننده مدار الکتریکی[4] (CB) باید از قدرت جریان اتصال کوتاه بیشتری برخوردار باشند. این موضوع باید در مرحله طراحی شبکه توزیع برق سایت مشترک مدنظر قرار گیرد.

با توجه به اینکه سامانه‌های CHP اغلب برای سایت‌هایی که از گذشته در حال فعالیت بوده طراحی و مورد استفاده قرار می‌گیرند، لذا با توجه به مطلب فوق باید تمهیدات لازم را برای این

1- Over frequency relay
2- Under frequency relay
3- Automatic reclosing
4- Circuit breaker

منظور پیش‌بینی شده و در صورت نیاز نسبت به تعویض کلیدهای قطع کننده با کلیدهایی که قدرت قطع جریان اتصال کوتاه بیشتری دارند اقدام گردد. البته در برخی موارد استفاده از رآکتورهای محدود کننده جریان اتصال کوتاه نیز امکان‌پذیر می‌باشد، لیکن با توجه به مسائلی چون افت ولتاژ و تلفات به‌کارگیری این مؤلفه‌ها باید از نظر اقتصادی مورد بررسی قرار گیرد.

۵-۳-۱۰ استراتژی کنترل سامانه CHP برای بهره‌برداری بهینه

بهره‌برداری مؤثر از واحدها و سامانه‌های CHP نیازمند یک استراتژی جامع کنترل جهت اطمینان از دستیابی به اهداف کلیدی بکارگیری CHP می‌باشد. این استراتژی باید شامل تمهیدات زیر باشد:

- پایش وضعیت[1] جهت اطمینان از عملکرد بهینه و امنیت سیستم
- بازدهی تبدیل انرژی و بازیافت انرژی تلف شده

لازم به ذکر است از آنجائیکه CHP یک سامانه دوگانه تولید برق و گرما می‌باشد، لذا بهره‌برداری از چنین سیستمی نیاز به مهارت‌های خاص دارد. به خصوص در شرایطی که CHP به صورت موازی با شبکه برق مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد، شیوه‌های پایش و کنترل سیستم و چگونگی بهره‌برداری از حساسیت خاصی برخوردار خواهد بود.

سیستم‌های کنترل تجهیزات CHP

یک سامانه CHP از تجهیزات متعددی تشکیل یافته است که برخی از آنها نقش اصلی در کارکرد این سامانه را دارند مثل، توربین‌ها، موتورهای رفت و برگشتی، بویلرها، کمپرسورها و غیره. معمولاً هر یک از این تجهیزات دارای یک تابلو کنترل اختصاصی بوده که وظیفهٔ آنها کنترل

1- Condition monitoring

عملکردهای اصلی مثل روشن و خاموش نمودن و غیره می‌باشد. بعلاوه این سیستم‌ها ارسال علائم خطر و فرمانهای اتوماتیک خاموش نمودن در مواقع اضطراری جهت حفاظت از تجهیزات را برعهده داشته و در صورت نیاز علائم و سیگنالهایی را به تابلو کنترل سایر تجهیزات نیز ارسال می‌نمایند. هر یک از سیستم‌های کنترل نیاز به ورودی‌ها و خروجی‌های مختلفی دارند که بتوانند وظایف خود را به عنوان زیر مجموعه‌ای از یک سیستم کنترل و پایش یکپارچه ایفا نمایند.

نیازها و وظایف سیستم‌های کنترل و پایش برای عملیات بهره‌برداری عبارتند از:

- رویه‌های روشن و خاموش نمودن تجهیزات
- اندازه‌گیری پارامترها و متغیرهای بهره‌برداری در حالت نرمال
- ارسال علائم خطر و فرمان اتوماتیک خاموش نمودن تجهیزات
- حفاظت از موتورها و مؤلفه‌های سیستم
- ارسال سیگنال‌های ورودی و خروجی برای کارکرد و وضعیت تجهیزات
- پردازش سیگنالهای سیستم کنترل
- سنکرون نمودن ژنراتور CHP با شبکه برق
- پایش لرزش تجهیزات

برخی از سیستم‌های کنترل CHP از قابلیت ثبت اطلاعات تاریخی عملکرد سیستم برخوردار می‌باشند. اطلاعات ثبت شده برای برنامه‌ریزی تعمیرات و نیز آسیب شناسی خرابی‌ها و اشکالات سیستم بسیار حائزاهمیت می‌باشند. قابلیت یکپارچه شدن سیستم کنترل یک سامانه CHP با سایر سیستم‌های کنترل یک واحد صنعتی از جمله مشخصه‌های کلیدی در انتخاب یک سامانه CHP می‌باشد.

سیستم‌های پایش

برخی از سامانه‌های CHP مجهز به سیستم پایش مرکزی[1] می‌باشند که بطور پیوسته اطلاعات بهره‌برداری و شرایط سیستم را دراختیار اپراتور واحد قرار می‌دهد. این اطلاعات برای تصمیم‌گیری اپراتورها و سرپرستان عملیات بهره‌برداری مورد استفاده قرار می‌گیرند. پارامترهایی که معمولاً توسط سیستم پایش جمع‌آوری و پردازش می‌گردند عبارتند از:

- میزان تولید برق و گرما
- میزان مصرف سوخت
- میزان مصرف آب
- شرایط محیطی
- فشار و دمای سوخت گاز
- شرایط گازهای خروجی
- شرایط سیستم خنک‌کن
- آلاینده‌های گازهای خروجی
- اطلاعات اندازه‌گیری شده میزان خرید و فروش برق
- پیش‌بینی میزان برق مورد نیاز
- پیش‌بینی میزان گرمای مورد نیاز

اطلاعات جمع‌آوری شده توسط سیستم پایش وضعیت سامانه CHP در کنار یک سیستم مدیریت اطلاعات[2] (MIS) به همراه نرم‌افزارهای مناسب برای تحلیل اطلاعات می‌تواند در تصمیم‌گیری برای بهره‌برداری بهینه از سامانه CHP کمک مؤثری بنماید. سایر اطلاعات مدیریتی مورد نیاز شامل موارد زیر می‌باشند:

1- Centeralized monitoring system
2- Management Information System

- تعرفه‌های سوخت
- تعرفه‌های خرید و فروش برق
- هزینه‌های آب
- هزینه‌های تعمیرات سامانه CHP
- هزینه سایر گزینه‌های انرژی
- هزینه‌های ثابت روشن و خاموش نمودن CHP
- محدودیت‌های زیست‌محیطی

نمونه‌های موجود سیستم‌های پایش سامانه‌های CHP حدوداً ۷۰ نوع اطلاعات اولیه بهره‌برداری، وضعیت کارکرد و سیگنال‌های مختلف را دربرمی‌گیرند.

سیستم‌های غیرمتمرکز برای کنترل سامانه CHP

در برخی از سامانه‌های CHP از سیستم‌های کنترل غیرمتمرکز[1] (DCS) که از زیرمجموعه‌های کنترلی نیمه مستقل[2] تشکیل یافته‌اند استفاده شده است. در چنین سیستمهایی پایش کلی عملیات بهره‌برداری واحد در سطح بالای سوپروایزری[3] صورت می‌پذیرد. چنین سیستم‌هایی از سطح اتوماسیون بالایی برخوردار می‌باشند و بیشتر عکس‌العمل‌ها و فرمانها به شرایط مختلف سیستم در حالتهای مختلف بهره‌برداری و وضعیت وقوع خطا به صورت اتوماتیک می‌باشد. به عبارت دیگر با بکارگیری چنین سیستم‌هایی، اغلب تصمیم‌گیری‌ها به صورت اتوماتیک صورت می‌پذیرد. معمولاً سیستمهای DSC تشکیل یافته از چندین کنترل کننده قابل برنامه‌ریزی[4] (PLC) هستند که هر یک از آنها عهده‌دار کنترل یک یا چند مؤلفه از مجموعه سامانه CHP می‌باشند. از مزایای چنین

1- Distributed Control System
2 Semi – autonomous control System
3- Higher – level supervision
4- Programable Logic Controller

سیستم‌هایی امکان کنترل از راه دور آنها می‌باشد.

کنترل دستی تجهیزات سامانه CHP

ساده‌ترین گزینه برای بهره‌برداری از یک سامانه CHP، کنترل دستی تجهیزات آن می‌باشد، بدون آنکه از هیچگونه سیستم کنترل یکپارچه و یا سیستم پایش استفاده شود. اطلاعاتی که در اختیار اپراتورها قرار می‌گیرد صرفاً به اطلاعات تابلوهای کنترل محلی که برای هر یک از تجهیزات تعبیه شده است محدود می‌گردد. در واحدهای صنعتی که سایر تجهیزات مورد استفاده آنها نیز به طور دستی و محلی کنترل می‌شوند و یا در شرایطی که استفاده از سیستم کنترل یکپارچه دارای توجیه اقتصادی نمی‌باشد بکارگیری این نوع سیسمتها در ارجحیت قرار می‌گیرد.

۶-۳-۱۰ برنامه‌ریزی و مدیریت خروج سامانه CHP

جهت انجام سرویس‌های لازم، برنامه‌ریزی خروج سامانه‌های CHP و خاموش نمودن آنها از نکات حائزاهمیت می‌باشد. هزینه خاموش نمودن CHP نه تنها شامل نیروی انسانی و سایر ملزوماتی می‌شود که برای اجرای کار لازم است، بلکه در برگیرنده هزینه‌های تأمین برق و گرمای مورد نیاز سایت از طریق منابع دیگر نیز می‌باشد. این هزینه‌ها قابل توجه بوده و باید در هنگام تصمیم‌گیری در خصوص زمان و طول مدت خاموش بودن CHP مدنظر قرار گیرد.

به عنوان مثال، انجام تعمیرات یک CHP در زمانیکه هزینه‌های برق گران است، توصیه نمی‌شود. بعلاوه، جهت کاهش دوره خاموش بودن CHP، انجام عملیات تعمیرات بصورت اضافه کاری اقتصادی‌تر است، زیرا با وارد مدارشدن هرچه زودتر CHP، مدت زمان نیاز به خرید برق و گرما از سایر عرضه‌کنندگان کوتاه‌تر می‌گردد.

۱۰-۳-۷ آموزش بهره‌برداران

اصولاً برای بهره‌برداری مؤثر از سامانه‌های CHP با هر نوع فناوری بکار گرفته شده باید چگونگی بهره‌برداری و نگهداری صحیح از تجهیزات به کلیه کارکنان ذیربط اعم از بهره‌برداران، تعمیرکاران و حتی مدیران سایت آموزش داده شود. عدم آموزش کافی می‌تواند موجب بروز خسارتهای اقتصادی ناشی از بهره‌برداری غیرصحیح از سامانه CHP گردد. کارکنان سایت باید علاوه بر آشنایی با چگونگی بهره‌برداری و کار کردن با تجهیزات مختلف از فلسفه کلی بکارگیری سامانه CHP و چگونگی پایش عملکرد کلی سامانه و منافع آن نیز مطلع گردند.

برنامه آموزش کارکنان سایت باید همزمان با مراحل نصب تجهیزات و ماشین‌آلات CHP صورت پذیرد بگونه‌ای که در پایان عملیات نصب و راه‌اندازی، کارکنان مسئول در سایت بلافاصله مشغول بهره‌برداری از CHP شوند.

معمولاً آموزش‌های لازم توسط سازندگان تجهیزات به عنوان بخشی از خدمات قید شده در قرارداد بین طرفین ارائه می‌گردد. این آموزشها می‌تواند در محل سایت و یا در کارگاههای ساخت و تولید تجهیزات به اجراء گذاشته شوند.

۱۰-۳-۸ ملاحظات ایمنی در بهره‌برداری از سامانه CHP

در توسعه سامانه‌های CHP باید دقت و حساسیت لازم در بکارگیری تجهیزات ایمنی بعمل آید. این حساسیت باید بطور خاص متوجه محرکه اولیه و ژنراتور باشد. مثلاً استفاده از سوخت گاز برای محرکه اولیه در یک فضای بسته نیاز به بررسی دقیق امکانات تهویه هوا داشته و برای اطمینان بیشتر و ارتقاء سطح ایمنی توصیه می‌شود از دتکتورهای گاز که در صورت نشت گاز می‌توانند به شیر قطع گاز فرمان دهند استفاده شود.

برای اطمینان از ایمنی تجهیزات، تست و بازرسی ادواری مورد نیاز بوده و اعمال هر گونه

تغییرات در سامانه CHP باید با ارزیابی‌های دقیق از ریسک وقوع خطرات و برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات همراه باشد.

۱۰-٤ تعمیر و نگهداری سامانه‌های CHP

اصولاً تعمیر و نگهداری به عنوان یکی از ارکان و ضروریات مورد نیاز هر سیستم فیزیکی برای حفظ عملکرد بازدهی در طول عمر مفید آن می‌باشد. سامانه‌های CHP هم از این امر مستثنی نبوده و به سبب دارا بودن اجزاء متحرک و حساسی مثل توربین، موتور رفت و برگشتی، انواع موتورهای الکتریکی و غیره نیاز به تعمیر و نگهداری دوره‌ای دارند.

با توجه به طیف گسترده فناوری‌های CHP و نیز استفاده از تجهیزات جانبی متعدد در انواع CHP، موضوع تعمیر و نگهداری مؤثر این سامانه‌ها به یک فعالیت کاملاً تخصصی تبدیل شده که باید از نیروهای ماهر و تعلیم دیده برای این منظور استفاده نمود. اجرای عملیات تعمیر و نگهداری سامانه‌های CHP می‌تواند به روشهای مختلفی صورت پذیرد که درادامه به تشریح آن می‌پردازیم.

۱۰-٤-۱ گزینه‌های تعمیر و نگهداری واحدهای CHP

همانگونه که اشاره شد، حفظ قابلیت اطمینان و بازدهی CHP در سطوح مناسب نیازمند پایش صحیح و انجام برنامه‌های مؤثر تعمیر و نگهداری می‌باشد. جزئیات تعمیر و نگهداری و تواتر آن برای تجهیزات مختلف متفاوت می‌باشد و این خود بر انتخاب گزینه‌های مختلف برای انجام عملیات تعمیر و نگهداری تأثیرگذار است. معمولاً مسئولیت انجام عملیات تعمیر و نگهداری برعهده دارنده CHP و یا بهره‌برداران آن می‌باشد. بعبارت دیگر، این مسئولیت می‌تواند برعهده مالک سایت، پیمانکاری در چارچوب یک قرار داد تحت یک شرکت ESCO و یا نهاد تأمین

مالی تجهیزات[1] (ESF) که سامانه CHP را نصب نموده و یا برعهده یک پیمانکار دست دوّم به عنوان مسئول کلیه فعالیتهای بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری CHP باشد.

در حالت ESF، تأمین کننده تجهیزات CHP، مسئولیت کلیه فعالیتهای تأمین مالی، طراحی، نصب، بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری سامانه CHP را با میزان خروجی سالانه تضمین شده برای مدت معینی که معمولاً حدود ۱۰ سال می‌باشد، برعهده می‌گیرد. در این حالت مالک سایت فقط مسئولیت تأمین محل لازم برای نصب CHP را برعهده خواهد داشت و هزینه‌های نهاد احداث کننده CHP از طریق فروش برق تولید شده به مالک سایت تأمین می‌گردد.

در حالتیکه طرف قرارداد یک ESCO باشد که بعضاً بعنوان قرارداد مدیریت انرژی[2] (CEM) نیز شناخته می‌شود، سامانه CHP به عنوان یک مؤلفه صرفه‌جویی کننده انرژی تلقی می‌گردد. با توجه به شرایط، پیمانکار ممکن است یک تأمین کننده تجهیزات را جهت نصب، تعمیر و نگهداری CHP به خدمت گیرد. در این میان کارکنان پیمانکار مسئولیت بازرسی‌های ادواری، تعمیرات ساده و مدیریت کل سامانه را برعهده خواهند داشت.

تعمیرات برخی از ماشین‌آلات خاص و تخصصی مثل توربین‌ها و موتورهای رفت و برگشتی معمولاً از طریق عقد قرارداد با سازندگان، تأمین کنندگان تجهیزات و یا شرکت‌های تخصصی صورت می‌پذیرد. میزان درگیر شدن کارکنان سایت در فعالیت‌های تعمیر و نگهداری به سطح تخصص آنها باز می‌گردد. در بسیاری از موارد استفاده از کارکنان سایت برای فعالیت‌های ساده تعمیر و نگهداری مثل بازرسی‌های دوره‌ای، گریسکاری، تعویض روغن و فیلتر، تنظیم نقاط مرجع[3] تجهیزات و غیره مناسب می‌باشد. لیکن برای تعمیرات اساسی و تخصصی بهتر است از سازندگان و یا شرکت‌های تخصصی استفاده نمود. اغلب تأمین کنندگان تجهیزات CHP بسته‌های پیشنهادی برای تعمیرات اساسی را همراه با تضمین عملکرد ارائه می‌نمایند.

1- Equipment Supplier Finance
2- Contract Energy Management
3- Set point

در تمام حالت‌ها و گزینه‌های فوق‌الذکر، برقراری یک توافق طولانی مدت برای انجام فعالیت‌های تعمیر و نگهداری به عنوان بخشی از قرارداد اصلی خرید و تأمین تجهیزات در نظر گرفته می‌شود. چنین توافقی باید با هدف دستیابی به سطح تعریف شده‌ای برای دسترسی به قابلیت تولید سامانه CHP صورت پذیرد. چنین رویه‌ای این امکان را برای بهره‌برداری CHP فراهم می‌آورد که بتواند در خصوص هزینه‌های طول عمر و منافع حاصله تصمیم‌های بهتری اتخاذ نماید. لازم به ذکر است که در قرارداد منعقده برای انجام فعالیت‌های تعمیر و نگهداری باید در خصوص کیفیت قطعات و لوازم یدکی تعویضی تأکید لازم را بعمل آورد.

۲-٤-۱۰ قرارداد تعمیر و نگهداری CHP

بطور کلی هزینه تعمیر و نگهداری محرکه اولیه و ژنراتور دومین مؤلفه هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری سامانه‌های CHP پس از هزینه سوخت می‌باشد. می‌توان اذعان نمود که عملیات تعمیر و نگهداری سامانه‌های CHP بدون استثناء نیاز به تخصص و تجربیات سازنده تجهیزات دارد. در این رابطه می‌توان برای انجام انواع فعالیت‌های تعمیر و نگهداری قراردادهایی در سطوح مختلف منعقد نموده و همراه با آن مسئولیت دستیابی به عملکرد و قابلیت اطمینان سامانه CHP را نیز در قرارداد منظور نمود.

انواع گزینه‌های قراردادی شامل موارد زیر می‌باشند:

- اجرای عملیات تعمیرات از پیش تعیین شده براساس زمانبندی تعریف شده که در برگیرنده هزینه‌های نیروی انسانی، مشمول و یا عدم مشمول هزینه تعویض قطعات
- پایش از راه دور پارامترهای CHP جهت تحلیل شرایط عملکرد و آسیب‌شناسی
- دسترسی ۲٤ ساعته به پشتیبانی تعمیرات از طرف سازندگان تجهیزات
- تماس با سازندگان در زمان خروج اجباری

- پشتیبانی تعمیرات جامع که شامل کلیه هزینه‌های نیروی انسانی و تعویض قطعات برای تعمیرات برنامه‌ریزی شده و یا تعمیرات از پیش تعیین نشده می‌باشد.
- گارانتی عملکرد و دسترسی به CHP با اهداف تعیین شده که شامل جریمه برای عدم دسترسی به اهداف و نیز پاداش برای دسترسی به شرایطی که فراتر از اهداف است می‌باشد.
- تأمین سیستم جایگزین برای مواقعی که سامانه CHP بدلیل بروز اشکالات برای مدت طولانی قابل بهره‌برداری نمی‌باشد.

در حالت واقعی، گزینه‌های مختلف قرارداد اجرای عملیات تعمیر و نگهداری، ممکن است از یک سازنده به سازنده دیگر تغییر یابد. بعلاوه این گزینه‌ها با توجه به میزان مهارت و تخصص کارکنان بهره‌برداری متفاوت خواهند بود. بطور کلی می‌توان هزینه‌های تعمیر و نگهداری سامانه‌های CHP را بصورت تابعی از ساعات کارکرد و یا به صورت هزینه تعمیرات به ازای یک واحد توان خروجی بیان نمود. طبیعتاً این هزینه‌ها برای تعمیرات اساسی و یا تعمیرات بسیار تخصصی بیشتر خواهد بود.

۳-٤-۱۰ نیازهای تعمیر و نگهداری برای انواع فناوریهای CHP

همانگونه که در فصل‌های اولیه کتاب تشریح گردید، فناوری‌های مختلف CHP دارای ویژگیها و مشخصات خاص خود بوده و ماشین‌آلات و تجهیزات جانبی آنها کاملاً متفاوت می‌باشند. از این رو نیازهای تعمیراتی فناوریهای مختلف CHP با یکدیگر متفاوت می‌باشند. در ادامه نیازهای تعمیراتی هر یک از گزینه‌های CHP تشریح شده است.

توربین‌های گاز

توربین‌های گاز بگونه‌ای طراحی شده‌اند که می‌توانند برای مدتی طولانی بدون نیاز به تعمیر مورد بهره‌برداری قرار گیرند. عموماً توربین‌های گاز می‌توانند با انجام بازرسی‌های مقطعی و تعمیرات محدود برای مدتی در حدود ۳۰۰۰۰ ساعت تا قبل از نیاز به تعمیرات اساسی مورد بهره‌برداری قرار گیرند. تحقق این امر منوط به شرایط زیر است:

- کلیه سیستم‌های جانبی توربین گاز عملکرد صحیحی داشته باشند.
- لوازمی مثل فیلتر و روغن به موقع تعویض گردند.
- سطوح داخل توربین تمیز نگهداشته شوند.

در صورت نگهداری مناسب، توربین‌های گاز برای بیش از ۱۰۰.۰۰۰ ساعت کار عمرمفید اقتصادی خواهند داشت. باید توجه نمود که بدلیل پیچیدگی بخشهای مختلف توربین گاز، مدت زمان قابل توجهی برای تعمیرات اساسی آن مورد نیاز است و این به معنی خروج از حالت بهره‌برداری برای مدت طولانی در حدود چندین هفته می‌باشد. در برخی از موارد حتی ممکن است نیاز باشد که تجهیزات توربین برای تعمیرات به کارگاههای تخصصی ارسال گردد.

در چنین مواردی چنانچه بتوان از یک منبع جایگزین برای مدت زمانی که توربین گاز اصلی تحت تعمیرات است استفاده نمود، فعالیت‌های عادی سایت کمتر تحت‌الشعاع قرار خواهد گرفت. معمولاً سازندگان توصیه می‌نمایند که بهتر است توربین گاز هر ساله جهت انجام تعمیرات جزئی از مدار خارج شده و ضمناً تعمیرکاران بتوانند قسمت‌های داخلی توربین را نیز مورد بررسی قرار دهند.

بعلاوه، از آنجائیکه ضروریست برخی از شرایط و پارامترهای عملکرد توربین گاز در محدوده مشخصی قرار گیرند؛ برنامه‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات باید پوشش دهنده این نیازها باشد. از جمله مواردی که باید مورد توجه قرار گیرند عبارتند از:

- حفظ کیفیت و دمای سوخت ورودی. وجود هر گونه ذرات جامد کوچک، قطرات مایع،

هر گونه ترکیباتی که ایجاد خوردگی می‌نمایند و یا شکل‌گیری رسوب بر روی تیغه‌های توربین می‌توانند موجب افت عملکرد توربین گردند.

- هوای ورودی باید توسط فیلتر هوا با درجه بالایی پاک‌سازی گردد تا از ورود ذرات معلق در هوا به داخل توربین جلوگیری به عمل آید.
- هرگونه بخار و یا آب تزریقی بداخل توربین (برای خنک‌سازی هوای ورودی) باید ازدرجه خلوص بالایی برخوردار باشد تا از سرعت فرسایش توربین جلوگیری گردد.
- سیستم‌های خنک‌سازی روغنکاری باید بگونه‌ای عمل کنند تا از افزایش دمای تجهیزات جلوگیری بعمل آید.

یکی از عوامل مهم و تأثیرگذار بر روند فرسایش توربین گاز، تعداد روشن و خاموش شدن آن می‌باشد. زیرا در هر چرخه روشن و خاموش شدن، تغییرات دما موجب انبساط و انقباض در بخشهای مختلف توربین می‌گردد. به عنوان مثال، هزینه تعمیرات توربینی که چرخه روشن و خاموش آن یک ساعت می‌باشد، حدوداً سه برابر هزینه تعمیرات توربین با چرخه روشن وخاموش شدن در فواصل هر ۱۰۰۰ ساعت می‌باشد. ضمناً بهره‌برداری از توربین گاز در شرایطی بیش از ظرفیت نامی برای مدتی قابل توجه نیاز به بازرسی مسیرهای داغ و تعمیرات اساسی را به میزان قابل توجهی افزایش می‌دهد.

لازم به ذکر است که هزینه‌های تعمیر ونگهداری یک توربین گاز که با سوخت مایع کار می‌کند، حدوداً سه برابر هزینه توربینی است که سوخت گاز طبیعی مصرف می‌نماید. بطور تقریبی هزینه تعمیرات توربین‌های گاز با سوخت گازطبیعی در محدوده ۰/۰۰۳ تا ۰/۰۰۵ دلار بر کیلووات ساعت می‌باشد. البته این نرخ با توجه به شرایط مختلف در هر کشور ممکن است تغییر نماید. در صورتیکه برنامه تعمیر و نگهداری توربین‌های گاز به درستی صورت پذیرد، میانگین دسترسی

سالانه[1] در حدود ۹۵٪ می‌باشد.

موتورهای رفت و برگشتی

در مقایسه با توربین‌های گاز، موتورهای رفت و برگشتی به دفعات بیشتری به سرویس و تعمیرات اساسی نیاز دارند، لیکن مدت زمان مورد نیاز برای تعمیرات این موتورها کوتاهتر و کار تعمیرات نیاز به تخصص کمتری دارد. هر چند که در این موتورها به شرایط بهره‌برداری صحیح نیازمند می‌باشند، اما در مقایسه با توربین‌های گاز، نسبت به تغییرات سوخت و یا هوای ورودی از حساسیت کمتری برخوردار می‌باشد.

همانگونه که در فصل‌های قبل اشاره گردید، موتورهای رفت و برگشتی مورد استفاده برای CHP اکثراً از نوع موتورهای گازسوز با سوخت گاز طبیعی، LPG و یا بیوگاز و یا بعضاً از نوع دیزل یا سوخت‌های سبک مثل گازوئیل می‌باشند. تعمیر و نگهداری موتورهای CHP به طور اصولی مشابه موتورهای مورد استفاده در وسایل نقلیه می‌باشد، مثل گرفتگی فیلترهای هوا و روغن، جمع شدن برخی از محصولات احتراق در سرسیلندرها و مسیرهای دود خروجی، فرسایش بلبرینگ‌ها و غیره. بسیاری از موتورها برای انجام تعمیرات ساده و ادواری به ازای هر ۵۰۰ ساعت کار برای مدت کوتاهی خاموش می‌شوند. لیکن برای انجام تعمیرات ساده کارکرد ۱۰۰۰ ساعت چندان معمول نمی‌باشد. فاصله زمانی برای انجام تعمیرات اساسی معمولاً از طرف سازنده توصیه می‌شود، امّا معمولاً برای تعمیرات سرسیلندرها و توربوشارژر بین ۱۲۰۰۰ تا ۱۵۰۰۰ ساعت بهره‌برداری و برای تعمیرات اساسی و کامل بین ۲۴۰۰۰ تا ۳۰۰۰۰ ساعت کار می‌باشد. تعمیرات اساسی معمولاً شامل تعویض رینگ پیستون، یاتاقان‌های میل‌لنگ و آببندی موتور می‌باشد.

1- Average anual availability

تست روغن موتور از جمله فعالیتهای تعمیر و نگهداری موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد که توسط متخصصان تعمیرات صورت می‌پذیرد. معمولاً تست روغن جهت شناسایی میزان وجود چهار نوع آلودگی انجام می‌گیرد:

- اکسیداسیون و نیتراسیون بیش از حد، میزان اسیدی بودن ویسکاسیته
- وجود آب در روغن (نشانگر نشت آب خنک‌کن)
- وجود ذرات فلزی (نشانگر خوردگی یاتاقانها)
- وجود ذرات غیرفلزی

بیشتر فعالیتهای تعمیر و نگهداری موتورهای رفت و برگشتی معمولاً در سایت صورت می‌پذیرد و اغلب نیاز به جابه‌جائی اجزاء سنگین دارد که برای این منظور در بسیاری از سایت‌ها جرثقیل سقفی تعبیه شده است. آماده‌سازی پیش هنگام برخی از قطعات جهت سرعت بخشیدن به تعمیرات و کاهش دورهٔ از سرویس خارج بودن CHP توصیه می‌گردد.

با بهره‌برداری و نگهداری صحیح و نیز انجام تعمیرات و در صورت نیاز تعویض قطعات توسط تعمیرکاران ماهر می‌توان عمر نسبتاً طولانی برای موتورهای رفت و برگشتی پیش‌بینی نمود.یک موتور گازسوز باید میانگین دسترسی سالانه‌ای در محدوده ۸۸٪ تا ۹۲٪ را داشته باشد. به طور تقریبی هزینه تعمیرات موتورهای گازسوز در محدوده ۰/۰۱ تا ۰/۰۱۵ دلار برکیلووات ساعت می‌باشد که در شرایط کشورهای مختلف قابل تغییر می‌باشد.

توربین‌های بخار

تا زمانیکه کیفیت بخار ورودی به توربین و سایر پارامترهای آن مثل دما و رطوبت در سطح تعیین شده قرار گرفته باشند، فرسایش چندانی در توربین حادث نخواهد شد. بعلاوه ضرورت دارد روغنکاری یاتاقانها و نیز پاکیزه بودن روغن مورد استفاده و همچنین دمای کارکرد آن مورد توجه خاص قرار گیرد.

سایر موارد مرتبط با تعمیر و نگهداری توربین‌های بخار شامل بازرسی تجهیزات جانبی مثل

پمپ‌ها، کولرها و صافی‌های روغن، تجهیزات ایمنی مثل سیستم خارج نمودن توربین در سرعت زیاد[1] و غیره می‌باشد.

هزینه‌های تعمیرات توربین‌های بخار معمولاً کمتر از ۰/۰۰٤ دلار به ازای هر کیلووات ساعت می‌باشد. با تعمیر و نگهداری مناسب توربین‌های بخار، میانگین دسترسی سالانه به میزان بیش از ۹۹٪ قابل دستیابی می‌باشد.

میکروتوربین‌ها

در مقایسه با موتورهای رفت و برگشتی، میکروتوربین‌ها از قطعات متحرک کمتری برخوردار می‌باشند. میکروتوربین‌های یک محوری با یاتاقانهای هوایی، نیاز به روغنکاری نداشته و بنابراین هزینه تعمیر و نگهداری آنها از توربین‌های گازی معمولی کمتر می‌باشد. میکروتوربین‌هایی که باید روغنکاری شوند بدلیل مجزا بودن قسمت احتراق نیاز به تعویض مکرر روغن ندارند. البته سرویس‌هایی مثل تعویض فیلترهای هوا و سوخت، جرقه‌زن‌ها، انژکتورهای سوخت و ترموکوپل‌ها حائزاهمیت می‌باشد. معمولاً برای میکروتوربین‌ها برنامه تعمیر و نگهداری سالیانه تنظیم می‌گردد. هزینه تعمیر و نگهداری میکروتوربین‌ها در محدوده ۰/۰۰٦ تا ۰/۰۱ دلار بر کیلووات ساعت تخمین زده می‌شود.

پیل‌های سوختی

الکترودهای تشکیل دهنده برج پیل سوختی در طول زمان تحلیل رفته و نتیجتاً بازدهی پیل سوختی کاهش می‌یابد. معمولاً پیل‌های سوختی بگونه‌ای طراحی می‌شوند که می‌توان برج آن را تعویض نمود. زمان تخمینی برای این تعویض بین ٤ تا ٦ سال می‌باشد. فعالیتهای تعمیر و نگهداری پیل‌های سوختی شامل موارد دیگری مثل فیلترهای هوا، تصفیه کننده‌های آب، مخازن فشار،

1- Over – speed trip

موتورها، شیرهای اتوماتیک و لوله‌های تحت فشار نیز می‌باشد. هزینه تعمیرات برای پیل سوختی ۲۰۰ کیلوواتی از نوع PAFC در محدوده ۰/۰۲ تا ۰/۰۵ دلار به ازای هر کیلووات ساعت می‌باشد. پیش‌بینی می‌شود با بهبود تکنولوژی پیل‌های سوختی هزینه تعمیر و نگهداری به حدود ۰/۰۱۵ دلار به ازای هر کیلووات ساعت کاهش یابد.

۱۰-۵ تأمین سوخت CHP

نوع سوخت مورد نیاز CHP در درجه اول براساس نوع فناوری محرکه اولیه و در درجهٔ دوّم براساس چگونگی دسترسی به انواع سوختها و قمیت تمام شده آن تعیین می‌گردد. البته محدودیتهای زیست‌محیطی نیز از جمله عوامل تأثیرگذار بر انتخاب نوع سوخت می‌باشد. در حال حاضر رایج‌ترین سوخت‌های مصرفی در سامانه‌های CHP شامل گازطبیعی، LPG، گازوئیل و بیوگاز می‌باشند. ازمیان سوخت‌های فوق‌الذکر، گازطبیعی بعنوان سوخت اصلی در بسیاری از سامانه‌های CHP با فناوریهای مختلف محرکه اولیه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

سیستم سوخت‌رسانی یک CHP باید قادر باشد مقدار سوخت مورد نیاز محرکه اولیه با دما و فشار مشخصی را جهت کارکرد دائم تأمین نماید. ضمناً با توجه به اینکه اغلب سامانه‌های CHP از قابلیت دوگانه‌سوزی برخوردار می‌باشند، لذا سیستم سوخت‌رسانی باید بگونه‌ای باشد که تغییر از یک سوخت به سوخت دیگر بدون هرگونه وقفه در بهره‌برداری از CHP امکان‌پذیر باشد. بنابراین یکی از زیر ساختهای پشتیبان یک سامانه CHP سیستم سوخت‌رسانی آن می‌باشد.

۱۰-۵-۱ تأمین گازطبیعی

معمولاً گازطبیعی رایج‌ترین سوخت مورد استفاده برای سامانه‌های CHP می‌باشد. این واقعیت ناشی از قیمت مناسب، میزان دسترسی و کم بودن آثار سوء زیست‌محیطی آن می‌باشد. تأمین

گازطبیعی برای یک مصرف کننده از طریق لوله‌گذاری و اتصال آن به شبکه محلی گاز صورت می‌پذیرد. در اغلب موارد، نصب CHP گازسوز مصرف گاز سایت را افزایش می‌دهد، زیرا CHP وظیفه تولید همزمان برق و گرما را بعهده داشته و در اکثر ایام سال مورد استفاده قرار می‌گیرد. ضمناً دبی گاز مصرفی نیز افزایش خواهد یافت. بنابراین در اکثر موارد افزایش ظرفیت شبکه گاز مورد نیاز خواهد بود.

در صورت پائین بودن فشار گاز در محل سایت، معمولاً از یک کمپرسور جهت افزایش فشار گاز استفاده می‌گردد. در برخی از حالتها ممکن است به کمپرسورهای چند مرحله‌ای بزرگ نیاز باشد. کمپرسورهای مختلف برای کاربردهای متفاوت طراحی می‌شوند، مثلاً کمپرسورهای پیچی[1] برای توربین گازهای کوچک با فشار گاز ۲۵ بار مناسب می‌باشند. اما برای توربین گازهای بزرگتر که فشار گاز بیشتری نیاز دارند از کمپرسورهای رفت و برگشتی استفاده می‌نمایند.

برای بسیاری از موتورهای جرقه‌ای رفت و برگشتی فشار گاز حدود ۵ بار مورد نیاز می‌باشد و برای این منظور، کمپرسورهای کوچک پروانه‌ای مناسب می‌باشند. کمپرسورهای گاز باید با دقت خوبی نصب گردند بگونه‌ای که فشار گاز مورد نیاز قابل دستیابی باشد. ضمناً این کمپرسورها باید در شرایط مختلف بارگذاری CHP از عملکرد مناسبی برخوردار باشند.

سیستم تأمین سوخت گاز مجهز به تجهیزات اندازه‌گیری و تنظیم فشار گاز بوده و معمولاً برای حفظ ایمنی از شیرهای فشارشکن و تخلیه گاز نیز استفاده می‌گردد. طراحی و نصب مجموعه تأمین سوخت گاز CHP باید با رعایت استاندارد و مشخصات فنی مناسب صورت پذیرد. معمولاً سیستم سوخت‌رسانی پس از نصب نیاز چندانی به تعمیر و نگهداری نخواهد داشت، لیکن هر گونه تغییرات در این سیستم باید با هماهنگی و موافقت شرکت گاز باشد.

در برقراری انشعاب جدید گاز برای تأمین سوخت مورد نیاز CHP باید به موارد زیر توجه نمود:

1- Screw compressors

- ***مقدار پیش‌بینی شده مصرف گاز سالانه***، که تابعی از ظرفیت و میانگین ساعات کارکرد در طول یکسال می‌باشد. لازم به یادآوری است که معمولاً اکثر تأمین کنندگان تجهیزات CHP اطلاعات مربوط به ارزش حرارتی خالص[1] (NCV) سوخت را درخواست می‌نمایند، در حالیکه برای برقراری انشعاب جدید اطلاعات ارزش حرارتی ناخالص[2] (GCV) گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- ***مقدار پیش‌بینی شده ماکزیمم دبی گاز مصرفی***، که معمولاً براساس حداکثر مصرف ساعتی CHP و با در نظر گرفتن GCV محاسبه می‌گردد.
- ***فشار گاز مورد نیاز***، که به نوع محرک اولیه انتخاب شده بستگی دارد. لازم به ذکر است که از دیدگاه بهره‌برداران CHP دریافت گاز با فشار بیشتر از مزیت اقتصادی برخوردار می‌باشد زیرا موجب عدم نیاز به کمپرسور افزاینده فشار گاز و در نتیجه مصرف برق کمتری را در سایت بدنبال خواهد داشت.
- ***مسیر مناسب شبکه جدید گازرسانی***، که به چگونگی دسترسی به شبکه گاز محلی، تأسیسات اندازه‌گیری و تنظیم فشار و نیز موقعیت محل نصب CHP در داخل سایت بستگی دارد.

در مرحله توسعه شبکه تأمین سوخت در سایتهایی که CHP بکار گرفته می‌شود نیازهای آینده سایت باید مورد توجه قرار گیرد. این نیازها هم از دیدگاه مصرف کلی سایت و هم از دیدگاه مصرف بخش‌های مختلف در سایت باید مدنظر قرار گیرد، مثلاً بخش‌های فرآیندی، قسمتهای اداری، رستوران و غیره. ممکن است سوخت گاز براساس تعرفه‌های ثابت مصرف گردد و حال آنکه در بخش‌هایی مثل تأسیسات دیگ بخار مصرف سوخت احتمالاً در آینده براساس تعرفه‌های «مصرف قابل قطع» برنامه‌ریزی شده و در صورت نیاز از سوخت جایگزین استفاده گردد. البته در چنین شرایطی سوخت گاز با تعرفه‌های مختلف از طریق لوله‌های متفاوت وارد سایت می‌شود.

1- Net Calorific Value
2- Gross Calorific Value

۲-۵-۱۰ تأمین سایر سوختهای فسیلی

در خصوص سامانه‌های CHP که سایر سوختهای فسیلی مثل گازوئیل، نفت سنگین و در مواردی زغال سنگ (توربین‌های بخار) مورد استفاده قرار می‌گیرند، عمده‌ترین مسئله فنی چگونگی حمل، تحویل و ذخیره‌سازی سوخت می‌باشد. معمولاً حمل موقت از طریق تانکرهای جاده‌ای و یا راه‌آهن صورت گرفته و در محل‌های تعیین شده پس از تخلیه در مخازن و انبارهایی که برای آن پیش‌بینی شده است ذخیره گشته و از آن محل به واحدهای CHP تحویل می‌گردد. در خصوص سامانه‌های CHP توربین گاز معمولاً از گازوئیل به عنوان سوخت جایگزین استفاده می‌گردد لذا، سیستم سوخت‌رسانی گازوئیل باید بگونه‌ای طراحی شود که در صورت قطع گاز برنامه‌ریزی شده و یا تصادفی، بلافاصله گازوئیل به توربین تزریق گردد. برای این منظور یا باید توسط یک پمپ دائم کار گازوئیل در مسیرهای سوخت‌رسانی در چرخش باشد و یا در مخزنی که در ارتفاع زیاد نسبت به CHP قرار گرفته ذخیره شده باشد. فشار پمپ گازوئیل و یا ارتفاع مخزن باید بگونه‌ای در نظر گرفته شده باشد که ورود گازوئیل به توربین با فشار لازم صورت گیرد. مخزن ذخیره گازوئیل باید حتی‌الامکان به CHP نزدیک بوده و ظرفیت ذخیره‌سازی آن بگونه‌ای باشد که نیاز CHP به سوخت را در مدت قطع گاز برآورده نماید.

سوخت‌های سنگین مثل نفت کوره یا مازوت معمولاً در بویلر توربین‌های بخار و به ندرت در برخی از موتورهای رفت و برگشتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. از جمله نکات حائزاهمیت در بکارگیری سوخت‌های سنگین آن است که این نوع سوخت‌ها باید توسط بخار گرم شده تا از سیالیت لازم برای پمپاژه توسط سیستم سوخت‌رسانی برخوردار باشند. بنابراین برای جلوگیری از تلفات انرژی، مخازن ذخیره و مسیرهای لوله‌کشی برای عبور سوخت سنگین باید عایقکاری شوند. با توجه به اینکه ممکن است سوختهای سنگین حاوی مقادیر کمی ذرات جامد باشند، لذا قبل از مصرف سوخت استفاده از فیلترهای مناسب ضروری می‌باشد.

۳-۵-۱۰ استفاده از سوخت‌های زیستی

استفاده از سوخت‌های زیستی[1] و یا زیست توده[2] (بیوماس) جهت تأمین انرژی مورد نیاز بجای سوخت‌های فسیلی مزایای زیادی دارد. این مزایا می‌تواند به نوع سوخت و هدف از کاربرد آن نیز بستگی داشته باشد. از جمله مزایای استفاده از سوخت‌های زیستی عدم تولید گازهای گلخانه‌ای به خصوص دی‌اکسیدکربن (CO_2)، کاهش تولید انواع آلاینده‌های اصلی هوا، صرفه‌جویی هزینه‌های انرژی، توسعه اقتصادی محلی و اشتغال‌زایی، کاهش ضایعات و بالاخره امنیت تأمین سوخت می‌باشد. به علاوه، بدلیل دسترسی گسترده به انواع بیوماس و انعطاف‌پذیری آن در تولید برق و گرما می‌توان آن را به عنوان یک منبع انرژی با قابلیت اطمینان بالا در نظر گرفته و گزینه مناسبی برای تأمین سوخت مورد نیاز واحدهای CHP قلمداد کرد.

زیست توده‌ها موادی آلی[3] هستند که در نتیجه پدیده فتوسنتز به وجود می‌آیند. برخی از انواع زیست توده‌ها مثل اغلب محصولات کشاورزی ابتدا به عنوان غذای انسان و یا غذای چهارپایان و جانوران مورد استفاده قرار گرفته و سپس مواد دفع شده به عنوان زیست توده‌های انرژی‌زا بکار گرفته می‌شوند. زیست توده‌ها انواع گسترده‌ای دارند که می‌توان آنها را براساس چگونگی بدست آمدن و یا محل بدست آمدن در گروههای مختلف دسته‌بندی نمود. از انواع مختلف زیست توده‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- زباله شهری
- ضایعات کشاورزی (بقایای غلات، نیشکر، میوه و انواع تولیدات کشاورزی دورریز)
- کود حیوانی
- ضایعات چوب و جنگلها
- ضایعات کشتارگاه حیوانات

1- Biofuels
2- Biomass
3- Organic material

- دانه‌های روغنی
- بقایای صنایع غذایی
- بقایای تصفیه‌خانه‌های آب

لازم به ذکر است که میزان دسترسی به زیست توده‌های فوق‌الذکر در مناطق مختلف متفاوت می‌باشد. بعلاوه، مشخصات آنها از نقطه نظر انرژی و بعنوان سوخت کاملاً با یکدیگر متفاوت می‌باشد. از دیگر نکات قابل توجه آن است که که روشهای جمع‌آوری، حمل و ذخیره‌سازی انواع زیست توده‌ها نیز با یکدیگر فرق می‌نماید. اما آنچه که در رابطه با کاربرد زیست توده‌ها برای CHP مهم است روشهای تبدیل آنها به سوختهای قابل استفاده توسط انواع محرکه‌های اولیه می‌باشد. زیست توده‌ها را می‌توان با توجه به نوع فناوری CHP در حالتهای جامد، مایع و گاز به عنوان سوخت مورد استفاده قرار داد.

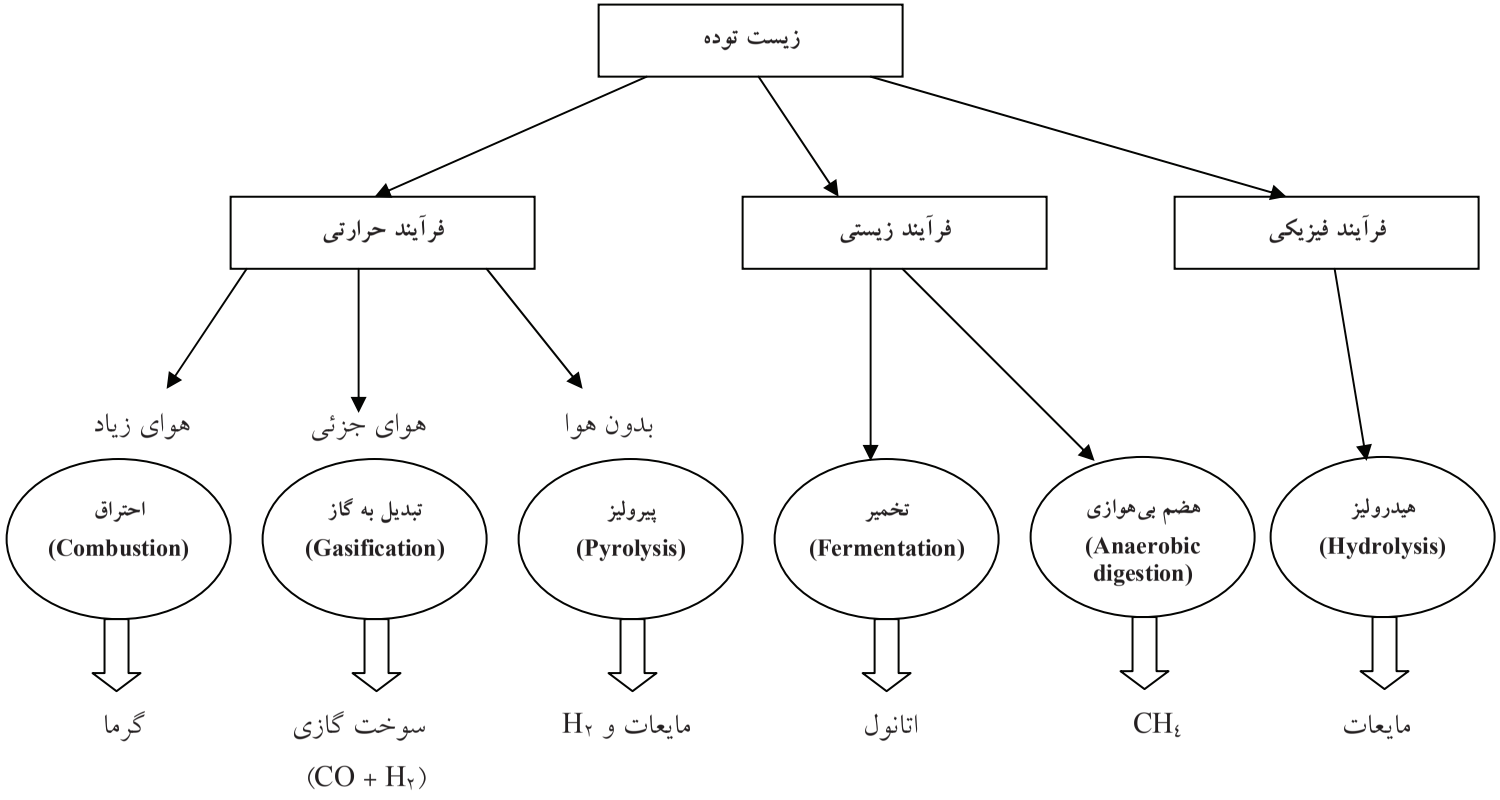
تبدیل زیست توده به سوخت

با توجه به نوع فناوری CHP می‌توان زیست توده‌ها را به صورت سوخت جامد، مایع و یا گاز مورد استفاده قرار داد. از آنجائیکه ترکیبات آلی زیست توده‌ها عمدتاً تشکیل یافته از مواد سلولزی و نیمه‌سلولزی حاوی پلیمرهای گلوکزوکربن می‌باشند، لذا با استفاده از فرآیندهای مختلف می‌توان آنها را به سوختهای مایع و گازی شکل تبدیل نموده و در CHPها استفاده نمود. فرآیندهای تبدیل زیست‌توده به سه دسته کلی تقسیم‌بندی می‌شوند که عبارتند از:

- فرآیند حرارتی[1] تبدیل زیست توده
- فرآیند زیستی[2] تبدیل زیست توده
- فرآیند فیزیکی[3] تبدیل زیست توده

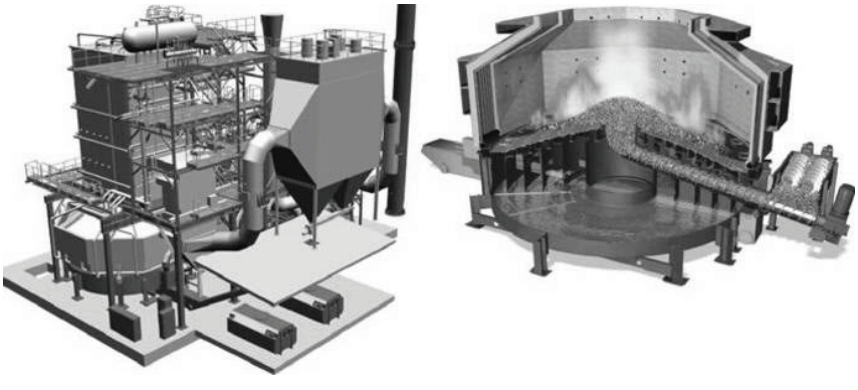
1- Thermal process
2- Biological
3- Physical process

لازم بذکر است که هر یک از فرآیندهای فوق‌الـذکر از انـواع خاصـی زیسـت‌تـوده بـه عنـوان خوراک ورودی استفاده می‌نمایند. در شکل ۲۴-۱۰ هر یک از فرآیندها و محصولات خروجی آنها نشان داده شده است.



شکل ۲٤-۱۰: فرآیندهای تبدیل زیست‌توده به حاملهای انرژی

در حال حاضر برخی از فناوریهای تبدیل زیست توده به صورت تجاری شده در دسترس قرار دارد و برخی دیگر در مسیر تکامل می‌باشند. فناوریهای مربوط به احتراق مستقیم زیست توده‌های چوبی شامل بویلرهای بستر ثابت[1]، بویلرهای بستر سیال[2] و بویلرهای سوخت مشترک[3] می‌باشند که برای CHP توربین بخار مناسب می‌باشند. واحدهای تولید برق با استفاده از زیست توده‌های چوبی از دهه‌های گذشته در کشورهای اروپایی و آمریکا (حدود ۶۰۰۰ مگاوات قدرت نصب شده در سال ۲۰۰۴) مورد استفاده قرار داشته و در حال حاضر نیز مورد بهره‌برداری قرار دارند. در شکل ۲۵-۱۰ شمایی از یک واحد CHP با سوخت چوب با ظرفیت تولید برق ۵ مگاوات و ظرفیت گرمایی معادل ۱۰ مگاوات که در کشور آلمان مورد استفاده قرار می‌گیرد نشان داده شده است.



شکل ۲۵-۱۰: CHP با سوخت چوب به ظرفیت ۵ مگاوات

فناوریهای استفاده از پسماندهای جامد شهری جهت احتراق مستقیم در واحدهای CHP بخاری ازجمله روشهای تجاری شده می‌باشد که به طور گسترده‌ای در مناطق مختلف جهان مورد استفاده

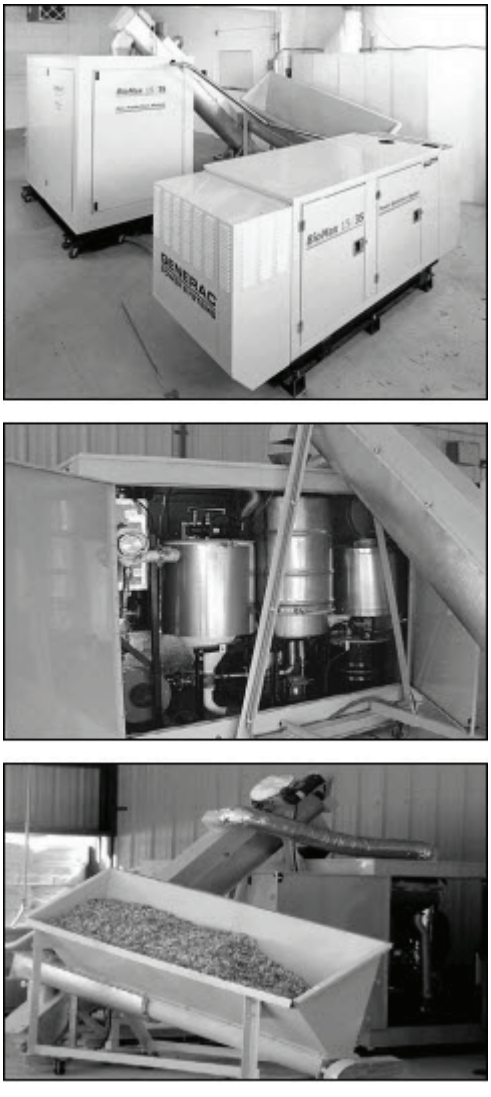
1- Fixed - bed boilers
2- Fluidized - bed boilers
3- Cofiring boilers

قرار گرفته است. با توجه به ظرفیت تولید پسماندهای شهری در ایران که بالغ بـر هـزاران تـن در روز می‌گردد، پتانسیل مناسبی در این خصوص در کشـور وجـود دارد و در ایـن رابطـه مطالعـات امکان‌سنجی نیز صورت گرفته و یا در حال انجام است. نمونه‌ای از یک CHP زباله‌سوز در شـکل ٢٦-١٠ دیده می‌شود.



شکل ٢٦-١٠: نمونه‌ای از یک CHP زباله‌سوز

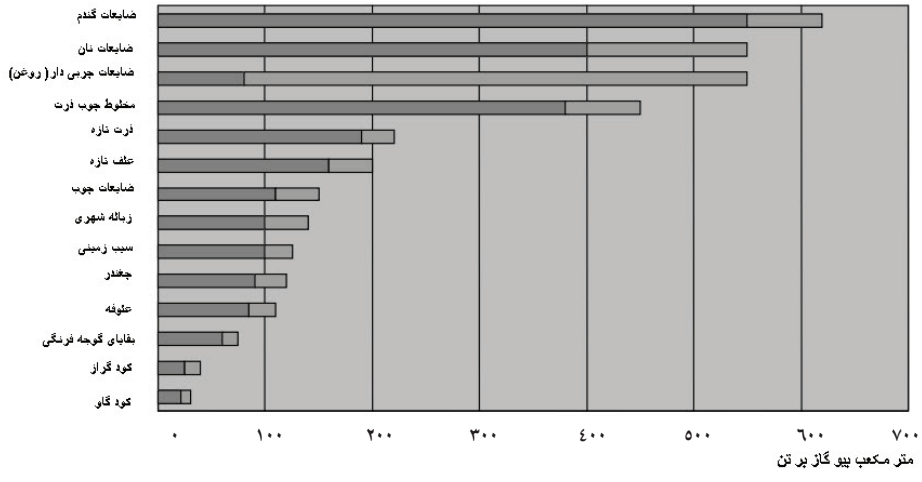
تبدیل زیست‌توده به گاز (بیوگاز) نیز از جمله فناوریهـای تجـاری شـده در جهـان مـی‌باشـد. همانگونه که در شکل ٢٤-١٠ نشان داده شده، فرآیندهای مختلفی برای تبدیل زیست‌توده بـه گـاز وجود دارد، از جمله روش پیرولیز و روش هضم بی‌هـوازی. نمونـه‌ای ازیـک CHP کوچـک ١٥ کیلوواتی که در آن گاز حاصل از تبدیل تراشه‌های چوب بعنوان سوخت برای یک موتور احتـراق داخلی مصرف می‌گردد در شکل ٢٧-١٠ نشان داده شده است. میزان مصـرف تراشـه چـوب ایـن CHP حدود ١/٥ کیلوگرم به ازای تولید یک کیلووات ساعت برق می‌باشد. در صورت اسـتفاده از تراشه‌های خشک چوب، بازدهی این CHP در حـدود ٧٥٪ و درحالـت مصـرف تراشـه‌هـای تـر چوب، بازدهی آن در حدود ٥٥٪ خواهد بود. این CHP قادر است ظـرف ٣٠ دقیقـه بـه حـداکثر ظرفیت خود برسد.



شکل ۲۷-۱۰: سامانه CHP با سوخت گاز حاصل از تراشه‌های چوب

فناوریهای مربوط به بیوگاز حاصل از فرآیند هضم بی‌هوازی با استفاده از کودهای حیوانی، فاضلاب و یا زباله‌های تر شهری (گاز حاصل از دفن زباله) نیز به طور گسترده‌ای در مناطق

مختلف جهان مورد استفاده قرار می‌گیرد. در شکل ۲۸-۱۰، میزان بیوگاز حاصله از زیست توده‌های مختلف نشان داده شده است.

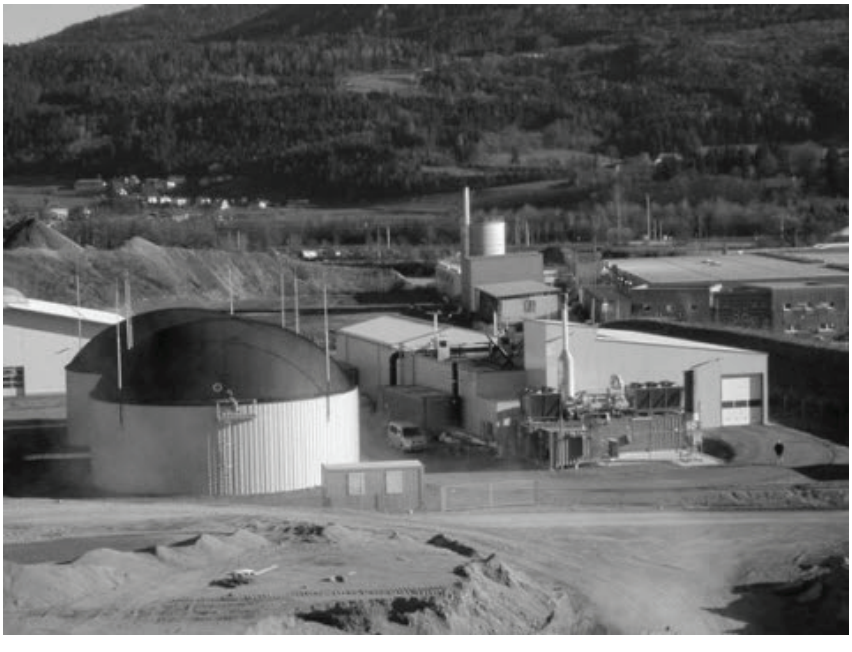


شکل ۲۸-۱۰: میزان بیوگاز قابل حصول از انواع زیست توده

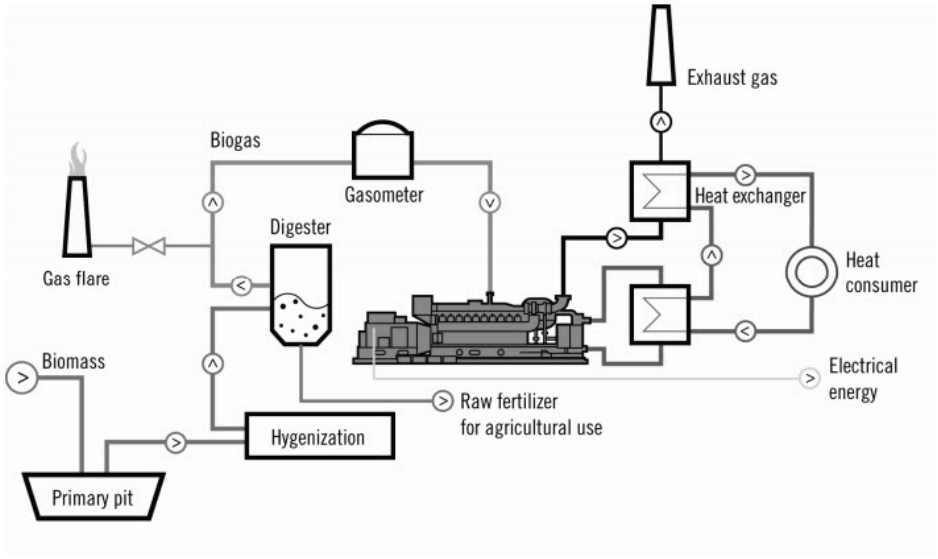
بیوگاز حاصله از فرآیند هضم بی‌هوازی قابل استفاده توسط انواع سامانه‌های CHP از جمله موتور رفت و برگشتی، توربین گاز، میکروتوربین، پیل سوختی و موتورهای استرلینگ می‌باشد. در شکل ۲۹-۱۰ تأسیسات یک CHP با سوخت بیوگاز به ظرفیت ۳۳۰ کیلووات تولید برق و معادل ٤۲۱ کیلووات تولید گرما مناسب جهت استفاده در مجموعه‌های کشت و صنعت و در شکل ۳۰-۱۰ یک CHP با ظرفیت ۱۰٦۵ کیلووات الکتریکی و معادل ۱۰۵۲ کیلووات تولید گرما مشاهده می‌گردد. دیاگرام فرآیند تولید بیوگاز و مصرف آن توسط CHP با موتور رفت و برگشتی در شکل ۳۱-۱۰ نشان داده شده است.



شکل ۲۹-۱۰: سامانه CHP به ظرفیت ۳۳۰ کیلووات با سوخت بیوگاز



شکل ۳۰-۱۰: سامانه CHP به ظرفیت ۱۰٦۵ کیلووات با سوخت بیوگاز



شکل ۳۱-۱۰: دیاگرام فرآیند سامانه CHP موتور رفت و برگشتی با سوخت بیوگاز حاصل از هضم بی‌هوازی

استفاده از سوخت بیوگاز در کشورهای مختلف روند رو به رشدی دارد. بعنوان مثال، در کشور آلمان در سال ۲۰۰۵ میلادی ظرفیت نصب شده CHP با سوخت بیوگاز در حدود ۵۵۰ مگاوات بود که سالانه معادل ۲/۸ تراوات ساعت برق تولید می‌کردند. این کشور در نظر دارد تا سال ۲۰۲۰ میلادی ظرفیت سامانه‌های CHP با سوخت بیوگاز را به میزان ۱۰۰۰۰ مگاوات افزایش داده و پیش‌بینی شده است که انرژی الکتریکی تولیدی آنها بالغ بر ۷٦ تراوات ساعت گردد. میزان اشتغال‌زایی برای این مقدار افزایش ظرفیت بگونه‌ای است که تعداد ۵۰۰۰ فرصت شغلی مربوط در سال ۲۰۰۵ به ۸۵۰۰۰ فرصت شغلی در سال ۲۰۲۰ افزایش می‌یابد. ضمناً میزان انتشار گاز گلخانه‌ای CO_2 از ٤ میلیون تن کاهش در سال (۲۰۰۵) به ۱۰۳ میلیون تن کاهش در (سال ۲۰۲۰) خواهد رسید.

وضعیت تجاری‌سازی فناوری‌های تبدیل بیوماس

فعالیت‌های مربوط به تجاری‌سازی فناوری‌های تبدیل بیوماس جهت تأمین سوخت مورد استفاده در سامانه‌های مختلف CHP به طور جدی در کشورهای مختلف توسعه یافته و برخی از کشورهای در حال توسعه در دست اقدام می‌باشد. معمولاً ظرفیت واحدهای CHP که از انرژی زیست توده استفاده می‌نمایند کمتر از ۵۰ مگاوات می‌باشد. در جدول ۱-۱۰ وضعیت تجاری‌سازی انواع فناوریهای تبدیل بیوماس به سوخت CHP آورده شده است. همچنین، در جدول ۲-۱۰ فناوریهای مختلف CHP مناسب برای کاربرد زیست توده از دیدگاههای مختلف با یکدیگر مقایسه شده‌اند.

جدول ۱-۱۰: وضعیت تجاری‌سازی فناوری‌های تبدیل بیوماس برای استفاده در سامانه‌های CHP

فناوری تبدیل انرژی	وضعیت تجاری‌سازی فناوری	فناوری مناسب CHP	وضعیت تجاری‌سازی محرکه اولیه
فناوری هضم بی‌هوازی			
سیستم هضم بی‌هوازی (دای جستر)	فناوری تجاری شده	موتور رفت و برگشتی	تجاری شده
		توربین گاز	تجاری شده
		میکروتوربین	تجاری شده
		پیل سوختی	در مرحله تجاری شدن
		موتور استرلینگ	فناوری نو پدید
فناوری احتراق مستقیم			
بویلرهای بسته ثابت بویلرهای بستر سیال بویلرهای احتراق مشترک	فناوری‌های تجاری شده	توربین بخار	تجاری شده
سسیستم‌های احتراق مستقیم مدولار (کمتر از ۵ مگاوات)	تجاری شده	توربین بخار کوچک	تجاری شده
		چرخه رانکین آلی	فناوری نو پدید
		چرخه آنتروپیک	در مرحله تحقیق و توسعه
		توربین هوای گرم	در مرحله تحقیق و توسعه

ادامه جدول ۱-۱۰: وضعیت تجاری‌سازی فناوری‌های تبدیل بیوماس برای استفاده در سامانه‌های CHP

فناوری تبدیل انرژی	وضعیت تجاری‌سازی فناوری	فناوری مناسب CHP	وضعیت تجاری‌سازی محرکه اولیه
فناوری تبدیل به گاز			
مبدل‌های گاز با بستر ثابت	فناوری نوپدید	• توربین گاز با چرخه ساده • توربین گاز با سیکل ترکیبی	محرکه اولیه با سوخت گاز طبیعی و بیوگاز با ارزش حرارتی متوسط تجاری شده است. لیکن بهره‌برداری از بیوگاز با ارزش حرارتی کم نیاز به تجربه بیشتر دارد
مبدل‌های گاز با بستر سیال	فناوری تجاری شده در اروپا و آمریکا	• موتورهای رفت و برگشتی بزرگ	
مبدل‌های گاز مدولار	فناوری نو پدید و درحال تحقیق و توسعه	موتور رفت و برگشتی	فناوری محرکه‌های تجاری شده، لیکن بهره‌برداری بیوگاز با ارزش حرارتی خیلی کم باید تجربه شود.
		میکروتوربین	
		پیل سوختی	در مرحله تجاری شدن
		موتور استرلینگ	فناوری نوپدید
مبدل‌های گاز احتراق مستقیم هیبریدی مدولار	فناوری نوپدید	توربین‌های بخار کوچک	فناوری تجاری شده، لیکن فناوری سیستم‌های یکپارچه نوپدید است.

جدول ۲-۱۰: مقایسه فناوریهای CHP مناسب برای استفاده از زیست توده

مشخصه	توربین بخار	توربین گاز	میکروتوربین	موتور رفت و برگشتی	پیل سوختی	موتور استرلینگ
ظرفیت	۵۰ کیلووات الی ۲۵۰ مگاوات	۵۰۰ کیلووات الی ٤٠ مگاوات	۳۰ کیلووات الی ۲۵۰ کیلووات	کمتر از ۵ مگاوات	کمتر از ۱ مگاوات	کمتر از ۲۰۰ کیلووات
سوخت	زیست‌توده و بیوگاز	بیوگاز	بیوگاز	بیوگاز	بیوگاز	زیست‌توده و بیوگاز
بازدهی الکتریکی (HHV)	۵ تا ۳۰٪	۲۲ تا ۳٦٪	۲۲ تا ۳۰٪	۲۲ تا ٤۵٪	۳۰ تا ٦۳٪	۵ تا ٤۵٪
ویژگیهای بهره‌برداری	- قابلیت اطمینان زیاد - راه‌اندازی آهسته - طول عمر زیاد - در دسترس بودن امکانات تعمیرو نگهداری	- قابلیت اطمینان زیاد - گرمای با کیفیت بالا - عدم نیاز به خنک‌سازی - نیاز به کمپرسور گاز - در دسترس بودن امکانات تعمیرو نگهداری	- راه‌اندازی سریع - نیاز به کمپرسور	- راه‌اندازی سریع - قابلیت خوب در دنبال کردن بار - نیاز به خنک سازی وقتی گرمای CHP مورد نیاز نباشد - در دسترس بودن امکانات تعمیر و نگهداری	- آلایندگی بسیار کم - سروصدای کم	- سروصدای کم
تجربه کاربرد	بسیار زیاد	بسیار زیاد	بسیار زیاد	بسیار زیاد	تاحدی	اندک
وضعیت تجاری	دردسترس بودن انواع مدل‌ها	در دسترس بودن انواع مدلها	مدلهای محدودی در دسترس است	در دسترس بودن انواع مدلها	در مرحله تجاری شدن	در مرحله تحقیق و توسعه و تجاری شدن
هزینه نصب (بعنوان CHP)	۳۵۰ تا ۷۵۰ دلار بر کیلووات (بدون بویلر)	۷۰۰ تا ۲۰۰۰ دلار بر کیلووات	۱۱۰۰ تا ۲۰۰۰ دلار بر کیلووات	۸۰۰ تا ۱۵۰۰ دلار بر کیلووات	۳۰۰۰ تا ۵۰۰۰ دلار بر کیلووات	۱۰۰۰ تا ۱۰۰۰۰ دلار بر کیلووات
هزینه‌های بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری	کمتر از ۰/٤ سنت بر کیلووات ساعت	۰/٦ تا ۱/۱ سنت بر کیلووات ساعت	۰/۸ تا ۲ سنت بر کیلووات ساعت	۰/۸ تا ۲ سنت بر کیلووات ساعت	۱ تا ٤ سنت بر کیلووات ساعت	در حدود ۱ سنت بر کیلووات ساعت

٦-١٠ ملاحظات زیست محیطی سامانه‌های CHP

در بخش اول کتاب، انواع آلایندگی‌های مهم فناوریهای مختلف محرکه‌های اولیه و چگونگی کنترل آنها به تفصیل مورد بحث قرار گرفت. در این قسمت اثرات زیست محیطی بکارگیری گسترده سامانه‌های CHP در سطح کلان مورد بحث قرار می‌گیرد. یکی از استدلال‌های مربوط به مزیت CHP آن است که بدلیل ماهیت غیرمتمرکز بودن (تولید پراکنده) و بازدهی کلی بالا، استفاده از این سامانه‌ها به بهبود شرایط محیط زیست کمک خواهد نمود.

تأثیرات قابل توجه توسعه گسترده سامانه‌های CHP بر محیط‌زیست را می‌توان در زمینه‌های زیر مورد ارزیابی قرار داد:

۱- اثر بهره‌برداری از CHP بر محیط زیست

بهره‌برداری از سامانه‌های CHP بر میزان انتشار آلاینده‌ها و یا گازهایی که موجب تغییر شرایط آب‌وهوایی می‌شوند تأثیر مستقیم داشته و این امر به طور قابل توجهی به بازدهی تبدیل انرژی سوخت و چگونگی فرآیند تبدیل بستگی دارد. لازم به ذکر است که آثار استفاده از موادی که برای روغنکاری و یا نگهداری ماشین‌آلات و تجهیزات بکار می‌روند نیز باید در نظر گرفته شود.

۲- اثر تأمین سوخت بر محیط زیست

تأثیراتی که تأمین سوخت مورد نیاز CHP بر جریان‌های بالادستی می‌گذارد، مثل استخراج و تصفیه نفت و گاز و نیز حمل و یا ذخیره‌سازی این حامل‌ها در مجموع محیط‌زیست را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد.

۳- تأثیر صنایع ساخت نیروگاه بر محیط زیست

بکارگیری گسترده سامانه‌های CHP بدون تردید صنایع ساخت نیروگاههای متمرکز را تحت‌الشعاع قرار می‌دهد و این امر خود از جهات مختلف بر میزان استفاده از موادی که بر محیط زیست اثر می‌گذارند تأثیر خواهد داشت.

٤- تأثیر بر شبکه‌های توزیع برق و گرما

تولید برق وگرما توسط واحدهای CHP و مصرف محلی این انرژی‌ها بدون تردید بر میزان تلفات انرژی در شبکه‌های برق و شبکه‌های توزیع گرمایش ناحیه‌ای و در نتیجه بر محیط زیست اثرگذار خواهد بود.

٥- تأثیر بهره‌برداری از CHP ها به صورت نیروگاههای مجازی بر محیط زیست

بهره‌برداری هماهنگ از مجموعه‌ای از واحدهای CHP توسط یک نهاد بازیگر محیط رقابتی تأمین برق در چارچوب نیروگاههای مجازی[1] (VPP) که نیاز به ارسال اطلاعات دوسویه از طریق خطوط مخابراتی دارد می‌تواند تأثیراتی را بر محیط زیست داشته باشد.

٦- تأثیرات غیرمستقیم بکارگیری CHP ها بر محیط زیست

ماهیت غیرمتمرکز تولید همزمان برق و گرما توسط سامانه‌های CHP و سهولت دسترسی محلی مشترکان به انرژی الکتریکی و گرمایی ممکن است الگوی مصرف انرژی و عادت‌های مشترکان را دستخوش تغییرات نموده و این خود می‌تواند بر محیط‌زیست اثرگذار باشد.

جهت ارزیابی تأثیرات موارد اول تا چهارم برای سامانه‌های CHP و مقایسهٔ آن با گزینه‌های دیگر تأمین انرژی معمولاً از روش ارزیابی چرخه عمر[2] (LCA) استفاده می‌کنند. دو مؤلفه کلیدی روش LCA عبارتند از:

- ارزیابی اقتصادی یک فناوری تبدیل انرژی از ابتدای احداث تا مرحله اسقاط شدن (عمر مفید) با در نظر گرفتن سرمایه‌گذاری اولیه برای احداث، هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های تعمیر و نگهداری و نیز ارزش اسقاطی و احیاناً بازیافت برخی از مواد.
- ارزیابی اقتصادی تأثیرات زیست‌محیطی، اعم از منابع انرژی، تأثیر بر انسان، سلامت و اکوسیستم.

1- Virtual Power Plants
2- Life Cycle Assessment

از مهمترین مباحث مربوط بـه روش ارزیـابی چرخـه عمـر جمـع‌آوری اطلاعـات گسـترده‌ای می‌باشد که بدلیل تجربه کم استفاده از سامانه‌های CHP در کشور، دسترسی به آنها در حال حاضر مشکل می‌باشد. البته استفاده از برخی اطلاعات به صورت فرضی راه حلی برای رفـع ایـن مشـکل می‌باشد و باید توجه نمود که در این صورت نتایج حاصله دارای عدم قطعیت خواهد بود.

مراجع

1- *"Training Guide on Combined Heat & Power Systems"*, European Commission.

2- *"Combined Heat& Power (CHP) ResourceGuide"*, Second Edition, Oak Ridge National Laboratory, September 2005.

3- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications"*, The Fairmont Press Inc., 2003.

4- B.F. Kapanowski, *"Small-Scole Cogeneration Handbook"*, Second Edition, The Fairment Press Inc., 2003.

5- *"Biomass CHP best practice guide"*, European CHP, March 2006.

6- *"Biomoss Combined Heat and Power Catalog of Technologies",* U.S. Environmental Protection Agency (EPA), September 2007.

7- *"IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System",* IEEE, July 2003.

8- *"IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation: How it Could Help My Facility",* National Renewable Energy Laboratory (NREL), November 2003.

۱۱

ارزیابی عملکرد سامانه‌های CHP

سامانه‌های CHP به منظور صرفه‌جویی بلندمدت در هزینه‌های انرژی و با صرف مقادیر قابل توجهی سرمایه اولیه احداث می‌گردند. دستیابی به صرفه‌جویی در هزینه‌های بهره‌برداری در طول عمر مفید پروژه وقتی قابل حصول است که عملکرد CHP [۱] مطابق با آنچه که در مرحله طراحی تخمین‌زده شده است باشد. معمولاً عملکرد سامانه CHP به «*بازدهی CHP* [۲]» و یا «*نرخ گرمایی CHP* [۳]» اطلاق گشته و ممکن است بدلایل مختلف این مشخصه‌ها در ابتدای راه‌اندازی با «*عملکرد تضمین شده توسط سازنده* [۴]» مغایرت داشته و یا آنکه در طول زمان دچار تغییرات (عمدتاً نقصان) گردد. گاهی اوقات، عملکرد CHP مفهومی جامع‌تر از بازدهی داشته و مباحثی مثل تداوم بهره‌برداری، بهره‌برداری طولانی در شرایط بار جزئی و یاموضوعاتی مثل کیفیت برق تولیدی و یا میزان آلایندگی را نیز در برمی‌گیرد. درمجموع می‌توان نتیجه‌گیری نمود که نقصان عملکرد CHP می‌تواند به عدم دسترسی به منافع پیش‌بینی شده برای سرمایه‌گذاری منجر گردد.

بدین جهت لازم است موضوع عملکرد سامانه‌های CHP در مراحل مختلف از جمله مرحله

1- CHP performance
2- CHP efficiency
3- CHP heat rate
4- Manufacturer performance guarantee

ساخت و تولید تجهیزات CHP توسط سازنده، مرحله راه‌اندازی و شروع بهره‌برداری تجاری توسط پیمانکار نصب و نیز در بلند مدت توسط بهره‌برداران مورد تست، ارزیابی و پایش قرار گیرد.

۱-۱۱ اصول ارزیابی عملکرد

یکی از نکات حائزاهمیت در پذیرش و مقبولیت فناوریهای CHP، وجود اطلاعات قابل اعتماد و همگون در رابطه با مشخصات عملکرد این سامانه‌ها می‌باشد. دستیابی به این نوع اطلاعات قابل اعتماد استفاده از روش‌های همگن و قابل تکرار تست[1] و ارزیابی عملکرد CHP[2] می‌باشد. با توجه به تجربیات کشورهای پیشگام در توسعه و بهره‌برداری از سامانه‌های CHP و تشخیص نیاز به روش‌های تست همگن برای ارزیابی عملکرد واحدهای تولید پراکنده اعم از DG و یا CHP، برخی از سازمانها و ذی‌نفعان کاربرد این سامانه‌ها نسبت به تدوین نظام‌نامه‌های تست[3] برای ارزیابی عملکرد DG/CHP اقدام نموده‌اند. همانگونه که ذکر گردید ارزیابی عملکرد می‌تواند در مراحل مختلف به شرح زیر صورت پذیرد:

- تست آزمایشگاهی[4] عملکرد CHP توسط سازندگان تجهیزات و یا مراکز تست تخصصی
- تست میدانی[5] عملکرد CHP توسط پیمانکاران نصب و راه‌انداز
- پایش درازمدت عملکرد[6] CHP توسط بهره‌برداران CHP و یا ممیز انرژی

تست آزمایشگاهی عملکرد تحت شرایط کاملاً کنترل شده در محیط آزمایشگاه صورت می‌پذیرد، و حال آنکه تست میدانی در محیط سایت و تحت شرایط خاص مربوط به آن انجام می‌گیرد و لذا

1- Uniform and repeatable test methods
2- CHP performance evaluation
3- Test protocol
4- Laboratory testing
5- Field testing
6- Long term performance monitoring

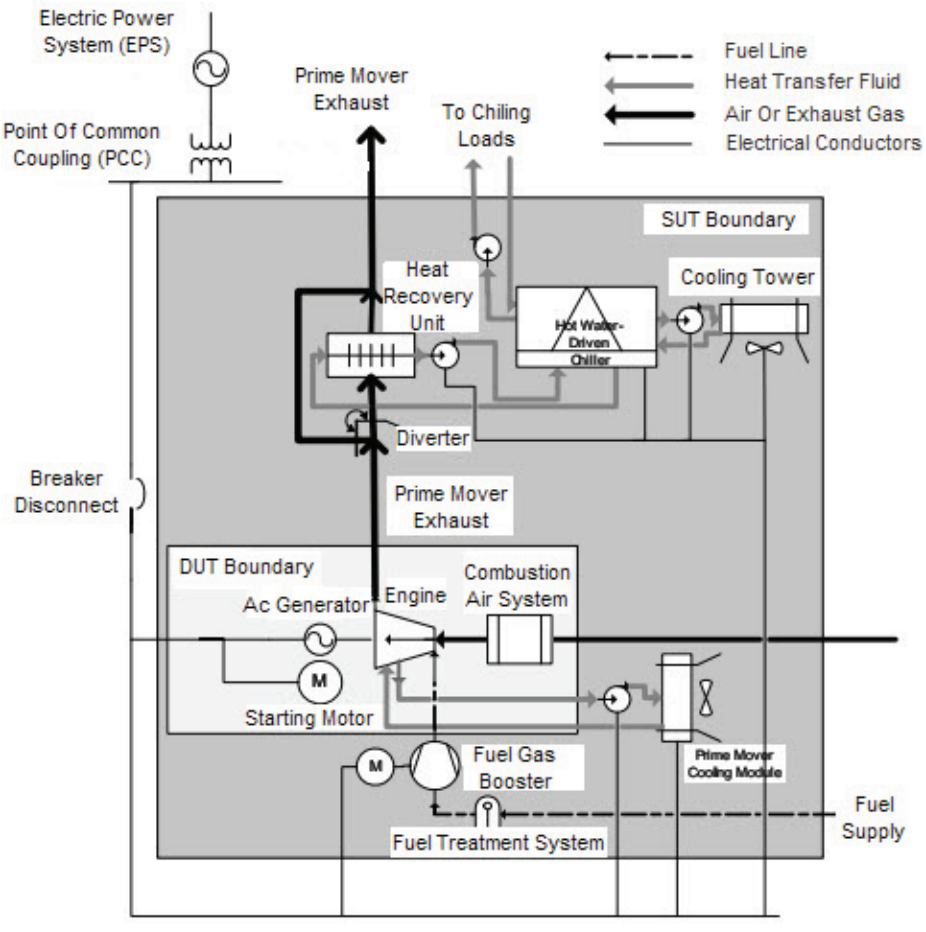
برخی از پارامترها مثل دما، رطوبت هوا و غیره تحت کنترل نمی‌باشد و از یک سایت به سایت دیگر تغییر می‌نماید. درخصوص پایش درازمدت عملکرد نیز باید متذکر گردید که اصولاً پس از گذشت مدتی از بهره‌برداری سامانه‌های CHP، برخی از پارامترهای فیزیکی آن تغییر می‌نمایند و در برخی موارد این تغییرات می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد و بازدهی آن داشته باشد. لذا ضرورت دارد در مقاطع مختلف زمانی، از طریق انجام ممیزی روند تغییرات عملکرد را تحت پایش قرار داد.

با توجه به تنوع نسبتاً زیاد در فناوریهای CHP و متفاوت بودن فرآیند تبدیل انرژی در هر یک از انواع CHP، ضرورت دارد در ارزیابی عملکرد، مشخصات فنی و ویژگی‌های فنی سامانه مدنظر قرار گیرد. البته ذکر این نکته مفید به نظر می‌رسد که علی‌رغم تفاوتهای فرآیندی بین سامانه‌های مختلف CHP، اصول علمی حاکم بر روش ارزیابی عملکرد مشابه بوده و بطور کلی جریان‌های انرژی ورودی به سامانه و خروجی از آن اندازه‌گیری و تحلیل می‌گردند.

۱-۱-۱۱ تعیین مرزهای سیستم در ارزیابی عملکرد

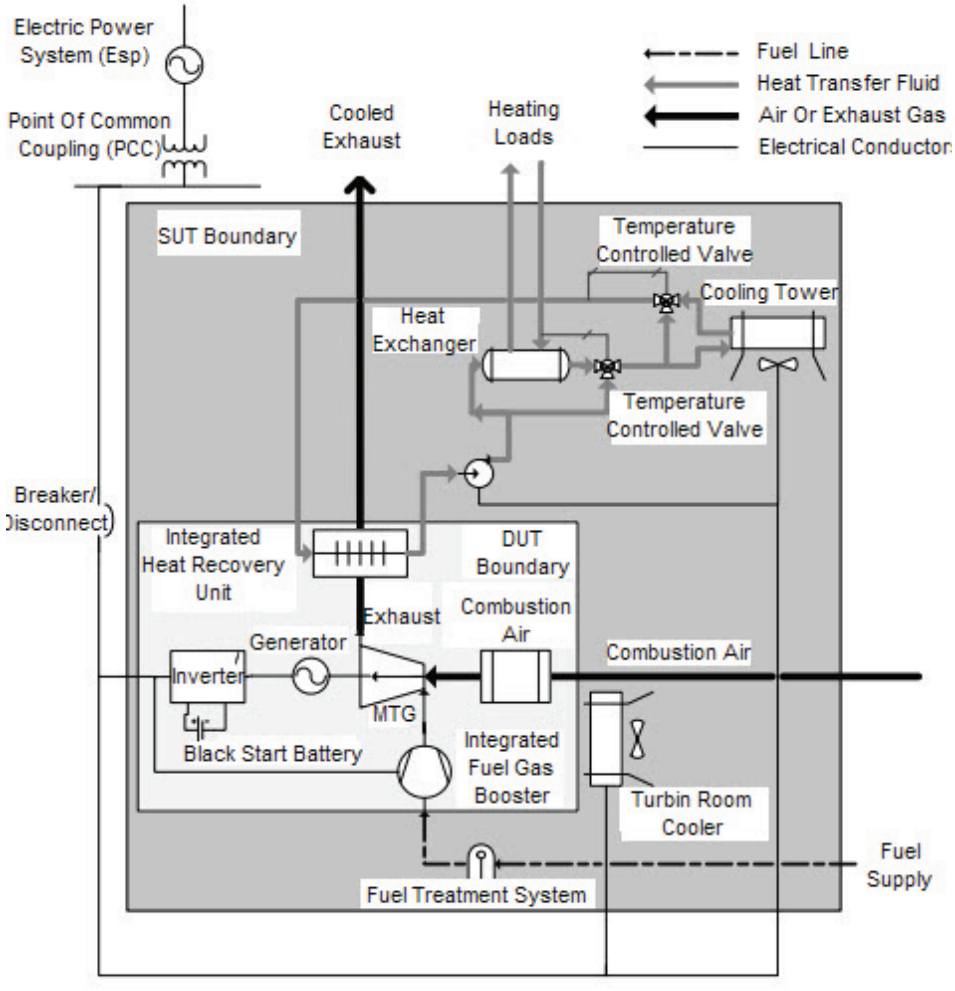
اولین قدم در ارزیابی عملکرد هر نوع سامانه CHP تعیین مرزهای سیستم مورد مطالعه برای مشخص نمودن تجهیزات و مؤلفه‌هایی است که مورد تست قرار می‌گیرند. در شکل ۱-۱۱ نمونه‌ای از یک دیاگرام مرزی[1] برای یک سامانه CHP توربین گاز مشاهده می‌گردد که در آن مؤلفه‌های داخلی و خارجی، سوخت ورودی، سیال انتقال دهنده گرما، گازهای خروجی و جریان ورودی هوای محیط به سیستم دیده می‌شود.

1- Boundry diagram



شکل ۱-۱۱: دیاگرام مرزی برای یک سامانه CHP توربین گاز

در شکل ۲-۱۱ نیز نمونه‌ای از یک دیاگرام مرزی برای یک سامانه CHP میکروتوربین نشان داده شده است.



شکل ۲-۱۱: دیاگرام مرزی برای یک سامانه CHP میکروتوربین

همانگونه که در شکل‌های فوق ملاحظه می‌گردد دو مرز متفاوت مشخص شده است که عبارتند از:

- تجهیزات (CHP) تحت تست[1] (DUT) یا مرز تولید[2].
- سیستم تحت تست[3] (SUT) یا مرز سیستم[4].

معمولاً در تست آزمایشگاهی، مرز تولید (DUT) برای ارزیابی عملکرد CHP مورد استفاده قرار می‌گیرد و حال آنکه در تست میدانی، مرز سیستم (SUT) مدنظر قرار می‌گیرد. تجهیزاتی که درون مرز تولید قرار دارند، مؤلفه‌هایی هستند که معمولاً در لیست پیشنهادات سازندگان و یا تأمین کنندگان CHP قرار می‌گیرند. همانگونه که در شکل مشاهده می‌گردد مرز سیستم دربرگیرنده DUT ونیز مؤلفه‌های دیگر مثل بارهای جانبی متغیر مثل کمپرسور گاز طبیعی، ID فن، پمپ انتقال حرارت و غیره می‌باشد. لازم بذکر است که سامانه‌های مختلف CHP دارای مؤلفه‌های متفاوتی در مرز DUT می‌باشند. مثلاً همانگونه که درشکل ۲-۱۱ دیده می‌شود میکروتوربین‌ها در مرز تولید DUT، حاوی یک اینورتر نیز می‌باشند.

تست آزمایشگاهی عملکرد معمولاً توسط توسعه دهندگان فناوری‌های CHP، مراکز تحقیق و توسعه و سازندگان تجهیزات CHP به اجراء گذاشته می‌شود. اما تست میدانی که پس از پایان مراحل نصب به اجراء گذاشته می‌شود مورد تأکید صاحبان سامانه CHP جهت ارزیابی عملکرد در شرایط واقعی محیطی در سایت استفاده از این سیستم‌ها می‌باشد. تذکر این مطلب نیز ضروری بنظر می‌رسد که ممکن است درجریان نصب تجهیزات CHP بدلیل وجود برخی از شرایط خاص فیزیکی و یاموا‌جه شدن با برخی از محدودیت‌ها در سایت، متناسباً تغییراتی در طراحی اولیه سیستم صورت گیرد که این خود بر ضرورت انجام تست میدانی عملکرد تأکید می‌نماید. لذا با توجه به اهمیت موضوع، در بخش‌های بعدی چگونگی ارزیابی عملکرد CHP با تأکید بر تست میدانی مورد بحث قرار می‌گیرد.

1- Device Under Test
2- Product boundary
3- System Under Test
4- System boundary

۱۱-۱-۲ فازهای مختلف تست میدانی

تست میدانی عملکرد سامانه‌های CHP معمولاً از فازهای زیر تشکیل می‌یابد:

- روشن کردن سامانه براساس دستورالعمل‌های سازنده
- آماده‌سازی تجهیزات اندازه‌گیری و ثبت داده‌ها
- تست در شرایط بارگذاری
- ارزیابی عملکرد الکتریکی
- ارزیابی عملکرد گرمایی CHP
- ارزیابی آلایندگی هوا
- تست آلایندگی صوتی

معمولاً نظام‌نامه‌های مربوط به ارزیابی عملکرد، انجام تست‌های فوق‌الذکر را در سه وضعیت بارگذاری به میزان ۵۰٪ ، ۷۵٪ و ۱۰۰٪ ظرفیت نامی توصیه می‌نمایند. لازم بذکر است چنانچه در ظرفیت‌های سه‌گانه فوق امکان تست وجود نداشته باشد، انجام سه بار تست در شرایط بارگذاری ۱۰۰٪ ظرفیت نامی گزینه ای قابل قبول می‌باشد. برای موتورهای رفت و برگشتی باید به مدت ۱ ساعت و توربین‌ها و پیل سوختی نیز به مدت نیم ساعت به صورت پیوسته تحت تست باشند. تست آلایندگی صوتی نیز باید در سطوح بارگذاری فوق‌الذکر صورت پذیرد.

پس از انجام مراحل مختلف تست عملکرد، نتایج حاصله باید در قالب یک گزارش نهایی به دارنده CHP عرضه گردد.

۱۱-۱-۳ پیش نیازهای تست عملکرد

قبل از انجام تست‌های ارزیابی عملکرد، لازم است کلیه مدارک و مستندات فنی مثل دیاگرام

فرآیند و ابزار دقیق[1] (P&ID) واحد CHP مورد بررسی و بازبینی قرار گیرد. بعلاوه به منظور اجرای هر چه بهتر ارزیابی عملکرد، توصیه می‌شود اقدامات زیر صورت پذیرد:

- تعیین تجهیزاتی که مورد تست قرار می‌گیرند
- دریافت اطلاعات مربوط به مقادیر تضمین شده عملکرد توسط سازنده و مدارک مربوطه
- مشخص نمودن رویه‌های تست و محدودیت‌ها
- مشخص نمودن اطلاعات مورد نظر و روش اندازه‌گیری آنها
- مشخص نمودن روش تحلیل عملکرد
- آگاهی از شرایط بهره‌برداری
- کالیبره نمودن کلیه تجهیزات ابزار دقیق
- بررسی اطلاعاتی که توسط سیستم کنترل ثبت می‌گردد
- تعیین بازه زمانی تست و تعداد تست‌های مورد نظر
- تعیین پارامترهایی که تحت آن شرایط نیاز به ارزیابی عملکرد هر یک از تجهیزات می‌باشد

از دیگر پیش نیازهای تست، تهیه طرح نصب دستگاههای ابزار دقیق برای تست سیستم می‌باشد. در این رابطه محل نصب، نوع و تعداد تجهیزات ابزار دقیق نیز باید تعیین گردد.

۲-۱۱ ارزیابی عملکرد الکتریکی

در این قسمت چگونگی ارزیابی عملکرد الکتریکی سامانه‌های تولید پراکنده (DG و یا CHP) شامل ظرفیت تولید، کیفیت توان و بازدهی تشریح می‌گردد.

1- Process and Instrumentation Diagram

۱-۲-۱۱ پارامترهای مؤثر بر عملکرد الکتریکی

پارامترهائی که بر عملکرد الکتریکی سامانه CHP تأثیر گذارند به شرح زیر می‌باشند:

- توان حقیقی (kW)
- توان ظاهری (kVA)
- توان رآکتیو (kVAR)
- ضریب توان (PF)
- ولتاژ (V)
- فرکانس (Hz)
- جریان (A)
- مجموع اعوجاج هارمونیکی ولتاژ[1] (THD)
- مجموع اعوجاج هارمونیکی جریان[2] (THD)

علاوه بر پارامترهای الکتریکی فوق‌الذکر، برخی پارامترهای دیگر نیز که بر عملکرد الکتریکی CHP تأثیرگذارند عبارتند از:

- مصرف سوخت برحسب مترمکعب (فوت مکعب) در ساعت برای سوخت‌های گازی و کیلوگرم (پوند) بر ساعت برای سوخت‌های سیال
- دمای محیط برحسب درجه سانتی‌گراد (فارنهایت)
- فشار بارومتریک محیط برحسب کیلوگرم بر سانتی‌مترمربع مطلق (و یا Psia)
- بارهای الکتریکی خارجی برحسب kVA و یا kW

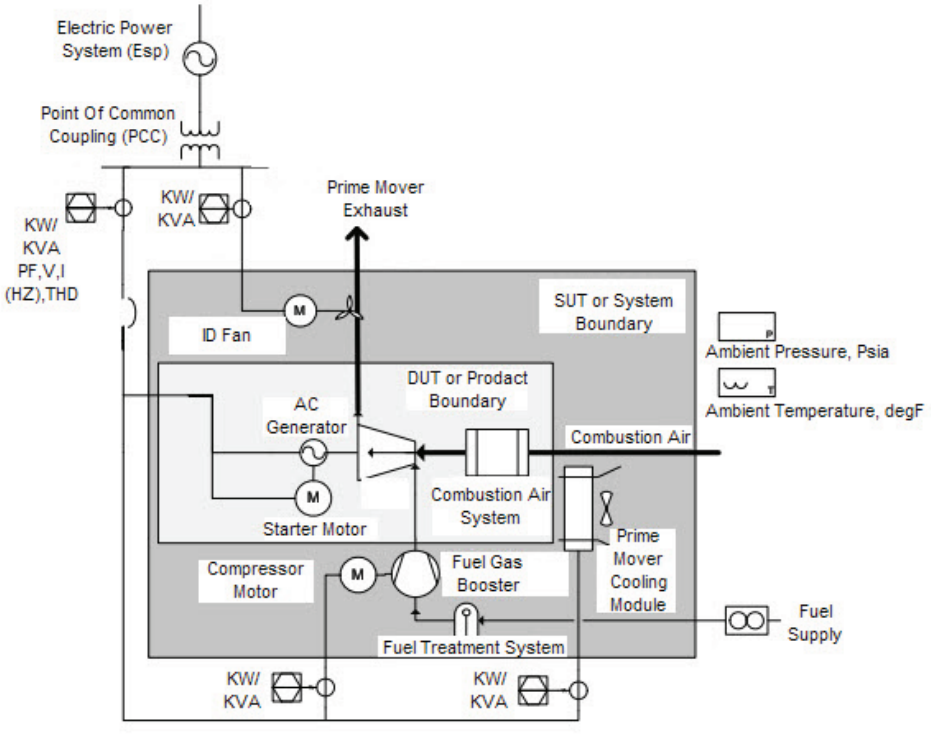
باید توجه نمود که تعیین شرایط محیط (مثلاً فشار محیط) به ویژگیهای سایت بستگی داشته و باید

1- Voltage total harmonic distorsion
2- Current total harmonic distorsion

به دقت مورد توجه قرار گیرد. مثلاً چنانچه سامانه CHP در محوطه داخلی نصب گردد، چگونگی ورود هوای احتراق، شرایط خنک‌سازی سیستم و غیره باید مدنظر قرار گیرد.

۲-۲-۱۱ تجهیزات و روش اندازه‌گیری پارامترها

هر یک از پارامترهای مورد اشاره باید توسط وسیله‌اندازه‌گیری مناسب و با دقت کافی اندازه‌گیری شده و محدوده (رنج) قابل اندازه‌گیری این تجهیزات باید متناسب با مشخصات الکتریکی سیستم باشد. یکی از نکات مهم در ارزیابی عملکرد الکتریکی CHP ، روش اندازه‌گیری این پارامترها از نقطه‌نظر محل و موقعیت اندازه‌گیری می‌باشد. شکل ۳-۱۱ محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری بر روی دیاگرام مرزی یک CHP توربین گاز را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۱۱: محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری برای ارزیابی عملکرد الکتریکی

در جدول ۱-۱۱ لیست تجهیزات مورد نیاز برای تست عملکرد الکتریکی آورده شده است.

جدول ۱-۱۱: تجهیزات مورد نیاز برای تست عملکرد الکتریکی

ردیف	وسیله اندازه‌گیری	مشخصات
۱	مالتی‌متر	با قابلیت اندازه‌گیری کمیت‌های AC و DC
۲	آنالیزور توان	با قابلیت اندازه‌گیری توان حقیقی، موهومی، توان ظاهری، ضریب توان و امکان ثبت داده‌ها
۳	آنالیزور هارمونیکی	با قابلیت اندازه‌گیری THD جریان و ولتاژ و نیز اندازه‌گیری انواع هارمونیکها و امکان ثبت داده‌ها
٤	اندازه‌گیر دما	با قابلیت اندازه‌گیری دمای محیط
٥	اندازه‌گیر فشار	با قابلیت اندازه‌گیری فشار هوا در سایت
٦	اندازه‌گیر دبی سوخت گاز	با قابلیت ثبت مصرف تجمیعی
۷	اندازه‌گیر وزن سوخت مایع	با قابلیت ثبت تجمیعی

در ارزیابی عملکرد الکتریکی (DG/CHP)، لازم است تجهیزات اندازه‌گیری استاندارد مورد استفاده قرار گیرند تا نتایج بدست آمده از صحت لازم برخوردار باشد. ضمناً تجهیزات یاد شده باید دارای قابلیت ثبت اطلاعات بوده و امکان مبادله اطلاعات از طریق واسطه‌های دیجیتال (RS-232، RS-485، LAN و یا تلفن) را دارا باشند. در جدول ۲-۱۱ خلاصه‌ای از مشخصات تجهیزات مختلف اندازه‌گیری مورد نیاز در ارزیابی عملکرد الکتریکی (براساس استاندارد ANSI) نشان داده شده است.

جدول ۲-۱۱: دقت تجهیزات اندازه‌گیری عملکرد الکتریکی (استاندارد*ANSI)

ردیف	پارامتر	میزان دقت
۱	ولتاژ	±٪۰/۵
۲	جریان	±٪۰/٤
۳	توان حقیقی	±٪۰/٦
٤	توان موهومی	±٪۱/۵
۵	فرکانس	±٪۰/۰۱ Hz
٦	ضریب قدرت	±٪۲
۷	دما	±۱ °F
۸	فشار بارومتریک	±۰/۰۵ Psia
۹	مصرف سوخت	± ٪۱

* دقت تجهیزات اندازه‌گیری متناسب با استاندارد مورد استفاده ممکن است متفاوت باشد.

کالیبره نمودن تجهیزات اندازه‌گیری قبل از استفاده برای تست عملکرد ضروری بوده وباید تأییدیه مربوطه معتبر باشد. لازم به یادآوری است که تجهیزات ثبات داده‌های الکتریکی باید قابلیت نمونه‌برداری در هر ثانیه را داشته و قادر باشند میانگین مقادیر پارامترها را در هر دقیقه محاسبه نماید. ضمناً برای استفاده از این تجهیزات در تست عملکرد گرمایی CHP به کانالهای اندازه‌گیری اضافی نیاز است. نکته دیگری که باید به آن توجه نمود تعیین محدوده مجاز تغییرات پارامترهای مؤثر بر عملکرد در مدت تست می‌باشد و این مقادیر می‌توانند برای گزینه‌های مختلف CHP متفاوت باشند. بعنوان مثال محدوده مجاز تغییرات توان خروجی الکتریکی می‌تواند برای موتور رفت و برگشتی کمتر از ٪۵±، برای میکروتوربین کمتر از ٪۲± و برای پیل سوختی نیز کمتر از ٪۲± باشد. برای سایر پارامترها مثل دما و فشار محیط، فشار و دمای سوخت گاز و غیره نیز بر اساس نظام‌نامه های مختلف محدوده تغییرات مشخص می‌گردد.

۳-۲-۱۱ محاسبه بازدهی الکتریکی

بازدهی تولید انرژی الکتریکی که گاهی اوقات تحت عنوان بازدهی تبدیل سوخت به الکتریسیته[1] نیز نامیده می‌شود، برابر است با نسبت مقدار انرژی الکتریکی تولیدی توسط سامانه به انرژی ورودی به سیستم توسط سوخت درحالتیکه هر دو صورت انرژی برحسب واحدهای مشترک منظور شده باشند. لیکن نرخ گرمایی، بازدهی تولید انرژی الکتریکی را برحسب بی‌تی‌یو بر کیلووات ساعت (Btu/kWh) بیان می‌نماید.

معمولاً تست بازدهی الکتریکی در سه ظرفیت ۵۰٪ ، ۷۵٪ و ۱۰۰٪ ظرفیت نامی صورت می‌گیرد. برای تعیین بازدهی الکتریکی می‌توان از اطلاعات اندازه‌گیری پارامترهای ذکر شده در قسمت ۱-۲-۱۱ استفاده نمود. ضمناً برای محاسبه بازدهی الکتریکی به اطلاعات ارزش حرارتی سوخت (HHV, LHV) مصرفی نیاز است که معمولاً برای سوخت گازی برحسب بی‌تی‌یو برمترمکعب (Btu/m^3) و یا بی‌تی‌یو بر فوت‌مکعب (Btu/f^3) و برای سوخت‌های مایع برحسب بی‌تی‌یو بر کیلوگرم (Btu/kg) و یا بی‌تی‌یو بر پوند (Btu/lb) بیان می‌گردد.

چگونگی محاسبه بازدهی الکتریکی به شرح زیر است:

$$\eta_e = \frac{۳۴۱۲/۱۴ \times P}{Q_{in}} \times ۱۰۰ \qquad (۱۱-۱)$$

که در آن،

η_e: بازدهی تولید انرژی الکتریکی (٪)

P: میانگین توان تولیدی (kW) قرائت شده در هر دقیقه در طول تست

Q_{in}: میانگین گرمای ورودی (Btu/h)

در رابطه فوق عدد (۳۴۱۲/۱۴) ضریب تبدیل (kW) به (Btu/h) می‌باشد.

لازم به ذکر است که توان خروجی از سامانه می‌تواند در دو حالت ناخالص (بدون در نظر

1- Fuel – to – electricity conversion

گرفتن مصرف داخلی) و یا خالص (با در نظر گرفتن مصرف داخلی) منظور می‌گردد. لذا می‌توان دو نوع بازدهی الکتریکی به شرح زیر در نظر گرفت:

- بازدهی الکتریکی ناخالص (بدون در نظر گرفتن مصرف داخلی)
- بازدهی الکتریکی خالص (با در نظر گرفتن مصرف داخلی)

همانگونه که قبلاً گفته شده، ارزش حرارتی سوخت برحسب LHV و یا برحسب HHV بیان می‌گردد و معمولاً به صورت $\eta_{e,LHV}$ و یا $\eta_{e,HHV}$ نمایش داده شده و رابطه بین آنها به صورت زیر می‌باشد:

$$\frac{\eta_{e,HHV}}{\eta_{e,LHV}} = \frac{HHV}{LHV} \approx ۰/۹ \qquad (۱۱-۲)$$

محاسبه نرخ گرمایی نیز با توجه به تعریف آن به صورت زیر خواهد بود.

$$HR = \frac{Q_{in}}{P} \qquad (۱۱-۳)$$

که در آن،

HR: نرخ گرمایی (Btu/kWh)

Q_{in}: میانگین گرمای ورودی (Btu/h)

P: میانگین توان خروجی (kW)

یادآور می‌گردد که می‌توان نرخ گرمایی را نیز برای دو حالت تولید انرژی الکتریکی ناخالص و خالص تعیین نمود. چنانچه نرخ گرمایی براساس LHV محاسبه گردد آن را با HR_{LHV} و اگر براساس HHV محاسبه گردد آن را با HR_{HHV} نشان می‌دهند.

۱۱-۳ ارزیابی عملکرد گرمایی CHP

۱۱-۳-۱ مفهوم عملکرد گرمایی

بطور کلی در سامانه‌های CHP، انتقال گرما برای گرمایش و یا سرمایش توسط یک سیال صورت

می‌پذیرد. در ارزیابی عملکرد گرمایی CHP معمولاً سیستم CHP در محدوده SUT در نظر گرفته می‌شود و تجهیزات استفاده کننده از گرمایش و یا سرمایش که تحت عنوان تجهیزات موازنه واحد[1] (BOP) نامیده می‌شوند در خارج از مرز سیستم در نظر گرفته می‌شود.

ارزیابی عملکرد گرمایی CHP و پارامترهای مربوط شامل موارد زیر می‌باشد:

- تعیین عملکرد گرمایی واقعی در فرآیند گرمایش (Btu/h)
- تعیین بازدهی واقعی SUT در فرآیند تولید همزمان برق وگرما (٪)
- تعیین حداکثر بازدهی گرمایی و یا حداکثر انرژی قابل بازیافت (Btu/h)
- حداکثر بازدهی گرمایی در فرآیند تولید گرمایش (٪)
- حداکثر بازدهی SUT در فرآیند تولید گرمایش (٪)

در صورت استفاده از چرخه سرمایش می‌توان عملکرد گرمایی در فرآیند تولید سرمایش را نیز تعیین نمود.

عملکرد گرمایی واقعی سامانه CHP، در حقیقت میزان گرمایی است که از SUT به تجهیزات موازنه واحد (BOP) انتقال یافته و صرف سرویس‌های گرمایشی و یا سرمایشی می‌گردد. بازدهی واقعی گرمایی در سرویس‌های گرمایشی نسبت گرمای انتقال‌یافته از SUT به مجموع گرمای ورودی توسط سوخت می‌باشد. یادآور می‌گردد که ممکن است سامانه CHP جهت دفع گرمای اضافی از محرکه اولیه (مثل موتور رفت و برگشتی) از سیستم‌های خنک‌کن استفاده نماید، و لذا این منابع گرمایی نیز باید در محاسبه بازدهی مدنظر قرار گیرند. به عبارت دیگر، حداکثر انرژی گرمایی در دسترس عبارت است از مجموع انرژی گرمایی انتقال‌یافته به BOP، گرمای دفع شده از برج خنک‌کن و گرمای دفع شده از سیستم خنک‌کن محرکه اولیه. درحالت تولید گرمایش،

1- Balance of plant equipment

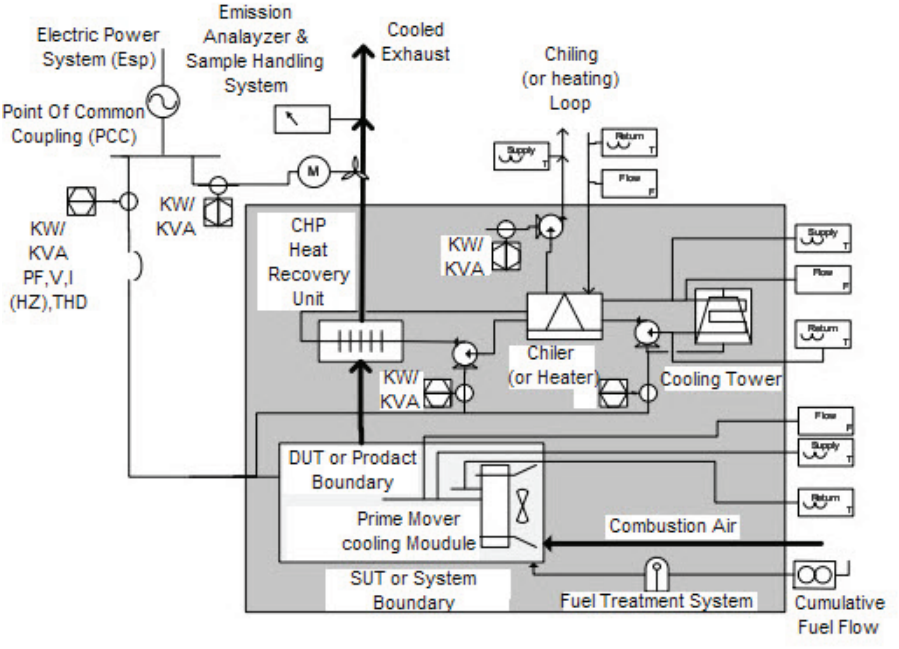
نسبت حداکثر انرژی گرمایی به انرژی گرمایی ورودی توسط سوخت بیان کننده حداکثر بازدهی گرمایی می‌باشد. بطور مشابه، حداکثر بازدهی SUT، نسبت مجموع گرمای دفع شده، گرمای انتقال داده شده به BOP و انرژی الکتریکی تولید شده به میزان گرمای ورودی توسط سوخت می‌باشد.

جهت ارزیابی عملکرد گرمایی CHP در هر دو حالت سرویس گرمایشی و یا سرمایشی ضروریست اندازه‌گیری‌ها و ارزیابی‌های زیر در سطوح مختلف بارگذاری (۵۰٪ ، ۷۵٪ و ۱۰۰٪) صورت پذیرد:

- دبی سیال واسط انتقال گرما درمرز SUT
- دمای رفت و برگشت سیال واسط انتقال گرما در مرز SUT
- گرمای ویژه و چگالی سیال واسط انتقال گرما
- دبی سیال واسط انتقال گرما در هر یک از برج‌های خنک‌کن
- دمای رفت و برگشت سیال واسط انتقال گرما در هر یک از برج‌های خنک‌کن
- میزان انرژی گرمایی ورودی به SUT با توجه به میزان سوخت مصرفی و ارزش حرارتی
- ارزیابی بازدهی الکتریکی

۲-۳-۱۱ تجهیزات و روش اندازه‌گیری

جهت تعیین عملکرد گرمایشی سامانه CHP ابتدا ضرورت دارد مرز سیستم تحت تست مشخص شده و براساس آن محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری تعیین گردد. شکل ٤-۱۱ دیاگرام مرزی مربوط به یک CHP نوعی را نشان می‌دهد. همانگونه که در این شکل مشاهده می‌گردد میزان مصرف بارهای الکتریکی مربوط به اجزاء مختلف جانبی که خارج از مرز DUT (CHP) می‌باشد نیز مورد اندازه‌گیری قرار گرفته‌اند.



شکل ٤-۱۱: موقعیت تجهیزات اندازه‌گیری جهت ارزیابی عملکرد گرمایی

تجهیزات اندازه‌گیری مورد نیاز برای تست عملکرد CHP همان تجهیزات ذکر شده در جدول ۱-۱۱ به همراه تجهیزات اندازه‌گیری زیر می‌باشد:

- دبی سنج‌های مناسب برای اندازه‌گیری دبی سیال واسط انتقال گرما
- دما سنج‌های مناسب برای اندازه‌گیری دمای رفت و برگشتی سیال واسط انتقال گرما
- ثبات داده چند کاناله

لازم به ذکر است که برای هر یک از چرخه‌های سیال واسط انتقال گرما یک مجموعه کامل دبی‌سنج و دماسنج به همراه ترانسدیوسرهای مربوط مورد نیاز است. جهت تعیین عملکرد CHP، اطلاعات مربوط به دانسیته سیال واسط انتقال گرما (ρ) و نیز گرمای ویژه آن (C_P) نیاز می‌باشد که می‌توان این اطلاعات را از جدول استاندارد آب بدست آورد. میزان دقت اندازه‌گیری

پارامترهای مختلف در جدول ۳-۱۱ نشان داده شده است.

جدول ۳-۱۱: میزان دقت اندازه‌گیری پارامترهای مربوط به عملکرد

پارامتر	میزان دقت
دبی‌سیال واسط انتقال گرما	٪۱ ±
دمای رفت و برگشت واسط انتقال گرما	۰/۶° F ±
چگالی سیال واسط انتقال گرما	٪۰/۱۱ ±
گرمای ویژه سیال واسط انتقال گرما	٪۰/۱۶ ±

لازم به ذکر است که میزان دقت اندازه‌گیری می‌تواند متناسب با استانداردهای مرجع تغییر یابد.

۳-۳-۱۱ محاسبه بازدهی گرمایی

در واقع عملکرد گرمایی، میزان انرژی گرمایی است که از مرز سامانه CHP به بیرون از آن یعنی BOP و برج خنک‌کن (در صورت وجود) انتقال می‌یابد و می‌توان آن را به صورت زیر بیان نمود:

$$Q_{out} = V_1(\Delta T)C_p\rho \qquad (۱۱-۴)$$

که در آن،

Q_{out}: عملکرد گرمایی برحسب Btu/h

V_1: دبی حجمی سیال واسط انتقال گرما برحسب (gallon/h)lit/h

ΔT: اختلاف دمای مطلق بین سیال رفت و برگشت برحسب $^\circ$C $(^\circ$F)

C_p: گرمای ویژه سیال واسط انتقال گرما (Btu/lb.$^\circ$F)Btu/kg$^\circ$.c

ρ: چگالی سیال واسط انتقال گرما (lb/gallon)kg/lit

لازم به ذکر است در حالتیکه CHP سرویس گرمایشی دارد، دمای رفت سیال واسط از دمای

برگشت بیشتر بوده ودر حالت سرویس سرمایشی بالعکس می‌باشد.

بازدهی گرمایشی CHP نسبت انرژی گرمایی بازیافت شده به انرژی ورودی سوخت می‌باشد:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{out}}{Q_{in}} \times ۱۰۰ \qquad (۱۱-۵)$$

که در آن،

η_{th}: بازدهی گرمایی (٪)

Q_{out}:انرژی گرمایی بازیافت شده(Btu/ h)

Q_{in}: انرژی گرمایی ورودی توسط سوخت (Btu/h)

همانگونه که پیشتر گفته شد، Q_{out} انرژی گرمایی انتقال یافته (بازیافت شده) از سیستم به BOP می‌باشد. در صورتیکه سیستم‌های خنک‌کن موجود باشد، آنگاه بازدهی گرمایی حداکثر از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\eta_{th,\max} = \frac{Q_{\max}}{Q_{in}} \times ۱۰۰ \qquad (۱۱-۶)$$

که در آن،

$\eta_{th,\max}$: حداکثر بازدهی گرمایی (٪)

$Q_{\max}$: حداکثر عملکرد گرمایی با در نظر گرفتن سیستم‌های خنک‌کن (Btu/h)

Q_{in}: انرژی گرمایی ورودی توسط سوخت (Btu/h)

نهایتاً بازدهی کلی سامانه CHP را می‌توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$\eta_{tot} = \eta_e + \eta_{th} \qquad (۱۱-۷)$$

که در آن η_{tot} بیانگر بازدهی کلی CHP می‌باشد.

۱۱-۴ ارزیابی عملکرد آلایندگی

ارزیابی عملکرد آلایندگی سامانه‌های CHP متأثر از قوانین و مقرارت زیست‌محیطی می‌باشد. در

صورت لزوم ارزیابی عملکرد آلایندگی، معمولاً آلاینده‌هایی به شرح زیر مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرند.

۱-٤-۱۱ اندازه‌گیری پارامترهای آلایندگی

گازهای منتشر شونده و آلاینده‌های مورد توجه برای سامانه‌های DG/CHP به غیر از پیل‌های سوختی که از هیدروژن استفاده می‌کنند به شرح زیر می‌باشند:

- اکسیدهای نیتروژن (NO_x)
- دی‌اکسید گوگرد (SO_2)
- مونواکسید کربن (CO)
- دی‌اکسید کربن (CO_2)
- اکسیژن(O_2)
- مجموع هیدروکربن‌ها (THC)
- متان (CH_4)
- مجموع ذرات معلق برای سوخت گازوئیل (TPM)

در صورتیکه گاز طبیعی به عنوان سوخت CHP مورد استفاده قرار گیرد، در آن صورت به اندازه‌گیری دی‌اکسیدگوگرد نیاز نمی‌باشد مگر آنکه میزان گوگرد موجود در سوخت افزایش یابد.

اندازه‌گیری‌های مورد نیاز برای تست آلایندگی عبارتند از:

- توان الکتریکی خروجی برحسب kW
- گرمای ورودی توسط سوخت برحسب Btu/h
- آلاینده‌ها، گاز گلخانه‌ای و غلظت اکسیژن برحسب ppm
- وزن مولکولی گازهای احتراق در دودکش برحسب gr/gr.mol
- رطوبت گازهای احتراق در دودکش برحسب درصد
- دبی گازهای احتراق در دودکش برحسب مترمکعب در ساعت

لازم به ذکر است که اندازه‌گیری هر یک از پارامترهای فوق‌الذکر باید از طریق نمونه‌برداری و براساس روشهای استاندارد صورت پذیرد.

۲-٤-۱۱ روش‌ها و تجهیزات اندازه‌گیری

برای اندازه‌گیری گازهای منتشره و آلاینده ها می‌توان از روشهای تجزیه و تحلیل استاندارد استفاده نمود. برخی از این روش‌ها در جدول ٤-۱۱ نشان داده شده است.

جدول ٤-۱۱: روشها و تجهیزات تجزیه و تحلیل گازهای منتشره آلاینده‌ها

پارامتر	روش شناسایی
CH_4	کروماتوگرافی گاز به همراه دتکتور یونیزاسیون شعله
CO	اشعه مادون قرمز پراکنده نشونده[1] (NDIR)، فیلتر گاز
CO_2	اشعه مادون قرمز پراکنده نشونده (NDIR)
NO_2 و NO_X	کمیلومینسنس[2]
O_2	سلول الکترو شیمیایی یا پارامگنتیک[3]
SO_2	پالس فلورسنس، ماوراء بنفش ویا NDIR
THC	دتکتور یونیزاسیون شعله[4] (FID)
TPM	ثقل‌سنجی[5]
رطوبت	ثقل‌سنجی
دبی حجمی گازهای احتراق	پی‌توت[6] یا محاسبه فاکتور[7] F

لازم به ذکر است که در اندازه‌گیری این پارامترها می‌توان از آنالیزورهای احتراق استفاده نمود.

اندازه‌گیری آلاینده‌های مورد نظر باید درسطوح مختلف بارگذاری (۵۰٪ ، ۷۵٪ و ۱۰۰٪) صورت پذیرد. از آنجائیکه میزان آلاینده‌ها در شرایط مختلف بارگذاری می‌تواند تغییرات قابل توجهی داشته باشد، لذا محدوده اندازه‌گیری آنالیزورهای مورد استفاده باید بدرستی انتخاب گردد،

1- Non – dispersive infrared
2- Chemilu minescence
3- Para magnetic
4- Flame ionization detector
5- Gravimetric
6- Pitot
7- F –Factor calculation

در غیر این صورت نتایج غیرقابل قبول خواهد بود.

معمولاً میزان آلاینده‌های انتشار یافته براساس میزان برق تولید شده به صورت زیر نرمالیزه می‌شوند:

$$ER_{N,kW} = \frac{E_j}{kWh_j} \qquad (۱۱-۸)$$

که در آن،

$ER_{N,kW}$: میزان آلایندگی نرمالیزه شده (kg/kWh)

E_j: میزان انتشار آلایندگی در شرایط بارگذاری j(kg/h)

kWh_j: میزان متوسط تولید برق در شرایط بارگذاری j(kWh)

۱۱-۵ ارزیابی آلایندگی صوتی

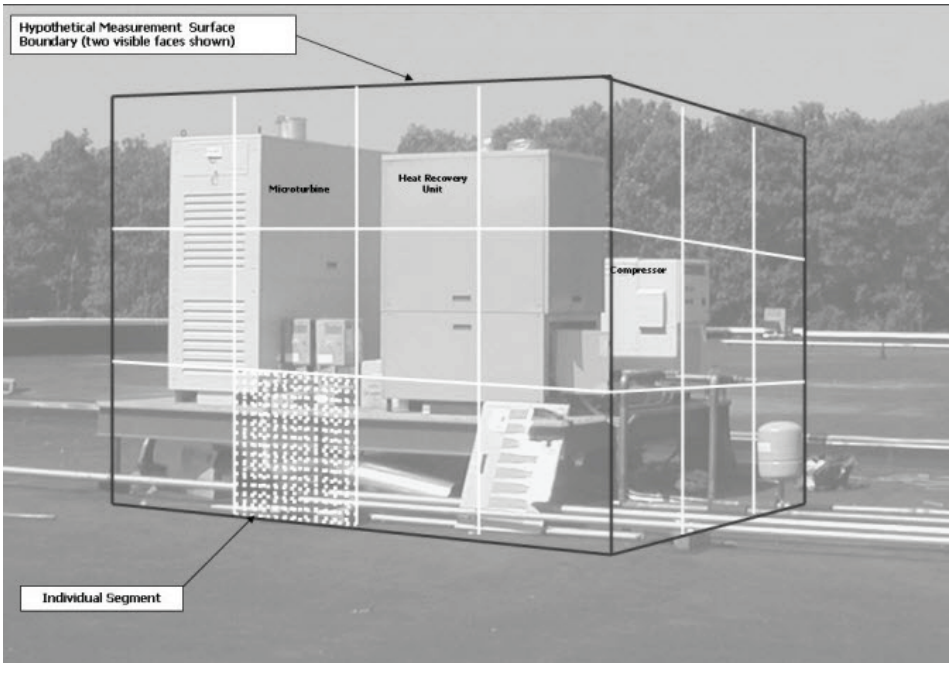
۱۱-۵-۱ عوامل مؤثر بر آلایندگی صوتی

ارزیابی عملکرد CHP از نقطه‌نظر آلایندگی صوتی[1] و یانویز از جمله تست‌های انتخابی می‌باشد. تست این عملکرد می‌تواند براساس استاندارد بین‌المللی "ISO 9614-2" صورت پذیرد. این استاندارد ناظر بر چگونگی تعیین سطوح قدرت منابع تولید صدا از طریق شدت صدا به روش اسکن کردن می‌باشد.

تست آلایندگی صوتی باید در سطوح مختلف بارگذاری CHP (۵۰٪ ، ۷۵٪ و ۱۰۰٪) صورت گرفته و میزان نویز تولید شده با حالت خاموش بودن CHP بعنوان حالت پایه مقایسه گردد. چنانچه نویز تولیدی CHP در سطح بار خاصی به میزان اوج خود برسد، باید تست آلایندگی صوتی در آن سطح بار انجام گیرد. اصولاً تست نویز به عوامل مختلفی مثل موقعیت فیزیکی منبع نویز، منابع نویز خارج از سیستم تحت تست و نیز ساختار فیزیکی سازه‌ها بستگی

1- Acoustic emissions

شدید دارد. در حالتیکه CHP در محوطه بیرونی نصب شده است موقعیت و ارتفاع سازه‌های اطراف باید مورد توجه قرار گیرد. ضمناً در زمان اندازه‌گیری آلایندگی صوتی سیستم تحت تست، سطح نویز سایر منابع تولید نویز باید ثابت نگهداشته شده و اهداف متحرک مثل خودروها باید در زمان تست حضور نداشته باشند. در شکل ۵-۱۱ نمونه‌ای از سطح در نظر گرفته شده برای اندازه‌گیری نویز دیده می‌شود.



شکل ۵-۱۱: سطح اندازه‌گیری نویز CHP

۲-۵-۱۱ اندازه‌گیری پارامترهای آلایندگی صوتی

قدرت صدا اصلی‌ترین پارامتر آلایندگی صوتی می‌باشد که با اندازه‌گیری شدت صدا[1] بر روی یک

1- Sound intensity

سطح که در فاصله مشخصی از منبع تولید صدا قرار گرفته تعیین می‌شود. شدت صدا یک اندازه‌گیری از میزان انرژی صوت بر واحد سطح و درجهت انتشار صدا می‌باشد. سایر پارامترهائی که درتست میزان آلایندگی صوتی مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرند عبارتند از:

- دمای محیط ($^{\circ}C$)
- فشار محیط (bar)
- رطوبت نسبی (٪)
- سرعت وجهت باد (kWh، درجه)
- توان خروجی (kW)
- میزان بارگذاری (درصد از ماکزیمم)

در ارزیابی آلایندگی صوتی باید منابع نویز را که در مرز SUT (رجوع شود به شکل ۱-۱۱ و ۲-۱۱) قرار دارند مدنظر قرار داد که عبارتند از:

- محرکه اولیه یا DUT
- منابع خارجی نویز که برای بهره‌برداری DUT مورد نیاز می‌باشند (مثل کمپرسورهای گاز، پمپ‌های سوخت، پمپ‌های سیال انتقال گرما)
- تجهیزات جانبی

۳-۵-۱۱ تجهیزات اندازه‌گیری شدت نویز

تجهیزات اندازه‌گیری شدت نویز شامل اندازه‌گیر صدا به همراه پروب شدت صدا می‌باشد. این سیستم اندازه‌گیری باید قادر به اندازه‌گیری فشار، شدت و قدرت صدا باشد. ویژگیهای سیستم اندازه‌گیر صدا به شرح زیر می‌باشد.

- دارای قابلیت برنامه‌ریزی جهت اجرای رویه تست براساس استاندارد (ISO 9614-2)

- قابلیت محاسبه نتایج اندازه‌گیری و ذخیره‌سازی آنها
- قابلیت انتقال اطلاعات به یک سیستم کامپیوتری

تجهیزات اندازه‌گیری صدا باید دارای تأئیدیه کالیبره شدن از یک نهاد مجاز باشند.

٦-١١ ساختار گزارش تست عملکرد

پس از انجام مراحل مختلف تست عملکرد CHP، نتایج حاصله باید توسط نهاد مجری تست در قالب یک گزارش نهایی تهیه و به دارنده CHP ارائه گردد. جزئیات ساختار گزارش می‌تواند به صلاحدید نهاد مجری تست عملکرد تنظیم گردد. به‌طور کلی گزارش باید براساس نتایج هر یک از سطوح بارگذاری (۵۰٪، ۷۵٪ و ۱۰۰٪) دسته‌بندی شده و در هر یک از تست‌های مورد قبول، مقادیر میانگین، حداقل و حداکثر پارامترهای اندازه‌گیری شده و انحراف استاندارد[1] مربوطه ذکر گردد.

بعلاوه، گزارش هریک از تست‌ها باید شامل موارد زیر باشد:

- بلوک دیاگرام SUT که مؤلفه‌های زیر را نشان دهد:
  - اجزاء اصلی
  - بارهای الکتریکی داخلی و خارجی
  - اتصالات الکتریکی (دیاگرام تک خطی)
  - جریان سوخت‌رسانی
  - جریان سیال واسط انتقال گرما
  - محل نصب تجهیزات اندازه‌گیری
- حداکثر جریان اتصال کوتاه

1- Standard deviation

- شرایط محیطی (دما و فشار بارومتریک) که در طول مدت اجرای تست مشاهده شده
- توصیف تجهیزات اندازه‌گیری و میزان دقت آنها
- خلاصه‌ای از کیفیت اطلاعات جمع‌آوری شده برای هریک از پارامترها
- تاییدیه کالیبره بودن تجهیزات اندازه‌گیری
- خلاصه‌ای از رویه صحت‌سنجی اطلاعات و ارائه دلایل عدم پذیرش صحت برخی از اطلاعات
- گزارش هرگونه رویه‌ای متفاوت در نحوه تست که از طرف مجری عمل می‌گردد
- توصیف و ارائه مستندات مربوط به نصب، بهره‌برداری و نیز فعالیت‌های انجام شده در جریان تست عملکرد و مشاهدات به عمل آمده در سایت که می‌تواند بر عملکرد تأثیرگذار باشد. این مشاهدات می‌تواند شامل وضعیت عایقکاری گرما و نویز، کیفیت نصب تجهیزات و غیره باشد.
- فرم‌های تکمیل شده اطلاعات سایت

اطلاعات جمع‌آوری شده توسط نهاد مجری تست باید در قالب یک آرشیو نگهداری اطلاعات برای حداقل دوسال حفظ گردد. به‌علاوه می‌توان این اطلاعات را در قالب یک پایگاه داده که قابلیت ثبت کلیه اطلاعات (هریک دقیقه) را دارا می‌باشد ذخیره کرد. در بالای صفحات ثبت داده‌ها باید اطلاعات زیر قید گردد:

- نام سایت تحت تست
- موقعیت محلی سایت
- نوع فعالیت جاری در سایت به همراه آدرس و مشخصات تماس
- نوع و مدل CHP، شماره سریال، تاریخ راه‌اندازی و میزان کارکرد تا زمان شروع تست
- نهاد مجری تست، مدیر مسئول تست و مشخصات تماس

۱-٦-۱۱ گزارش عملکرد الکتریکی

گزارش عملکرد الکتریکی برای هریک از سطوح بارگذاری باید شامل موارد زیر باشد:

- مجموع توان حقیقی (هر ۳ فاز) بدون احتساب بارهای الکتریکی خارجی برحسب kW
- مجموع توان موهومی (هر ۳ فاز) برحسب kVAR
- ضریب توان برحسب درصد
- ولتاژ (هریک از فازها و میانگین ۳ فاز) برحسب ولت
- جریان (هریک از فازها و میانگین ۳ فاز) برحسب آمپر
- فرکانس برحسب هرتز
- THD ولتاژ برحسب درصد
- THD جریان برحسب درصد
- توان ظاهری مصرفی هریک از بارهای خارجی برحسب kVA
- مجموع توان حقیقی مصرفی بارهای خارجی برحسب kW
- دیاگرام تک‌خطی SUT

۲-٦-۱۱ گزارش بازدهی الکتریکی

گزارش بازدهی الکتریکی برای هر یک از سطوح بارگذاری باید دربرگیرنده موارد زیر باشد:

- بازدهی تولید الکتریسیته (η_e, LHV) بدون در نظر گرفتن بارهای خارجی
- بازدهی تولید الکتریسیته (η_e, LHV) با در نظر گرفتن بارهای خارجی
- نرخ گرمایی (HR_{LHV}) بدون در نظر گرفتن بارهای خارجی
- نرخ گرمایی (HR_{LHV}) با در نظر گرفتن بارهای خارجی
- توان تولیدی برحسب kW

- انرژی گرمایی ورودی (Q_{in}, LHV) برحسب Btu/h
- سوخت ورودی برحسب مترمکعب برساعت (گاز) و یا کیلوگرم برساعت (سوخت مایع)
- دیاگرام تک‌خطی الکتریکی برای SUT
- ارزش حرارتی سوخت (LHV) برحسب Btu/m^3 و یا Btu/kg

۳-٦-۱۱ گزارش عملکرد گرمایی

گزارش عملکرد گرمایی CHP برای هر یک از سطوح بارگذاری باید شامل موارد زیر باشد:

- عملکرد واقعی گرمایی (Q_{out}) برحسب Btu/h
- بازدهی واقعی گرمایی (η_{th}, LHV) برحسب درصد
- بازدهی واقعی کلی (η_{tot}, LHV) برحسب درصد
- حداکثر میزان انرژی گرمایی در دسترس برای بازیافت برحسب Btu/h
- حداکثر بازدهی گرمایی (η_{th}, LHV) برحسب درصد
- حداکثر بازدهی SUT (η_{tot}, LHV) برحسب درصد
- دمای رفت و برگشت سیال واسط انتقال گرما برحسب °C و دبی هریک از جریانها برحسب لیتر در دقیقه (مترمکعب در ساعت)

در صورت استفاده از سامانه‌های CHP در تولید سرمایش، موارد زیر باید در گزارش آورده شود:

- عملکرد واقعی حرارتی، برحسب Btu/h و تن سرمایش[1] (RT)
- دما و دبی جریان‌های رفت و برگشت
- انرژی گرمایی قابل بازیافت از برج‌های خنک‌کن برحسب Btu/h

همچنین، گزارش عملکرد گرمایی CHP باید حاوی اطلاعات زیر نیز باشد:

1- Refrigeration tons

- نوع سیال واسط انتقال گرما
- نتیجه تست آزمایشگاهی چگالی سیال واسط انتقال گرما
- میانگین C_p برای هر یک از سیال‌های واسط انتقال گرما
- میانگین ρ برای هریک از سیال‌های واسط انتقال گرما
- خلاصه‌ای از نقشه‌های لوله‌کشی و جریان‌های گرمایی برای SUT

٤-٦-١١ گزارش آلایندگی هوا

نهاد مجری تست عملکرد CHP، باید گزارشی درخصوص تست‌های انجام شده برای سنجش میزان آلاینده‌های محیط زیست ارائه نماید که باید شامل موارد زیر باشد:

- غلظت آلاینده‌های Co، CH_4، No_x، So_2، THC[1] و سایر آلاینده‌های برحسب ppmv و میزان O_2 و Co_2 برحسب درصد و میزان TPM[2] برحسب گرم بر لیتر
- دبی Co_2، Co، CH_4، No_x، So_2، THC، TPM و سایر آلاینده‌ها برحسب kg/hr و kg/kWh انرژی الکتریکی تولیدی
- دبی گازهای خروجی (استاندارد خشک) و دمای آن
- ترکیبات گازهای خروجی، میزان رطوبت و وزن مولکولی آن
- نرخ نمونه‌برداری ایزوسینتیک (برای تست TPM)

٥-٦-١١ گزارش آلایندگی صوتی

گزارش آلایندگی صوتی باید دربرگیرنده موارد زیر باشد:

1- Total Hydrocarbon
2- Total Particle Material

- توصیف وضعیت تست آکوستیک، منابع نویز موجود در سطح انـدازه‌گیـری و منـابع نـویز خارجی
- توصیف تجهیزات اندازه‌گیری
- اطلاعات کالیبره نمودن تجهیزات
- توصیف سطح اندازه‌گیری نویز و چگونگی تقسیم‌بندی آن
- دیاگرام نصب تجهیزات در سایت، شامل کلیه منابع نویز، سـطوح مـنعکس‌کننـده و سـطح اندازه‌گیری.
- نتایج حاصل از اندازه‌گیری سطوح توان صوت در بارهای مختلف

همانگونه که در ابتدای این قسمت گفته شد جزئیات فرمت و ساختار گزارش براساس صـلاحدید سازمان مجری تست عملکرد تهیه و تنظیم می‌گردد.

مراجع

1- *"Distributed Generation and Combined Heat and Power Field Testing Protocol"*, Association of State Energy Research and Technology Transfer Institutions, November 2008.

2- *"Distributed Generation and Combined Heat and Power Laboratory Testing Protocol"*, Association of State Energy Research and Technology Transfer Institutions, November 2008.

3- *"BEE Code, Cogeneration"*, Indian Renewable Energy Development Agency, 2006.

4- *"Best Practice Manual, Cogeneration",* Indian Renewable Energy Development Agency, 2006.

5- N. Petchers, *"Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications",* The Fairmont Press, INC., 2003.

6- *"Distributed Generation Combined Heat and Power Long Term Monitoring Protocol",* Association of State Energy Research and Technology Transfer Institutions, November 2008.

۱۲

کاربردهای CHP

همانگونه که پیشتر گفته شد، مقبولیت سامانه‌های CHP از دیدگاه تصمیم‌گیران، برنامه‌ریزان و متخصصین بخش انرژی، به واسطه مزایای اثبات شده آن در زمینه‌های اقتصادی، زیست‌محیطی و به خصوص بازدهی انرژی می‌باشد. ریشه و بنیاد این منافع از این واقعیت نشأت می‌گیرد که این سامانه‌ها صورت‌های مختلف انرژی را در محل نیاز تولید نموده و لذا ضمن جلوگیری از تلفات گرمایی، تلفات انتقال و توزیع انرژی الکتریکی را نیز کاهش می‌دهند. سایر منافعی که نظر سیاست‌گذاران و صنعت انرژی را به خود جلب نموده عبارتند از:

- صرفه‌جویی هزینه انرژی مصرف کنندگان
- کاهش انتشار CO_2
- کاهش وابستگی به سوختهای بحرانی (کمیاب، وارداتی و غیره)
- کاهش سرمایه‌گذاری در توسعه زیرساختهای انرژی
- افزایش قابلیت اطمینان شبکه الکتریکی از طریق کاهش تراکم خطوط انتقال و پیک‌سایی
- منافع قابل حصول از بابت استفاده از منابع انرژی محلی مثل ضایعات شهری، صنعتی و

کشاورزی، زیست توده، بیوگاز وغیره

بدیهی است که منافع فوق‌الذکر بیشتر از دیدگاه ذینفعان بکارگیری CHP در سطح کلان و ملی می‌باشد، لیکن از دیدگاه مصرف کنندگان انرژی و مشترکان برق اعم از صنعتی، تجاری، عمومی و مسکونی به عنوان گروه دیگری از ذینفعان موردنظر در توسعه و کاربرد فنّاوری‌های CHP، منطق سرمایه‌گذاری اولویت داشتن منافع اقتصادی خواهد بود. تجربیات موجود در کشورهای مختلف توسعه یافته و یا درحال توسعه در بکارگیری فنّاوری‌های مقرون به صرفه CHP ، نشان دهنده دستیابی به بازدهی انرژی در بخش‌های مختلف صنعتی، تجاری، مسکونی و غیره می‌باشد. اما باید توجه نمود که دستیابی به منافع اقتصادی CHP در کشورهای فوق‌الذکر از یک سو به واقعی بودن قیمت حاملهای مختلف انرژی و از سوی دیگر به سیاست ارایه بسته‌های مختلف حمایتی از سوی تصمیم‌گیران بستگی داشته است.

۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش‌های مختلف انرژی

انتخاب کاربران مناسب برای بکارگیری سامانه‌های CHP از مهمترین مراحل اولیه توسعه این فنّاوری‌ها می‌باشد.

بطور کلی سایت‌هایی برای استفاده از CHP مناسب می‌باشند که دارای یک و یا چند مورد از مشخصه‌های زیر باشند:

- انطباق مناسب بین بارهای الکتریکی و گرمایی
- نسبت قابل توجه هزینه‌های برق به هزینه‌های سوخت
- ساعات بهره‌برداری طولانی در سال
- نیاز طولانی مدت به بارهای گرمایشی و سرمایشی (حداقل ۵۰۰۰ ساعت در سال)
- اهمیت دارا بودن قابلیت اطمینان و کیفیت برق برای مصرف کننده

- امکان اتصال به شبکه برق و بهره‌مندی از آن بعنوان منبع پشتیبان تأمین برق با قیمت‌های مناسب و قابل پیش‌بینی
- فراهم بودن مکان و فضای مناسب برای نصب تجهیزات CHP و کوتاه بودن مسیر برای انتقال انرژی گرمایی

با توجه به ویژگیهای فوق‌الذکر برای تعیین سایت‌های مناسب جهت بکارگیری سامانه‌های CHP و براساس تجربیات جهانی، عمده‌ترین کاربردهای CHP را می‌توان در چند گروه اصلی زیر تقسیم و دسته‌بندی نمود:

- کاربرد در صنایع
- کاربرد در ساختمانها و مؤسسات تجاری و عمومی
- کاربرد در ساختمانهای مسکونی
- کاربرد در گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای[1] (DHC)

لازم به ذکر است که سیستم‌های گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای در برخی از کشورهای اروپایی و آمریکا رایج بوده و لذا با وجود زیرساختهای مربوطه امکان بکارگیری CHP برای این منظور میسر می‌باشد. با توجه به اینکه درحال حاضر چنین زیرساختهایی به طور گسترده در ایران توسعه نیافته و درصورت وجود، بسیار اندک و محدود می‌باشد، لذا در این فصل این نوع کاربرد مورد بحث قرار نمی‌گیرد.

۱-۱-۱۲ کاربرد CHP در صنعت

کاربرد CHP در صنعت در بسیاری از کشورها از سابقه نسبتاً طولانی برخوردار می‌باشد. در اغلب کشورها، سهم صنعت از CHP بیش از سایر بخش‌ها می‌باشد و پیش‌بینی می‌شود در آینده نزدیک

1- District Heating and Cooling

بیشترین پتانسیل رشد کاربرد CHP به بخش صنعت اختصاص خواهد داشت. واحدهای بزرگ CHP صنعتی معمولاً در صنایع نفت، پتروشیمی و صنایع فلزی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. لیکن واحدهای CHP با ظرفیت‌های متوسط و کوچک نیز به سایر صنایع ازجمله صنایع غذایی، صنایع شیمیایی و غیره راه یافته‌اند.

واحدهای بزرگ CHP صنعتی معمولاً در ظرفیت‌های بیش از ۲۵ مگاوات (بعضاً چند صد مگاوات) مورد استفاده قرار گرفته‌اند. این نوع واحدهای CHP معمولاً مبتنی بر محرکه اولیه توربین بخار و یا توربین گاز می‌باشند. سایر صنایعی که از واحدهای CHP با ظرفیت‌های متوسط یا کوچک استفاده می‌نمایند معمولاً مبتنی بر موتور رفت و برگشتی گازسوز و توربین گاز می‌باشند.

در ادامه، برخی از صنایع که گزینه مناسبی برای کاربرد CHP می باشند مورد اشاره قرار می‌گیرند:

کشت و صنعت

در اغلب صنایع وابسته به فعالیتهای کشت و صنعت مثل قند و شکر که معمولاً دارای فرآیندهایی با بار گرمایی قابل توجه می‌باشند، استفاده از CHP گزینه بسیار خوبی برای تأمین نیازهای برق و گرما می‌باشد. این نوع صنایع دارای ساعات بهره‌برداری طولانی در طی سال بوده و همچنین همزمانی نیاز به برق و گرما در آنها از شاخص‌های مناسب و لازم برای کاربرد CHP می‌باشد. استفاده از توربین‌های تحت فشار (فشار پشت) برای تولید برق در صنایع قند بسیار رایج می‌باشد.

صنایع آجرسازی

این نوع صنایع از پتانسیل بالایی برای کاربرد سامانه‌های CHP از نوع توربین گاز و موتور رفت و

برگشتی برخوردار می‌باشند. دمای گازهای حاصل از احتراق محرکه‌های اولیه فوق می‌تواند کاربرد مناسبی در صنایع مذکور داشته باشد.

صنایع سیمان

در این صنعت استفاده از توربین‌های گاز و توربین‌های بخار تحت فشار از نظر فنی امکان‌پذیر می‌باشد. استفاده از گرمای اتلافی کیلینکر[1] (ماده اصلی تشکیل دهنده سیمان) در فرآیند خنک‌سازی و تولید بخار سوپرهیت برای بکارگیری در توربین بخار جهت تولید برق و نیز استفاده از دمای بالای گازهای خروجی از توربین گاز برای گرمایش مستقیم در پیش گرم‌کن و پری – کلساینر[2] (مراحل قبل از ورود مواد اولیه به کوره اصلی سیمان) از نکات مورد توجه در بکارگیری CHP در این صنعت می‌باشد.

صنایع سرامیک‌سازی

در برخی از کشورها مثل آلمان استفاده از CHP توربین گاز (سیکل ترکیبی) و نیز استفاده از گرمایش مستقیم فرآیند توسط گازهای خروجی در این صنعت رایج می‌باشد.

براساس مطالعه‌ای که در اتحادیه اروپا صورت گرفته پیش‌بینی شده است که این صنعت بازار مناسب و بزرگی برای کاربرد CHP خواهد بود.

صنایع شیمیایی

کاربرد CHP در این صنعت امری رایج می‌باشد. با توسعه و بهبود فنّاوری‌های بازیافت گرما از خطوط فرآیند تولید، انتظار می‌رود پتانسیل بیشتری برای کاربرد CHP در این صنعت محقق گردد.

1- Clinker
2- Pre - calciner

صنایع کاغذ

استفاده از CHP در صنعت کاغذسازی جهت یکپارچه‌سازی فرآیندهای مختلف انرژی مثل تولید بخار، تولید برق و خشک‌کن‌های کاغذ از پتانسیل بسیار خوبی برخوردار است. البته تأمین برق پشتیبان توسط شبکه برق ضروری می‌باشد.

صنایع نساجی

در این صنعت نسبت بار گرمایی به بار الکتریکی در شرایط مناسبی برای بکارگیری سامانه‌های CHP توربین گاز می‌باشد.

علاوه بر صنایع فوق‌الذکر، بسیاری دیگر از فرآیندهای مختلف صنعتی از شرایط و مشخصه‌های لازم برای کاربرد CHP برخوردار می‌باشند.

در برخی از صنایع، منابع ارزان قیمت انرژی (مثلاً گرمای اتلافی) برای کاربرد در سامانه‌های CHP فرآهم می‌باشد. در بسیاری از موارد این میزان انرژی برای استفاده در CHP هایی با ظرفیت کم (مشابه ساختمانهای تجاری) کافی بنظر می‌رسد.

در جدول ۱-۱۲ خلاصه‌ای از ویژگیهای سامانه‌های CHP مورد استفاده در صنعت نشان داده شده است.

جدول ۱-۱۲: ویژگیهای سامانه‌های CHP مورد استفاده در صنعت

ویژگیها	توضیحات
مشترکان نوعی	صنایع شیمیایی، کاغذ و خمیر کاغذ، متالورژی، صنایع فرآیندی مثل نساجی، غذایی، چوب و معدنی، صنایع نوشیدنی، شیشه‌سازی، نفت و پتروشیمی
سهولت یکپارچه شدن با منابع تجدیدپذیر و منابع اتلاف انرژی	متوسط – زیاد (به خصوص منابع اتلاف انرژی گرمایی در صنعت)
سطح دما	زیاد
محدوده ظرفیت	۱ تا ۵۰۰ مگاوات (الکتریکی)
فنّاوری‌های محرکه اولیه	توربین بخار، توربین گاز، موتورهای رفت و برگشتی، سیکل ترکیبی (واحدهای بزرگ)
منبع انرژی یا سوخت	سوخت‌های مایع، گازی و جامد، گرمای اتلافی فرآیندهای صنعتی
بازیگران اصلی	مصرف کنندگان صنعتی و تولید کنندگان برق
مالکیت	صاحبان صنایع، شرکت‌های ESCO و نهادهای مشارکتی
الگوی مصرف برق و گرما	به فرآیند بستگی دارد

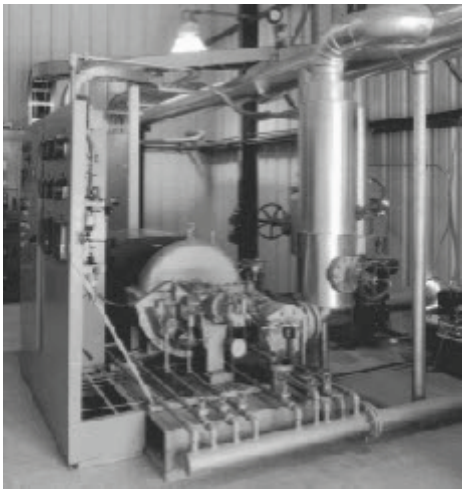
در بخش صنعت باید به این اصل کلی توجه نمود که امکان بکارگیری CHP و ظرفیت آن در درجه اول به الگوی مصرف برق و گرما و در درجه دوّم به چگونگی اتصال و ارتباط با شبکه برق (خرید و فروش برق به صورت دوطرفه) بستگی دارد. در اغلب موارد شبکه برق می‌تواند در زمان تعمیرات و یا بروز اشکال، پشتیبان تأمین برق واحدهای استفاده کننده از CHP باشد. یکی از عوامل کلیدی در توسعه بکارگیری سامانه‌های CHP در بخش صنعت، دسترسی به گازطبیعی به عنوان گزینه مطرح سوخت برای اغلب فنّاوری‌های CHP و نیز قیمت آن می‌باشد. پیش‌بینی می‌شود با توسعه فنّاوری‌های CHP و دستیابی ارزان‌تر به CHP هایی با دمای بالا و نیز تکامل CHP های پیل سوختی و میکروتوربین‌ها زمینه‌های کاربرد بیشتری در صنعت فراهم گردد.

مطالعه موردی ۱: کارخانه ساخت کفپوش چوبی (آمریکا)

کارخانه ساخت کفپوش چوبی بوچانان[1] در ایالات آلاباما‌ی آمریکا یک واحد صنعتی ساخت کفپوش از چوبهای سخت می‌باشد که می‌بایست حجم زیادی ضایعات چوب حاصل از فعالیت‌های خود را به صورت اقتصادی دفع نماید. میزان ضایعات که اکثراً خاک ارّه می‌باشد در یک دوره کاری هشت ساعته بالغ بر ٤٨ تن می‌باشد. نحوه دورریزی این میزان ضایعات از مسائل راهبردی این کارخانه محسوب می‌گردید. خریداران این ضایعات قیمت مناسبی را برای خرید آنها پیشنهاد می‌نمودند، لیکن حضور به موقع آنها برای تخلیه ضایعات برای ادامه فعالیت تولید کارخانه امری حیاتی بود. از این رو، بکارگیری یک سامانه CHP گزینه‌ای مناسب برای حل معضل ضایعات چوب شناخته شد.

در مراحل آماده‌سازی مواد اولیه مورد نیاز کارخانه، الوارهای چوب جهت رطوبت‌گیری به مدت یک هفته در کوره قرار داده می‌شوند که گرمای مورد نیاز آن توسط بخار زیرکش شده از توربین تأمین می‌گردد. CHP بکار رفته از نوع توربین بخار بوده که بخار مورد نیاز از طریق یک بویلر با سوخت ضایعات چوب تولید می‌گردد. شکل ۱-۱۲ توربوژنراتور نصب شده را نشان می‌دهد.

1- Bouchanan flooring



شکل ۱-۱۲: CHP توربین بخار در کارخانه ساخت کفپوش چوبی

الکتریسیته تولید شده توسط CHP جهت تأمین برق مورد نیاز فرآیند، موجب کاهش قابل توجه صورتحساب برق کارخانه شده است. در مواقعی که تولید برق اضافه بر نیاز فرآیند باشد، الکتریسیته تولید شده به کارخانه مجاور فروخته می‌شود.

سوخت مصرفی بویلر یعنی ضایعات چوب از طریق یک شبکه لوله‌کشی سراسری خلاء که خاک اره‌های تولید شده توسط ماشین‌آلات برش چوب را انتقال می‌دهد، تأمین می‌گردد.

مطالعه موردی ۲: پروژه CHP صنایع آپار (هند)

شرکت صنایع آپار[1] در کشور هندوستان یک گروه تولیدی با فعالیتهای مختلف در زمینه تولید هادی‌های آلومینیم، پلیمر و روغنسازی می‌باشد. یکی از واحدهای تولیدی این شرکت در ایالت گجرات[2] لاستیک مصنوعی تولید می‌نماید. برق و بخار دو حامل اصلی انرژی برای این کارخانه

1- Apar
2- Gujarat

محسوب شده و تأمین آنها تأثیر قابل توجهی بر هزینه‌های تولید دارد. براساس تصمیم مدیران شرکت آپار، اولین واحد CHP که از سوخت گازطبیعی استفاده می‌نماید در سال ۲۰۰۰ در این کارخانه نصب گردید. اطلاعات عملکرد CHP فوق‌الذکر در جدول ۲-۱۲ آمده است.

جدول ۲-۱۲: اطلاعات عملکرد CHP در صنایع لاستیک مصنوعی آپار (هند)

موضوع	مشخصات
جزئیات سامانه CHP	
نوع توربوژنراتور	توربین گاز با ظرفیت ۱/۵ مگاوات
مولد بخار	مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) با ظرفیت ٤ تن در ساعت با فشار ۱۰ بار
سوخت مصرفی	گازطبیعی با ظرفیت حرارتی ۸۸۰۰ کیلوکالری بر مترمکعب
دمای هوای ورودی به توربین گاز	۱۵°C با خنک‌سازی هوای ورودی
نوع چیلر	چیلر جذبی
ظرفیت چیلر	۱٤۵ تن با دمای آب ۷°C
عملکرد سامانه CHP	
بازدهی CHP	٪۶۳/۵۹
بازدهی سیستم جداگانه تأمین برق از شبکه و تأمین بخار توسط بویلر	٪۵۵/۷۰
کاهش گازهای گلخانه‌ای	٤۰۱۷ تن CO_2 در سال
عملکرد اقتصادی	
هزینه کلی نصب سیستم	۱.۷۶۰.۰۰۰ دلار
هزینه بهره‌برداری	۷۰۵.۰۰۰ دلار در سال
هزینه تأمین جداگانه برق از شبکه و بخار توسط بویلر	۱.۲۲۰.۰۰۰ دلار در سال
صرفه‌جویی سالانه	۵۱۵.۰۰۰ دلار در سال
دوره بازگشت سرمایه	۳/٤ سال

همانگونه که ملاحظه می‌شود، سرمایه‌گذاری احداث واحد CHP در کارخانه مذکور در مدتی کمتر از چهار سال جبران می‌گردد و لذا از توجیه اقتصادی مناسبی برخوردار است.

۲-۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش‌های تجاری و عمومی

استفاده از سامانه‌های CHP در بخش‌های تجاری و عمومی در سالهای اخیر از روند رو به رشدی برخوردار بوده است. این امر بدلیل بهبود مشخصات فنی و کاهش هزینه واحدهای CHP با ظرفیت کم می‌باشد. مؤسسات و سازمانهایی که پتانسیل استفاده از CHP در این بخش را دارا می‌باشند عبارتند از:

- ساختمانهای تجاری و اداری
- مراکز خرید و فروشگاههای بزرگ
- هتل‌ها
- رستوران‌ها
- دانشگاه‌ها
- مدارس
- بیمارستان‌ها
- مراکز ورزشی و تفریحی
- زندان‌ها
- فرودگاه‌ها
- مراکز نظامی

فعالیتهای جاری در سازمانها و مراکز فوق‌الذکر بگونه‌ای است که همزمانی نیاز به انرژی الکتریکی و گرما در اغلب موارد وجود داشته و بنابراین کاربرد واحدهای CHP می‌تواند از توجیه اقتصادی مناسبی برخوردار باشد. ویژگیهای نیاز به صورت‌های مختلف انرژی برخی از مراکز فوق‌الذکر به شرح زیر می‌باشند:

ساختمانهای تجاری و اداری

این نوع مراکز معمولاً در طول سال روزانه بین ۱۰ تا ۱۲ ساعت فعالیت می‌نمایند و بارالکتریکی آنها در مدت زمان فعالیت حدوداً ثابت و نسبتاً زیاد می‌باشد. از دیگر نیازهای انرژی در این مراکز بار سرمایشی در تابستان و بار گرمایشی در زمستان می‌باشد. با توجه به الگوی تقاضای انرژی در این ساختمانها، بهره‌برداری از واحدهای CHP در حدود ٤٠٠٠ ساعت در سال امکان‌پذیر می‌باشد. در صورت عدم تقاضای بارسرمایشی در چنین مراکزی، میزان ساعات بهره‌برداری از سامانه CHP در طول سال برای توجیه اقتصادی کافی نخواهد بود. ظرفیت‌های مورد نیاز برای نصب CHP در چنین مراکزی در محدوده‌ای کمتر از یک مگاوات می‌باشد.

مراکز خرید و فروشگاههای بزرگ

مراکز خرید و فروشگاههای بزرگ بار گرمایشی و سرمایشی نسبتاً زیادی داشته و میزان بار روشنائی در طول روز بین ۱۰ تا ۱۲ ساعت در سطح بالا می‌باشد. بیشترین مصرف انرژی متعلق به بارهای الکتریکی مربوط به روشنائی، یخچالها و سیستم تهویه مطبوع می‌باشد. با توجه به اینکه در چنین مراکزی معمولاً نیاز به آب‌گرم نیز وجود دارد، لذا بکارگیری سامانه‌های CHP در آنها از مزیت اقتصادی برخوردار می‌باشد.

هتل‌ها

هتل‌هایی با بیش از ۵۰ اتاق معمولاً دارای بارهای گرمایی مختلف مثل گرمایش و سرمایش هـوا و نیز آب‌گرم برای استحمام و نیازهای سرویس‌های غذایی و غیره برای مدتی بالغ بر ۱۸ سـاعت در روز می‌باشند. بعلاوه، بارالکتریکی هتل‌ها تقریباً به صورت ثابت مـی‌باشـد. لـذا واحـدهای CHP گزینه مناسبی برای تأمین انرژی در هتل‌ها خواهند بود.

دانشگاهها و مراکز آموزشی

بارهای الکتریکی و گرمایی در دانشگاهها و مراکز آموزشی برای مـدتی نسـبتاً طـولانی در روز در سطح بالایی می‌باشد و لذا CHP از مطلوب‌تـرین گزینـه‌هـا بـرای تـأمین انـرژی چنـین مراکـزی محسوب می‌گردد. در برخی از کشورها سامانه‌های CHP در مراکز آموزشی بـه طـور گسـترده‌ای مورد استفاده قرار گرفته است.

بیمارستان‌ها

تقاضای انواع صورتهای انرژی در بیمارستان‌ها در طول شبانه‌روز و در طول سال تقریبـاً در سـطح بالایی می‌باشد. تقاضای بارالکتریکی در بیمارستان‌ها بگونه‌ای است که الکتریسیته تولیـدی توسـط CHP کلاً در محل مورد استفاده قرار می‌گیرد. از این رو، این گزینه برای بیمارسـتان‌هـا مـی‌توانـد بسیار سودآور باشد.

مراکز ورزشی و تفریحی

مراکز ورزشی و تفریحی مثل استخرهای شنا دارای بـارالکتریکی و حرارتـی سـالانه بـرای مـدت ۱۲ تا ١٤ ساعت در روز می‌باشند. انرژی گرمایی برای گـرم نمـودن آب اسـتخر، هـوای تهویـه و

آب‌گرم مورد نیاز است. انرژی الکتریکی نیز برای پمپ‌های آب و روشنایی مورد نیاز است. با توجه به اینکه دمای مورد نیاز برای آب استخر کمتر از $30^{\circ}C$ می‌باشد، می‌توان با استفاده از بازیافت گرمای گازهای خروجی محرکه اولیه، بازدهی کلی سامانه CHP را تا میزان ۹۰٪ افزایش داد. در جدول ۳-۱۲ خلاصه‌ای از ویژگیهای سامانه‌های CHP مورد استفاده در بخش‌های تجاری وعمومی نشان داده شده است.

جدول ۳-۱۲: ویژگیهای سامانه‌های CHP مورد استفاده در بخش تجاری و عمومی

ویژگیها	توضیحات
مشترکان نوعی	هتل‌ها، بیمارستان‌ها، ساختمان‌های اداری و تجاری، دانشگاه‌ها و مراکز آموزشی، مراکز خرید و فروشگاههای بزرگ، مراکز ورزشی و تفریحی، فرودگاهها و غیره
سهولت یکپارچه شدن با منابع تجدیدپذیر و منابع اتلاف انرژی	کم – متوسط
سطح دما	کم تا متوسط
محدوده ظرفیت	۱ کیلووات تا ۱۰ مگاوات الکتریکی
فنّاوری‌های محرکه اولیه	موتورهای رفت و برگشتی (جرقه‌ای)، موتور استرلینگ، پیل‌های سوختی و میکروتوربین‌ها
منبع انرژی یا سوخت	سوخت‌های مایع و یا گازی
بازیگران اصلی	مصرف کنندگان نهایی و شرکت‌های تولید برق
مالکیت	صاحبان ساختمانها، شرکت‌های ESCO و یا نهادهای مشارکتی
الگوی مصرف برق و گرما	بستگی به نوع کاربری ساختمان دارد

مطالعه موردی ۱: هتل جوریس (دوبلین)

هتل جوریس[1] که در شهر دوبلین کشور ایرلند واقع شده است از دو بلوک ساختمانی بزرگ

1- Jurys hotel

تشکیل یافته که یک بلـوک آن دارای ۳۰۰ اتـاق خـواب، مجموعـه ای از رسـتورانها، سـالن‌هـای کنفرانس و پذیرایی، یک مرکز تفریحی همراه با استخر شنا و بخش تجـاری و بلـوک دیگـر دارای ۱۰۰ اتاق خواب می‌باشد. با توجه به نوع کاربری ساختمان، بارالکتریکی و گرمایی قابل توجهی در طول سال مورد نیاز بوده و چنین سایتی برای نصب واحد CHP بسیار ایـده‌آل مـی‌باشـد. قبـل از نصب سامانه CHP، نیازهای گرمایی این هتل توسط دو بویلر قدیمی هـر یـک بـه ظرفیـت ٤٧٦٥ کیلوگرم بخار در ساعت تأمین می‌گردید.

یک شرکت مشاور (اینکو[1]) یک واحد CHP با ظرفیت ۳۰۰ کیلـووات الکتریکـی و تعـویض بویلرهای قدیمی با دو بویلر جدید هر یـک بـه ظرفیـت ۱٤۰۰ کیلـوگرم بخـار در سـاعت بـرای رخت‌شوی‌خانه و دو بویلر فشار ضعیف برای تـأمین آب گـرم را توصـیه نمـود. واحـد CHP بـا سیستم آب‌گرم بصورت یکپارچه درآمده و آب تغذیه بویلرهـا در مرحلـه اول توسـط CHP گـرم گشته، بطوریکه بویلرها فقط برای افزایش دمای آب تا سـطح دمـای مـورد دلخـواه (۹۰°C) عمـل می‌کنند. ظرفیت واقعی CHP نصب شده ۳۰٤ کیلـووات الکتریکـی بـا بـازدهی ۳۰٪ و خروجـی گرمایی آن معادل ٤٤٥ کیلووات با بازدهی ٤٥٪ می‌باشد. به این ترتیب بازدهی کلی انرژی سـامانه CHP در شرایط بهره‌برداری عادی حدود ۷۵٪ می‌باشد.

مطالعه موردی ۲: فرودگاه بین‌المللی پودونگ (شانگهای)

فرودگاه بین‌المللی پودونگ شانگهای[2] برای تأمین برق، گرمایش و سرمایش مورد نیاز در سـاعات اوج تقاضا از یک واحد CHP استفاده می‌نماید. سوخت مورد نیاز این سـامانه گـازطبیعی بـوده و واحد مذکور روزانه در حدود ۱٦ ساعت نیاز انرژی فرودگاه را تأمین می‌نماید.

استفاده از این CHP موجب کاهش هزینه‌های انرژی و افزایش قابلیت اطمینـان تـأمین انـرژی

1- Inenco
2- Shanghai Pudong International AirPort

گشته است. انرژی مورد نیاز فرودگاه در حدود ۲۸ مگاوات و گرمای مورد نیاز بین ۲۰ تا ٦٥ تن آب گرم در ساعت می‌باشد. سامانه CHP بکار رفته در حدود ۲۰ تا ۳۰ درصد برق مورد نیاز و ۱۵ تا ۵۰ درصد گرمای مورد نیاز فرودگاه را در فصول مختلف تأمین می‌نماید. مشخصات عملکردی سامانه CHP موردنظر در جدول ٤-۱۲ ارائه شده است.

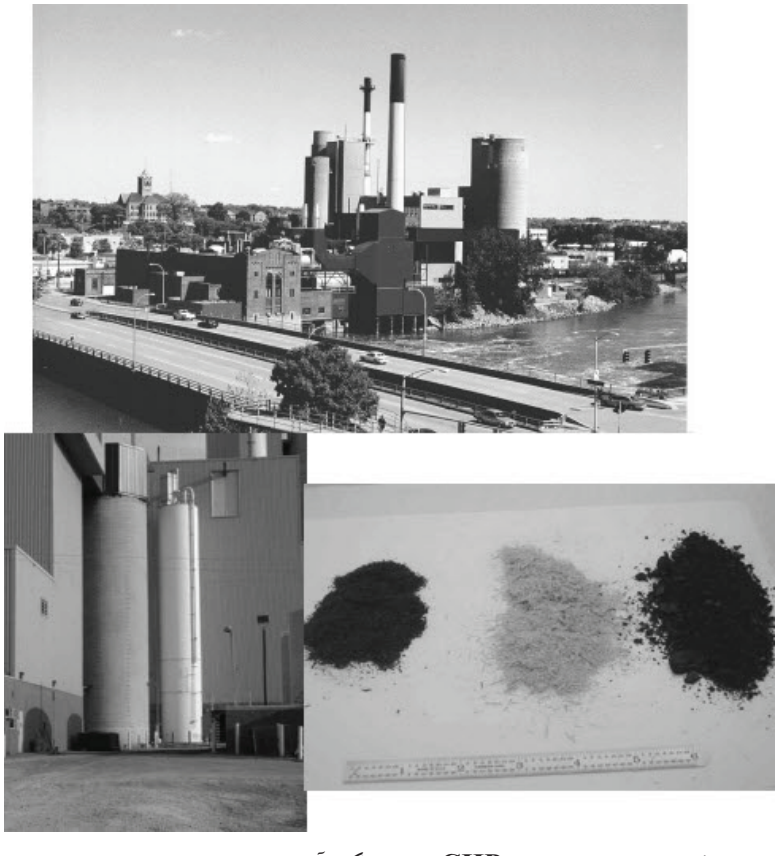
جدول ٤-۱۲: اطلاعات عملکرد CHP در فرودگاه پودونگ شانگهای

موضوع	مشخصات
جزئیات سامانه CHP	
نوع توربو ژنراتور	توربین گاز با ظرفیت ٤/۸ مگاوات
مولد بخار	مولد بخار بازیافت حرارت (HRSG) با ظرفیت ۱۱ تن در ساعت با فشار ۸ بار و دمای $18^{\circ}c$
سوخت مصرفی	گازطبیعی
نوع چیلر	چیلر جذبی
عملکرد سامانه CHP	
بازدهی الکتریکی CHP	٪۲۹
بازدهی کلی CHP	٪۷٤
میزان آلایندگی NO_x	۵ تا ۲۵ (PPm)
عملکرد اقتصادی	
هزینه نصب CHP	٥٤۰۰ دلار به ازای هر kW
هزینه‌های تعمیر و نگهداری	۳ دلار به ازای هر MWh
هزینه‌های سوخت	۸/۵ دلار به ازای هر MWh
طول عمر پروژه	۲۵ سال
دوره بازگشت سرمایه	٦ سال

مطالعه موردی ۳: کاربرد CHP در دانشگاه آیوا (آمریکا) با سوخت زیست توده

این دانشگاه دارای یک سامانه CHP توربین بخار به ظرفیت ۲٤/۹ مگاوات می‌باشد که سوخت

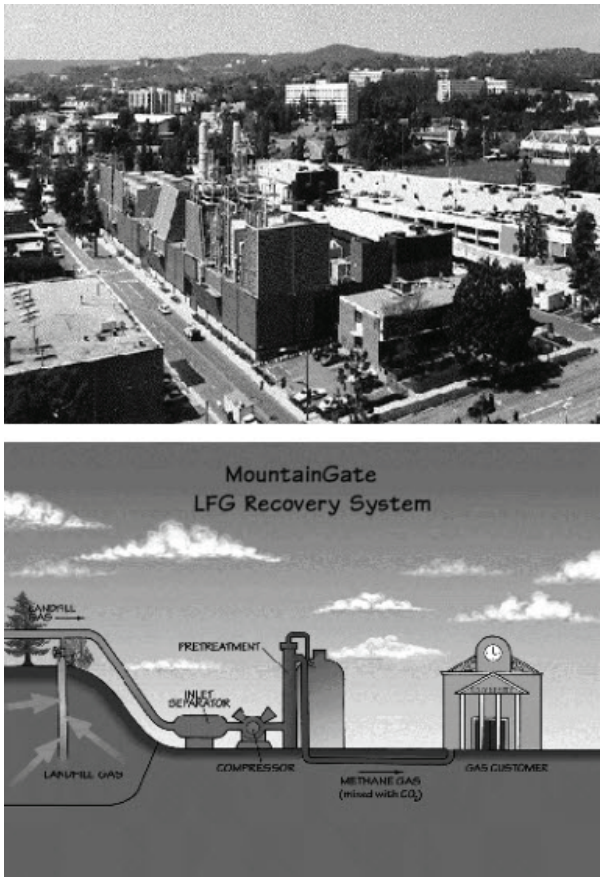
اصلی آن ذغال سنگ است. ۵۰ درصد از سوخت مورد نیاز این CHP از طریق زیست توده (بیوماس) تأمین می‌گردد. بیوماس مورد استفاده ترکیبی از پوست جو و تولیدات جانبی سرلاک (غذای صبحانه همراه با شیر) می‌باشد. استفاده از بیوماس، مصرف زغال‌سنگ را به میزان ۲۳۰۰۰ تن در سال کاهش داده و به این ترتیب میزان آلایندگی را ۵۰٪ کاهش یافته است. میزان صرفه‌جویی هزینه‌های انرژی بین ۵۰۰.۰۰۰ تا ۷۰۰.۰۰۰ دلار در سال برآورد شده است. شکل ۲-۱۲ شمایی از مجموعه CHP دانشگاه آیوا را به همراه سیلوهای ذخیره سوخت و ترکیبات مورد استفاده در سوخت بویلر نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱۲: استفاده از CHP در دانشگاه آیوا با استفاده از زیست توده

مطالعه موردی ٤: کاربرد CHP در دانشگاه کالیفرنیا (UCLA) با سوخت بیوگاز

دانشگاه UCLA یکی از معروفترین و بزرگترین دانشگاههای آمریکا می‌باشد که انرژی مورد نیاز خود را با استفاده از یک CHP چرخه ترکیبی به ظرفیت ٤٣ مگاوات تأمین می‌نماید. حدود ٣٠٪ از سوخت مورد نیاز این CHP توسط بیوگاز تولید شده در یک مرکز دفن زباله تأمین می‌گردد. استفاده از این نوع سوخت موجب کاهش آلایندگی به میزان ٣٤٪ و نیز کاهش مصرف آب به میزان حدوداً ٣٠٠ میلیون لیتر در سال می‌گردد. شکل ٣-١٢ مجموعه CHP در دانشگاه UCLA را نشان می‌دهد.



شکل ٣-١٢: کاربرد CHP در دانشگاه UCLA

مطالعه موردی ۵: کاربرد CHP در کالج الگین (آمریکا)

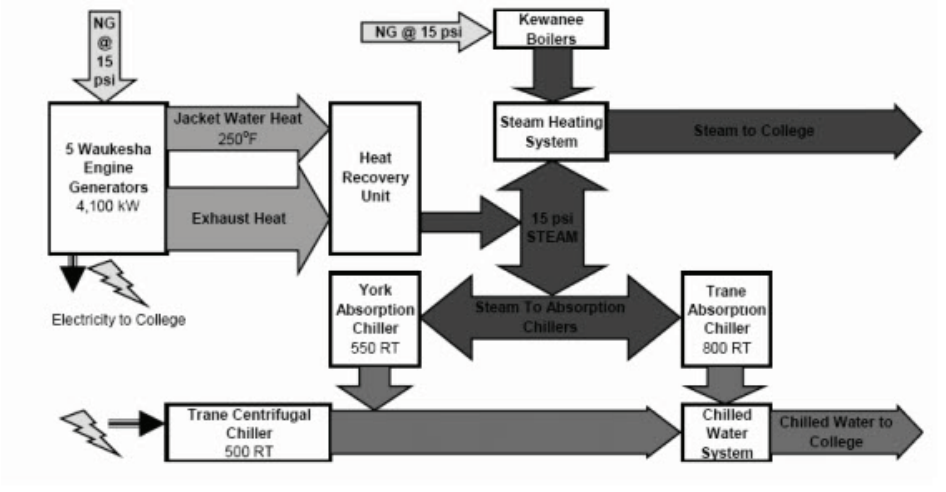
کالج الگین[1] در ایالت ایلینویز آمریکا جهت تأمین بخشی از نیازهای انرژی خود از یک مجموعه CHP متشکل از ۵ واحد موتور رفت و برگشتی با سوخت گازطبیعی استفاده می‌نماید. مجموع ظرفیت ۵ موتور رفت و برگشتی برابر ٤/١ مگاوات بوده و با استفاده از گرمای بازیافت شده از آب خنک‌کن بدنه موتورها و نیز گرمای گازهای احتراق، بخار فشار پایین تولید و ضمن تأمین بخشی از نیازهای گرمایی کالج، در ماههای گرم نیز بخار تولید شده جهت تولید سرمایش به چیلرهای جذبی انتقال می‌یابد.

شکل ٤-۱۲ نمایی از کالج مذکور به همراه یکی از موتورهای رفت وبرگشتی مورد استفاده در واحد CHP را نشان می‌دهد. در شکل ۵-۱۲ پیکره بندی CHP مورد بحث به همراه بویلرهای جانبی نشان داده شده است.



شکل ٤-۱۲: کاربرد CHP موتور رفت و برگشتی در کالج الگین

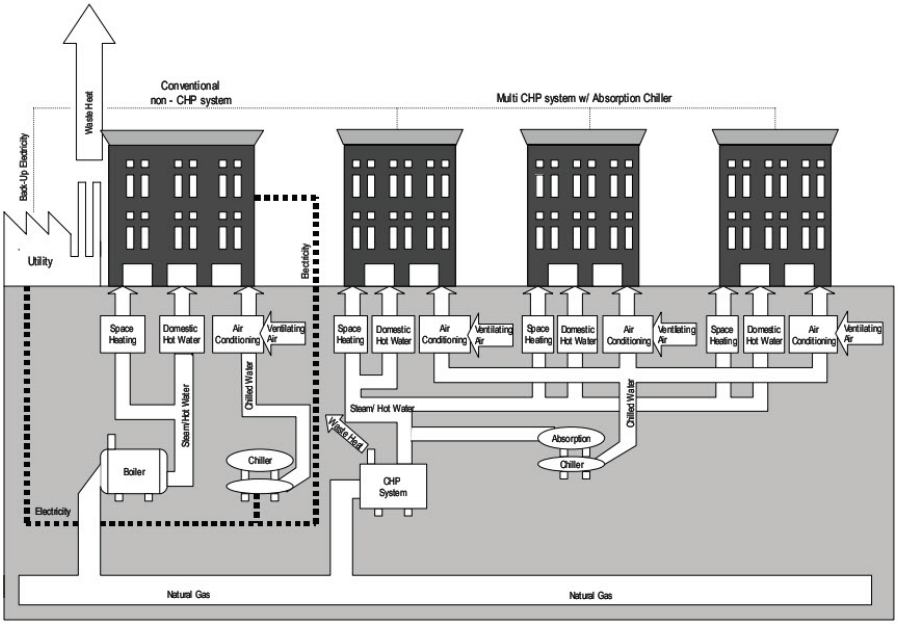
1- Elgin Community Colledge



شکل ۵-۱۲: پیکره‌بندی CHP مورد استفاده در کالج الگین

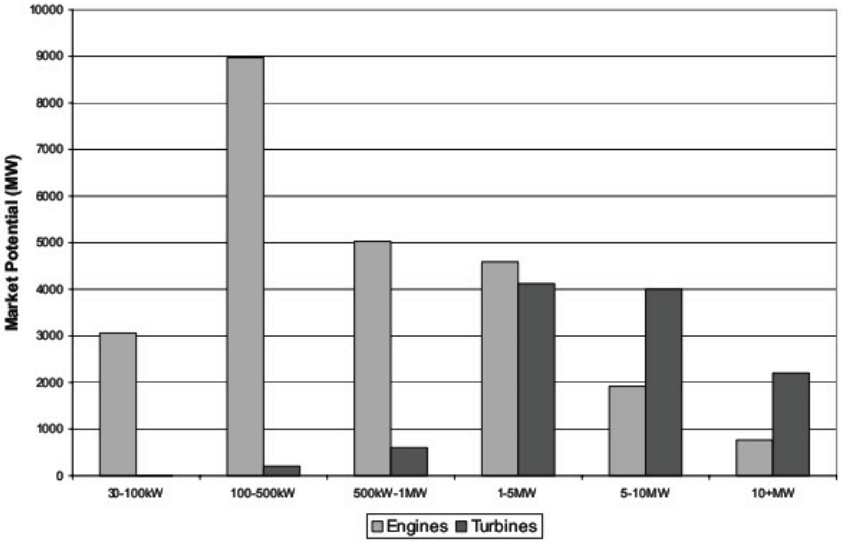
۳-۱-۱۲ کاربرد CHP در بخش مسکونی

یکی از ضرورت‌های کاربرد گسترده CHP در بخش مسکونی توسعه بازار واحدهای کوچک CHP (میکروCHP) می‌باشد. به همین دلیل استفاده از CHP در بخش مسکونی در مقایسه با بخش‌های صنعتی و تجاری از گسترش چندانی برخوردار نبوده است. به عنوان مثال در کشور ژاپن مجموع واحدهای CHP نصب شده تا سال ۲۰۰٦ میلادی در بخش‌های صنعتی، تجاری و عمومی در حدود ۸/٦ گیگاوات که معادل ۳٪ کل ظرفیت نصب شده نیروگاهها می‌باشد برآورد گردیده است. البته کاربرد سامانه‌های CHP با ظرفیت متوسط در مجتمع‌های بزرگ آپارتمانی با ترکیبی از بارهای الکتریکی، گرمایشی و سرمایشی از نظر فنی – اقتصادی امکان پذیر می‌باشد. در شکل ٦-۱۲ نمونه‌ای از کاربرد سامانه CHP با استفاده از سوخت گاز در مجتمع‌های مسکونی نشان داده شده است.



شکل ٦-۱۲: کاربرد CHP در مجتمع‌های مسکونی

نوع محرکه اولیه‌ای که برای مجتمع‌های مسکونی مورد استفاده قرار می‌گیرد معمولاً از نوع موتور رفت و برگشتی و یا توربین گاز می‌باشد. براساس مطالعات انجام شده در کشور آمریکا، موتورهای رفت و برگشتی در ظرفیت‌های کمتر و توربین‌های گاز در ظرفیت‌های بزرگتر سهم بیشتری از بازار را به خود اختصاص خواهند داد. شکل ۷-۱۲ پتانسیل بازار سامانه‌های CHP در بخش مسکونی برای دو نوع محرکه اولیه فوق‌الذکر را نشان داده است.



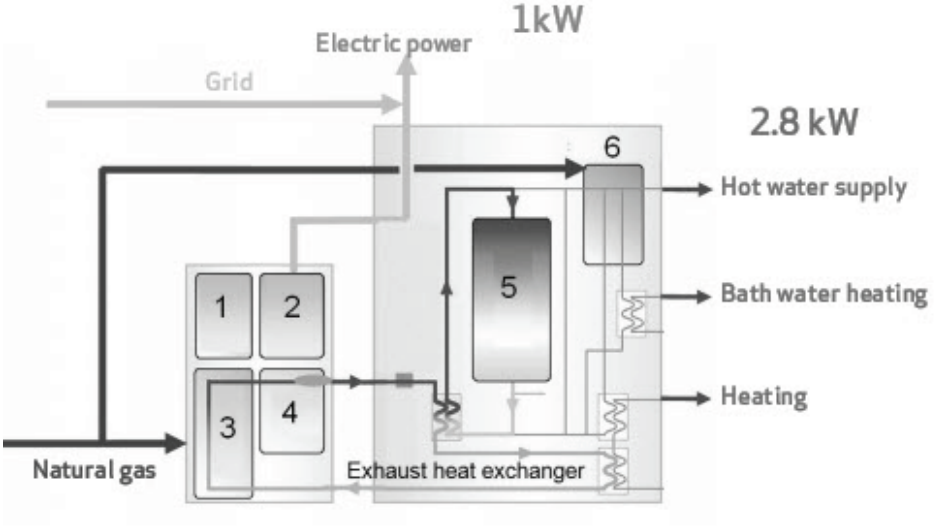
شکل ۷-۱۲: مقایسه بازار موتورهای رفت و برگشتی و توربین گاز در بخش مسکونی

عرضه تجاری CHP های کوچک در سالهای اخیر موجب توجه بخش مسکونی به استفاده از این سامانه‌ها گشته است. بطوریکه در کشور ژاپن بیش از ۳۰۰۰۰ واحد CHP با موتور گازسوز در خانه‌های مسکونی نصب شده و درحال بهره‌برداری می‌باشند. نمونه‌ای از این نوع CHP در شکل ۸-۱۲ و مشخصات فنی آن در جدول ۵-۱۲ نشان داده شده است. همچنین بیش از ۱۲۰۰ سامانه CHP پیل سوختی از نوع (PEHFC)[1] با دریافت یارانه از دولت نصب و به بهره‌برداری رسیده است. معمولاً شرکت‌های گاز در برنامه توسعه سامانه‌های CHP کوچک نقش مؤثری دارند و به این ترتیب بازار فروش خود را گسترده‌تر می‌نمایند.

1- Proton Exchange Memberane Fuell Cell



شکل ۸-۱۲: نمونه‌ای از یک میکروCHP خانگی موتور گازسوز



شکل ۹-۱۲: پیکره‌بندی میکروCHP خانگی با موتور گازسوز

جدول ۵-۱۲: مشخصات فنی میکروCHP خانگی موتور گازسوز

موضوع	مشخصات
ظرفیت خروجی الکتریکی	۱ کیلووات
ظرفیت خروجی گرمایی	۲/۸ کیلووات
بازدهی الکتریکی (LHV)	٪۲۲/۵
بازدهی گرمایی (LHV)	٪۶۳
سوخت مصرفی	گازطبیعی و LPG
مصرف سوخت	معادل ٤/۹۲ کیلووات
ابعاد فیزیکی (cm)	(عمق)۳۸×(عرض)۵۸×(ارتفاع)۸۸
وزن	۸۲ کیلوگرم
حجم موتور	۱۶۳ (cc)
دور موتور	۱۹۵۰ (rpm)
مصرف سوخت بویلر کمکی	معادل ٤۲ کیلووات
ظرفیت مخزن آب‌گرم	۱۵۰ لیتر
دمای آب‌گرم	۷۰°C

در طول دهه گذشته سامانه‌های CHP کوچک از نوع موتور استرلینگ با ظرفیت یک کیلووات و سامانه‌های CHP از نوع موتورهای رفت و برگشتی با ظرفیت‌هایی در محدوده ۵ کیلووات جهت استفاده در خانه‌های مسکونی در بازارهای اروپا و آمریکا عرضه شدند. در طی این مدت، در کشور آلمان و سایر کشورهای اروپایی حدود ۸۰۰ دستگاه CHP از نوع موتور گازسوز با ظرفیت الکتریکی ۵/۵ کیلووات نصب و مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. در شکل ۱۰-۱۲ نمونه‌ای از CHP موتور رفت و برگشتی فوق‌الذکر نشان داده شده است.



شکل ۱۰-۱۲: نمونه‌ای از CHP موتور گازسوز با ظرفیت ۵/۵ کیلووات

تعدادی (حدود ٤۰۰ واحد) موتور استرلینگ یک کیلوواتی از سال ۲۰۰٤ در کشور انگلستان مورد استفاده قرار گرفته است. همانگونه که در شکل ۱۱-۱۲ مشاهده می‌گردد ابعاد این CHP به اندازه‌ای است که به راحتی در داخل کابینت آشپزخانه قرار داده می‌شود.

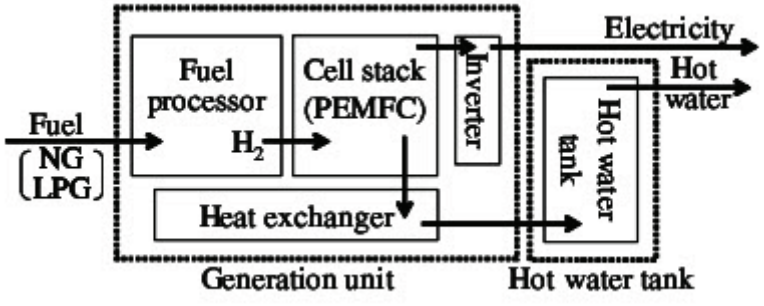


شکل ۱۱-۱۲: میکروCHP خانگی موتور استرلینگ با ظرفیت ۱ کیلووات

طی این مدت در خصوص عرضه نمودن CHP های کوچک خانگی با ظرفیت‌هایی تا ۱۰ کیلووات الکتریکی مطالعات و اقداماتی توسط مراکز تحقیقاتی با همکاری سازندگان CHP صورت گرفته است. CHP های فوق‌الذکر براساس فنّاوری‌های مختلف شامل موتورهای احتراق داخلی، موتور استرلینگ، پیل سوختی و فنّاوری‌های مبتنی بر چرخهٔ رانکین می‌باشند.

پیل‌های سوختی به واسطه آلایندگی صوتی بسیار کم، از جمله فنّاوری‌های CHP مورد توجه برای بخش مسکونی می‌باشند. شایان ذکر است که فعالیتهای توسعه این فناوری در کشور ژاپن بگونه‌ای بوده است که اولین CHP پیل‌سوختی خانگی (PEMFC) در سال ۲۰۰۵ در اقامتگاه رسمی نخست‌وزیر ژاپن نصب و مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. برنامه نصب اینگونه CHP ها تا سال ۲۰۱۰ در حدود ۲۱۰۰ مگاوات بوده و پیش‌بینی شده است این ظرفیت تا سال ۲۰۲۰ میلادی به میزان ۱۰.۰۰۰ مگاوات افزایش یابد. پیکره‌بندی CHP پیل‌سوختی خانگی با ظرفیت یک

کیلووات درشکل ۱۲-۱۲ و مشخصات فنی آن در جدول ٦-۱۲ نشان داده شده است.



شکل ۱۲-۱۲: پیکره‌بندی میکروCHP پیل سوختی خانگی با ظرفیت یک کیلووات

جدول ٦-۱۲: مشخصات فنی میکروCHP خانگی پیل سوختی

موضوع	مشخصات
ظرفیت خروجی الکتریکی	۱ کیلووات
ظرفیت خروجی گرمایی	۱/۳ کیلووات
بازدهی الکتریکی (LHV)	٪۳٤
بازدهی گرمایی (LHV)	٪٤٤
سوخت مصرفی	گازطبیعی
ابعاد فیزیکی (cm)	(عمق)۵۸ × (عرض)۸۰×(ارتفاع)۸۰

۱۲-۲ تجربیات استفاده از CHP در جهان

۱۲-۲-۱ روند توسعه CHP در جهان

براساس مطالعات صورت گرفته توسط آژانس بین‌المللی انرژی[1] (IEA) ، استفاده گسترده از CHP در سطح جهان می‌تواند تا سال ۲۰۱۵ میلادی موجب کاهش انتشار CO_2 به میزان ٤٪

1- International Energy Agency

(معادل ۱۷۰ میلیون تن در سال) گردد و این مقدار تا سال ۲۰۳۰ به میزان ۱۰٪ (معادل ۹۵۰ میلیون تن در سال) خواهد رسید. بنابراین، علاوه بر مزایای اقتصادی در صرفه‌جویی سوخت و هزینه‌های آن، CHP کمک مؤثری در بهبود شرایط محیط‌زیست می‌نماید.

از جمله مزایای اقتصادی استفاده گسترده از CHP کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در توسعه شبکه‌های انتقال و توزیع نیروی برق می‌باشد. این مزیت اقتصادی در کنار کاهش سرمایه‌گذاری برای توسعه نیروگاههای بزرگ به میزانی است که طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۳۰ میلادی موجب کاهش سرمایه‌گذاری پیش‌بینی شده در صنعت برق جهان به میزان ۷٪ خواهد گردید.

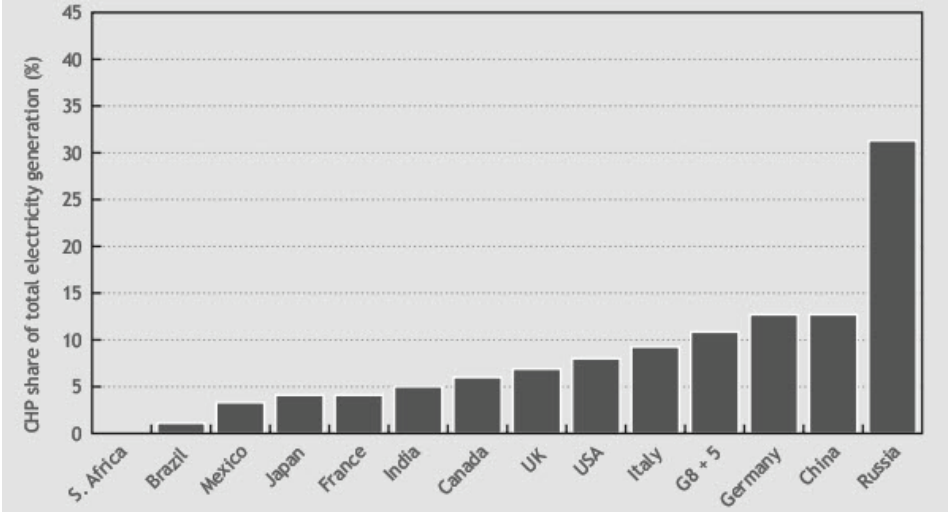
برنامه گسترش استفاده از CHP در کشورهای مختلف جهان بستگی به شرایط اقتصادی آنها دارد. مثلاً کشوری مثل برزیل که تولید برق آن کشور مبتنی بر منابع آبی می‌باشد با شرایط کشوری مثل آلمان که وابسته به سوخت‌های فسیلی و زیست‌توده است کاملاً متفاوت می‌باشد. ظرفیت CHP نصب شده در برخی از کشورهای توسعه یافته و در حال توسعه، براساس اطلاعات گردآوری شده توسط آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) می‌باشد که در جدول ۷-۱۲ نشان داده شده است.

جدول ۷-۱۲: ظرفیت الکتریکی CHP های نصب شده در برخی از کشورهای جهان

(تا سال ۲۰۰۶ میلادی)

نام کشور	قدرت نصب شده (MWe)	نام کشور	قدرت نصب شده (MWe)
استرالیا	۱۸۶۴	ایتالیا	۵۸۹۰
اطرایش	۳۲۵۰	ژاپن	۸۷۲۳
بلژیک	۱۸۹۰	کره	۴۵۲۲
برزیل	۱۳۱۶	لیتوانی	۱۰۴۰
بلغارستان	۱۱۹۰	مکزیک	۲۸۳۸
کانادا	۶۷۶۵	هلند	۷۱۶۰
چین	۲۸۱۵۳	لهستان	۸۳۱۰
جمهوری چک	۵۲۰۰	پرتغال	۱۰۸۰
دانمارک	۵۶۹۰	رومانی	۵۲۵۰
استونی	۱۶۰۰	روسیه	۶۵۱۰۰
فنلاند	۵۸۳۰	سنگاپور	۱۶۰۲
فرانسه	۶۶۰۰	اسلواکی	۵۴۱۰
آلمان	۲۰۸۴۰	اسپانیا	۶۰۴۵
یونان	۲۴۰	سوئد	۳۴۹۰
مجارستان	۲۰۵۰	تایوان	۷۳۷۸
هند	۱۰۰۱۲	ترکیه	۷۹۰
اندونزی	۱۲۰۳	انگلستان	۵۴۴۰
ایرلند	۱۱۰	آمریکا	۸۴۷۰۷

در شکل ۱۳-۱۲ سهم CHP از کل تولید برق در کشورهای ۵+۸ G (۸ کشور پیشرفته صنعتی و پنج کشور: آفریقای جنوبی، برزیل، مکزیک، چین و هند) ارائه شده است.

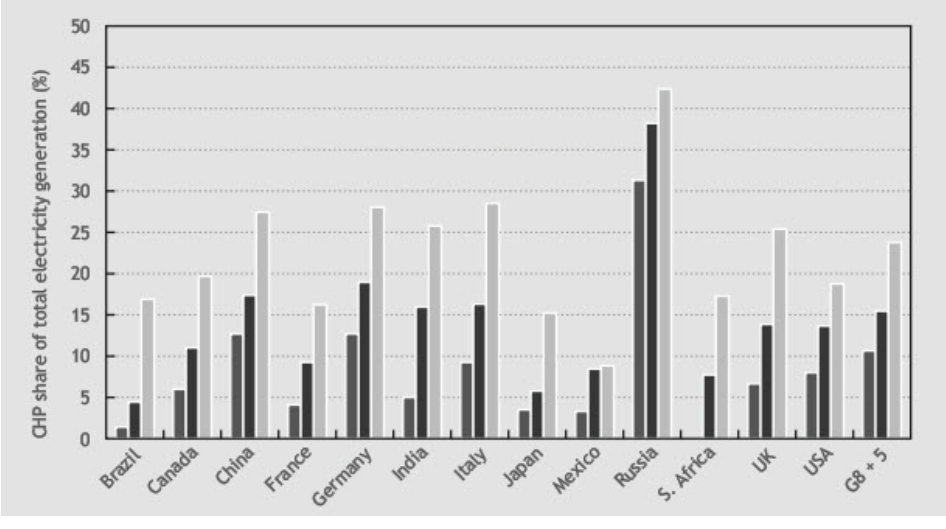


شکل ۱۳-۱۲: سهم CHP از کل تولید برق در کشورهای ۵+۸ G

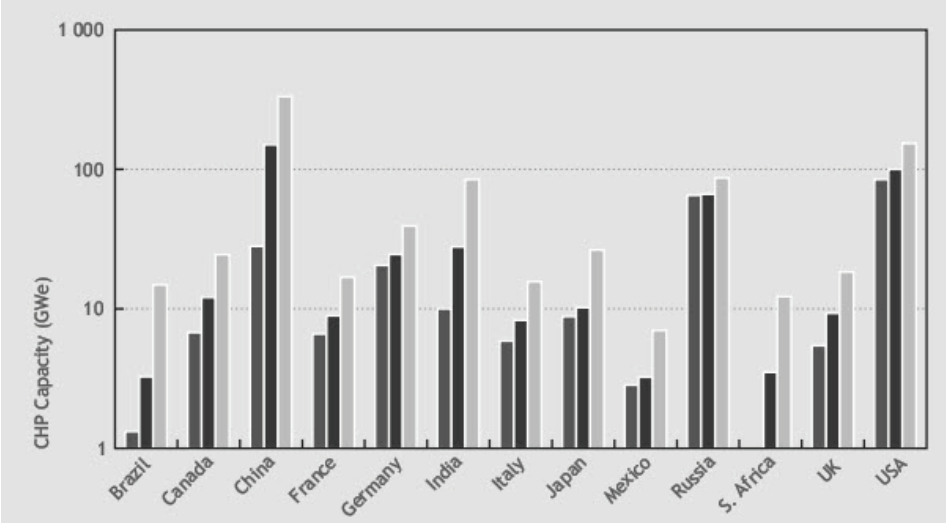
همانگونه که در شکل ۱۳-۱۲ دیده می‌شود کشور روسیه دارای بیشترین سهم در مقایسه با دیگر کشورها می‌باشد که این به سبب گسترده بودن زیرساختهای گرمایش ناحیه‌ای با استفاده از گرمای اتلافی نیروگاههای برق می‌باشد.

براساس گزارش سال ۲۰۰۷ میلادی IEA، سهم CHP از کل تولید برق در جهان در حدود ۹٪ بوده است. البته مزایای اقتصادی CHP بگونه‌ای است که برخی از کشورهای جهان قصد دارند تا سال ۲۰۲۵ میلادی ظرفیت نصب شده CHP را تا دو برابر میزان فعلی افزایش دهند. در کشور کانادا نیز برنامهٔ افزایش ظرفیت CHP تا سال ۲۰۱۵ نشان دهنده ظرفیتی برابر ۱۵۵۰۰ مگاوات یعنی ۱۲٪ از کل تولید برق آن کشور می‌باشد. پتانسیل پیش‌بینی شده برای توسعه ظرفیت CHP در کشور آمریکا بیانگر ظرفیتی در محدوده ۱۱۰ تا ۱۵۰ گیگاوات تا سال ۲۰۱۵ می‌باشد که بیان کننده سهمی در محدوده ۱۲ تا ۲۱ درصد از کل تولید برق آن کشور خواهد بود. کشور آلمان نیز قصد دارد تا سال ۲۰۲۰ میلادی سهم CHP از کل تولید برق را تا میزان ۲۵٪ افزایش دهد.

براساس مطالعاتی که در هند به عنوان یک کشور در حال توسعه صورت گرفته به میزان ۷۵۰۰ مگاوات پتانسیل بکارگیری CHP در بخش صنعت وجود دارد. ژاپن نیز در نظر دارد تا سال ۲۰۳۰ میلادی ظرفیت CHP را تا سطح ۲۹/٤ گیگاوات افزایش دهد که این مقدار سهمی در حدود ۱۱٪ از کل تولید برق در آن سال خواهد بود. در شکل ١٤-١٢ سهم CHP از کل تولید برق در کشورهای عضو G ۸+۵ در سالهای ۲۰۰۵، ۲۰۱۵ و ۲۰۳۰ و در شکل ١٥-١٢ ظرفیت CHP برای هر یک از کشورهای عضو نشان داده شده است.



شکل ١٤-١٢: سهم CHP از تولید برق کشورهای G۸+۵ به ترتیب در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۵، ۲۰۳۰ میلادی (از چپ به راست)



شکل ۱۵-۱۲: پتانسیل ظرفیت نصب CHP در کشورهای ۵+۸ G به‌ترتیب در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۵، ۲۰۳۰ میلادی (از چپ به راست)

با بررسی شکل ۱۵-۱۲ ملاحظه می‌گردد که تا سال ۲۰۱۵ میلادی ظرفیت نصب CHP در کشورهای ۵+۸ G در حدود ٤٨٠ گیگاوات و تا سال ۲۰۳۰ میلادی بالغ بر ۸۳۰ گیگاوات خواهد بود.

۱۲-۲-۲ بررسی استفاده از CHP در برخی از کشورهای توسعه‌یافته

در این قسمت وضعیت استفاده از CHP در چند کشور منتخب توسعه‌یافته مورد بررسی قرار می‌گیرد.

وضعیت استفاده از CHP در کشور آلمان

آلمان یکی از کشورهای توسعه‌یافته در اتحادیه اروپا می‌باشد که کاربرد CHP در آن مورد توجه

خاص قرار دارد. براساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، CHP به عنوان یک فناوری استراتژیک در سیاست انرژی و محیط زیست این کشور قرار گرفته است. براساس آمارهـای قابـل اسـتناد، در سال ۲۰۰۵ میلادی حدود ۱۳٪ از سهم تولید برق آلمان بر عهده واحدهای CHP بوده است. ضمناً ۱۴٪ از بازار فنّاوری‌های گرمایش و سرمایش نیز برعهده سامانه‌های گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای (DHC) قرار داشته است.

براساس قانون جدید CHP کشور آلمان، پیش‌بینی شده است که با حمایتهای دولـت ظرفیـت تولید برق توسط CHP در سـال ۲۰۲۰ بـه دو برابـر میـزان سـال ۲۰۰۹ خواهـد رسـید. از جملـه حمایت‌های دولت آن کشور در توسعه کاربرد CHP می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- وضع استانداردهای انرژی برای ساختمانها
- بخشودگی مالیات برسوخت گاز و نفت برای واحدهای CHP
- وضع تعرفه‌های تشویقی (FIT)[1] برای استفاده از بیوگاز
- حمایت خاص دولت از توسعه پیل‌های سوختی

نتایج اعمال تعرفه‌های تشویقی برای استفاده از بیوگاز به گونه‌ای بوده است کـه ظرفیـت CHP بـا سوخت بیوگاز از ۱۸۰ مگاوات در سال ۲۰۰۰ به بیش از ۱۰۰۰ مگـاوات در سـال ۲۰۰۶ افـزایش یافته است. استفاده از سامانه‌های CHP/DHC یکی از راهکارهای مهم سیاست تغییر آب و هـوا[2] در کشور آلمان بوده که در راستای تبعیت از پروتکل کیوتو می‌باشد. از جمله اهداف این سیاسـت آن است که طی سالهای ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۲ میلادی گازهای گلخانه‌ای به میزان ۲۱٪ نسـبت بـه سـال ۱۹۹۰ کاهش یابد. جدول ۸-۱۲ خلاصه‌ای از وضعیت استفاده از CHP در کشور آلمان را در سال ۲۰۰۵ میلادی نشان می‌دهد.

1- Feed – In - Tariffs
2- Climate change policy

جدول ۸-۱۲: ظرفیت CHP کشور آلمان در سال ۲۰۰۵

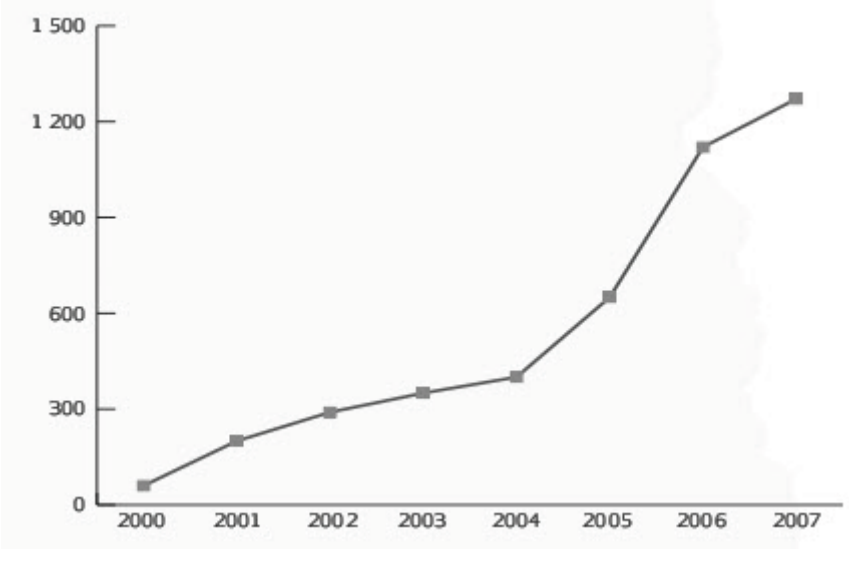
مشخصات کلی	جمع کل	تولید کنندگان مستقل	شرکت‌های برق
حداکثر ظرفیت (GW)	۲۰/۸٤۰	۹/۱٦٤	۱۱/٦۷٦
انرژی الکتریکی تولیدی خاص (TWh)	۷۷/۸۵۱	۲۵/۵٤۱	۵۲/۳۱۰
تعداد واحدها	۲۹۳۸	۸۳٦	۲۱۰۲

در بخش صنعت، عمده‌ترین کاربران CHP صنایع شیمیایی و معادن می‌باشند و معمولاً مالکیت واحدهای CHP متعلق به صاحبان صنایع می‌باشد. البته در برخی موارد مالکیت CHP متعلق به شرکت‌های دیگر می‌باشد. کاربرد سامانه‌های CHP و گرمایش ناحیه‌ای DH در بخش خانگی و تجاری در کشور آلمان از قدمتی یکصد ساله برخوردار می‌باشد. لیکن با توجه به قوانین حمایتی دولت، شرکت‌های زیادی فعالیتهای خود را در این زمینه توسعه داده‌اند. در این رابطه ۳٤ شرکت خدمات انرژی قصد دارند مجموعاً ۲۲۰۰ مگاوات ظرفیت جدید نصب نمایند و ۲۹ شرکت دیگر به‌روز نمودن واحدهای موجود (۱۲۵۰ مگاوات) خود را در برنامه قرار داده‌اند.

استفاده از CHP در بخش تجاری سهم کوچکی از بازار CHP در آلمان را به خود اختصاص داده است که دلیل آن قرار گرفتن ساختمان‌های تجاری و عمومی در مناطقی است که قبلاً توسط سیستم‌های گرمایش ناحیه‌ای تحت سرویس بوده‌اند. البته با توجه به قانون جدید، استفاده از CHP در بیمارستان‌ها و هتل‌ها روند روبه رشدی خواهد داشت.

در بخش مسکونی، کشور آلمان قصد دارد به یک بازار قوی برای میکرو CHP های خانگی تبدیل گردد. این سامانه‌ها جهت استفاده در واحدهای مسکونی مستقل طراحی شده‌اند و معمولاً ظرفیت آنها کمتر از ۵ کیلووات الکتریکی می‌باشد. در این رابطه شرکت‌های متعددی در آن کشور جهت تولید اینگونه میکرو CHP ها فعالیت می‌نمایند. در حال حاضر چندین هزار واحد از CHP های خانگی نصب و مورد بهره‌برداری قرار گرفته است.

با توجه به حمایت‌های دولت آلمان، استفاده از واحدهای CHP با سوخت بیوگاز از سال ۲۰۰۰ به بعد از رشد چشمگیری برخوردار بوده است بطوریکه در سال ۲۰۰۷ میلادی بالغ بر ۳۷۰۰ واحد CHP از سوخت بیوگاز مصرف می نمودند که ظرفیت آنها جمعاً به ۱۲۷۱ مگاوات الکتریکی رسیده بود. منبع اصلی تأمین بیوگاز برای CHP های فوق‌الذکر بیوگاز مراکز دفن زباله، گاز فاضلاب شهری، ضایعات کشاورزی و کودهای حیوانی می‌باشد. اکثر CHP های مصرف کننده بیوگاز دارای ظرفیتی کمتر از یک مگاوات می‌باشند. درشکل ۱۶-۱۲ روند افزایش ظرفیت CHP با سوخت بیوگاز نشان داده شده است.



شکل ۱۶-۱۲: روند افزایش ظرفیت CHP با سوخت بیوگاز

دولت آلمان پیش‌بینی نموده است که تا سال ۲۰۲۰ ظرفیت CHP های مصرف کننده بیوگاز به سطح ۲۷۶۸ مگاوات الکتریکی برسد و تعداد محل نصب این واحدها حدود ۳۰۰۰۰ سایت تخمین زده شده است.

مطالعه موردی: CHP بیوگاز در منطقه کوپ‌فرزل (Kupferzell)

این واحد که نمایی از آن در شکل ۱۷-۱۲ نشان داده شده است دارای CHP میکروتوربین باظرفیت الکتریکی ۱۳۰ کیلووات می‌باشد. سوخت بیوگاز این CHP با استفاده از ضایعات صنایع غذایی و ضایعات ذرت بدست می‌آید. گرمای حاصل از گازهای احتراق خروجی میکروتوربین مستقیماً برای خشک نمودن بقایای حاصل از فرآیند تخمیر جهت تولید کودهای معدنی استفاده می‌گردد. میزان بن تشویقی تضمینی بدلیل استفاده از سوخت بیوگاز معادل ۰/۱۹۵ یورو به ازای هر کیلو وات ساعت بوده و بر این اساس دوره بازگشت سرمایه بین ۳ تا ۵ سال برآورد شده است. این واحد به ازای هر مگاوات ساعت تولید برق از انتشار ۵۰۰ تا ۱۱۶۰ کیلوگرم CO_2 جلوگیری می‌نماید.



شکل ۱۷-۱۲: CHP میکروتوربین به ظرفیت ۱۳۰کیلووات با سوخت بیوگاز

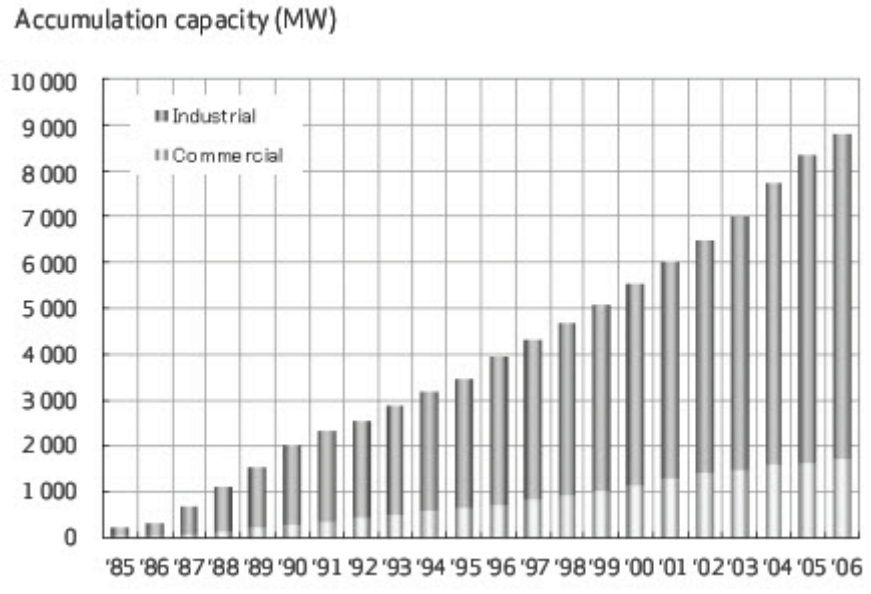
وضعیت استفاده از CHP در کشور ژاپن

کشور ژاپن به عنوان یکی از کشورهای برتر در بازدهی انرژی شناخته شده است و دولت آن کشور جهت کاهش وابستگی به واردات انرژی و نیز دسترسی به اهداف پروتکل تغییرات آب و

هوایی کیوتو برنامه گسترده‌ای را به اجراء گذاشته است. در این رابطه استفاده از CHP به عنوان یک راهکار مؤثر در دستور کار آن کشور قرار گرفته و طی دو دهه گذشته استفاده از این سامانه‌ها روبه افزایش گذاشته بگونه‌ای که در سال ۲۰۰۶ میلادی بیش از ٤ درصد تولید برق آن کشور توسط سامانه‌های CHP صورت گرفته است. لازم به ذکر است که حمایت دولت ژاپن یکی از محرکه‌های اصلی برنامه توسعه استفاده از CHP در آن کشور می‌باشد واین امر بیشتر از طریق یارانه و بخشودگی‌های مالیاتی صورت می‌گیرد. یکی از نتایج این حمایتها تأسیس شرکت‌های تخصصی و فناوری مرتبط با سامانه‌های CHP می‌باشد. از جمله برنامه‌ها و اهداف فعالیت این شرکتها توسعه CHP های خانگی از نوع موتورهای احتراق داخلی و پیل‌های سوختی می‌باشد. بعلاوه استفاده از سامانه‌های گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای (DHC) نیز در ژاپن روندی رو به رشد دارد.

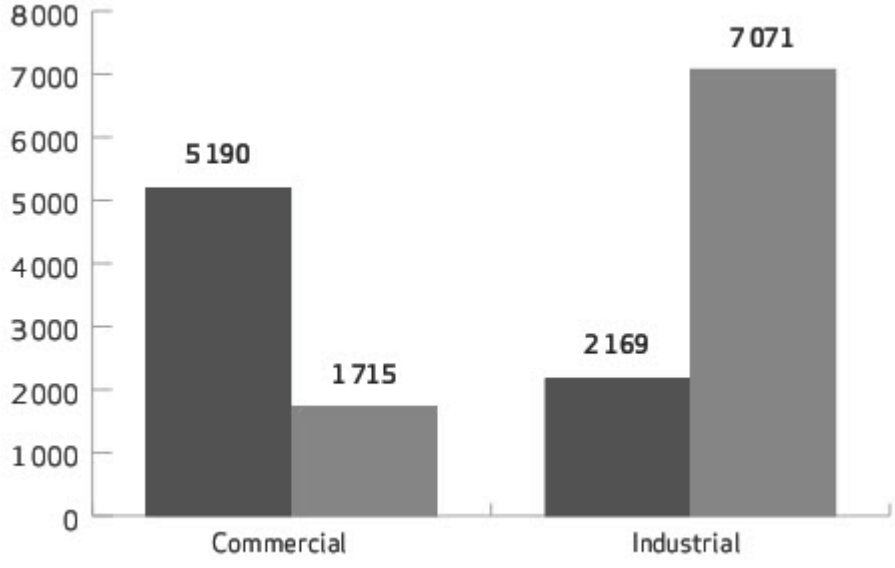
در برنامه تغییرات آب‌وهوایی و در راستای اهداف پروتکل کیوتو، ژاپن تعهد نموده است که تا سال ۲۰۱۲ میلادی تولید گازهای گلخانه‌ای خود را نسبت به سطح سال ۱۹۹۰ به میزان ٦٪ کاهش دهد. از جمله تمهیداتی که ژاپن برای رسیدن به این هدف در برنامه کاری خود قرار داده است توسعه فنّاوری‌های CHP با سوخت گازطبیعی تا ظرفیت ٤۹۸۰ مگاوات برای سال ۲۰۱۰ میلادی بوده است.

بطور کلی ژاپن بعنوان یک کشور پیشتاز در نصب واحدهای CHP شناخته شده است. روند افزایش ظرفیت نصب شده CHP در ژاپن طی سالهای ۱۹۸۵ تا ۲۰۰٦ در شکل ۱۸-۱۲ به تفکیک در بخش‌های صنعتی و تجاری نشان داده شده است. همانگونه که در این شکل دیده می‌شود ظرفیت نصب شده تا سال ۲۰۰٦ بالغ بر ۸۷۰۰ مگاوات بوده که از این مقدار ۳۷۷۰ مگاوات CHP توربین گاز، ۳۰۸۰ مگاوات CHP موتور رفت و برگشتی دیزل و ۱۹٤۰ مگاوات CHP موتور رفت و برگشتی گازسوز بوده است.



شکل ۱۸-۱۲: روند افزایش ظرفیت نصب شده CHP در ژاپن طی ۲۰ سال

استفاده از CHP در بخش صنعت با میانگین ظرفیت ۳/۳ مگاوات سهمی در حدود ۸۰٪ را به خود اختصاص داده است. در این میان صنایع شیمیایی و صنایع ماشین‌سازی بیشترین ظرفیت نصب شده را دارا بوده و از نقطه‌نظر تعداد واحدهای CHP، صنایع غذایی مقام اول را به خود اختصاص داده است. در شکل ۱۹-۱۲ ظرفیت و تعداد واحدهای CHP در هر یک از بخشهای صنعتی و تجاری در سال ۲۰۰۶ نشان داده شده است.



شکل ۱۹-۱۲: تعداد و ظرفیت واحدهای CHP در بخش صنعتی و تجاری ژاپن در سال ۲۰۰۶

کاربرد CHP به منظور گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای (DHC) در ژاپن محدود بوده ولی روندی رو به رشد دارد. دولت ژاپن قصد دارد با توسعه شبکه‌های انرژی ناحیه‌ای[1] استفاده از گرمایش ناحیه‌ای را ترویج نماید. این برنامه در پروتکل کیوتو نیز در نظر گرفته شده است و از طریق اعطای وام‌های کم بهره و نیز پرداخت یارانه مورد حمایت دولت قرار می‌گیرد.

مطالعه موردی : سامانه CHP در تپه‌های روپونگی[2] توکیو

تپه‌های روپونگی یکی از مناطق توسعه‌یافته ناحیه روپونگی در شهر توکیو می‌باشد که در برگیرنده ساختمانهای اداری، تجاری، هتل‌ها و مجتمع‌های مسکونی می‌باشد. در این منطقه ساختمان برج

1- Area energy networks
2- Roppongi hills

موری[1] مجهز به یک واحد CHP گازسوز با تولید سه‌گانه (trigeneration) جهت تأمین برق، گرمایش و سرمایش ساختمان بوده که مشخصات آن در جدول ۹-۱۲ ارائه شده است. شرکت اداره کننده این مجتمع با همکاری شرکت گاز توکیو یک شرکت خدمات انرژی (ESCO) تحت عنوان خدمات انرژی روپونگی[2] (RES) تأسیس نموده است. این شرکت ESCO عهده‌دار توزیع انرژی الکتریکی در منطقه می‌باشد که اینکار قبلاً توسط شرکت برق توکیو[3] (TEPCO) صورت می‌گرفته است. لازم بذکر است که شبکه توزیع شرکت RES جهت پشتیبانی، همچنان به شبکه برق توکیو متصل است. شرکت گاز توکیو نیز تأمین کننده گاز مورد نیاز واحد CHP بوده، لیکن در مواقع اضطراری، CHP مذکور می‌تواند در مدت محدود از سوخت نفت سفید نیز استفاده نماید.

جدول ۹-۱۲: مشخصات CHP نصب شده در منطقه روپونگی توکیو

تجهیزات	ظرفیت نصب شده	مشخصات
۶ توربین گاز	۶×۳۶۰(kW)	قابلیت تنظیم تولید برق و گرما براساس تقاضا
یک توربین بخار تحت فشار	۵۰۰(kW)	گرمای گازهای خروجی جهت تولید بخار برای توربین بخار و نیز گرمای مورد نیاز چیلرها مورد استفاده قرار می‌گیرد.
هشت چیلر جذبی	۶×۲۵۰۰(RT) ۲×۲۰۰۰ (RT)	

مراکز تجاری در ژاپن از نظر تعداد حدود ۷۱٪ از واحدهای CHP نصب شده را به خود اختصاص داده‌اند و این تعداد حدود ۲۰٪ ظرفیت نصب شده را شامل می‌گردد. این مراکز تجاری عمدتاً بیمارستانها، خرده‌فروشها، هتل‌ها، ساختمان های تجاری و اداری و مراکز ورزشی را دربرمی‌گیرد.

1- Mori building tower
2- Roppongi Energy Service
3- Tokyo Electric Power Company

در حوزه مسکونی هر چند که ظرفیت نصب شده کوچک می‌باشد، لیکن ژاپن به عنوان کشور پیشتاز در توسعه و بکارگیری فنّاوری‌های میکرو CHP جهت استفاده در منازل مسکونی شناخته شده است. جدول ۱۰-۱۲ اطلاعات مربوط به تعداد CHP های خانگی نصب شده تا ماه مارس ۲۰۰۸ میلادی را نشان می‌دهد.

جدول ۱۰-۱۲: تعداد CHPهای خانگی نصب شده تا مارس ۲۰۰۸ ژاپن

نوع CHP	تعداد
موتور گازسوز با ظرفیت یک kW	٦٦٢٦٤
پیل سوختی نوع PEFC	۲۱۸۷
پیل سوختی نوع SOFC	۲۹

وضعیت استفاده از CHP در کشور روسیه

کشور روسیه بطور گسترده‌ای از واحدهای CHP استفاده می‌نماید. بگونه‌ای که حدود یک سوم از ظرفیت برق تولیدی آن کشور توسط CHP تأمین می‌گردد. در سال ۲۰۰۷ میلادی روسیه دارای ۷۰۰ نیروگاه برق با مجموع ۲۱۵ گیگاوات ظرفیت بود. این کشور دارای بزرگترین و قدیمی‌ترین سامانه گرایش ناحیه‌ای با بیش از یکصد سال قدمت که شامل ۵۰۰ واحد CHP و ۲۰۰.۰۰۰ کیلومتر شبکه لوله‌گذاری گرمایش ناحیه‌ای (DH) می‌باشد.

حدود ۳۰٪ از گرمای مورد نیاز در روسیه توسط واحدهای CHP تأمین می‌گردد که نیاز گرمایی بخش وسیعی از مناطق شهری را تأمین می‌نماید. علی‌رغم گستردگی کاربرد CHP در روسیه، اطلاعات قابل اعتمادی از وضعیت بازدهی این سیستم‌ها در دست نمی‌باشد. از طرف دیگر، بدلیل رقابت شدید بین تولید کنندگان غیرمتمرکز گرما، بسیاری از واحدهای CHP با ظرفیتی در محدوده ٤٠ تا ٤٥ درصد ظرفیت نامی خود کار می‌کنند.

براساس اطلاعات آژانس بین‌المللی انرژی، از سال ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۷ میلادی تولید انرژی گرمایی در روسیه کاهش قابل توجهی داشته و این امر ناشی از کاهش رشد تولید ناخالص داخلی (GDP) آن کشور می‌باشد. در طی این مدت تولید واحدهای CHP نیز در حدود ۳۰٪ کاهش داشته است. واحدهای CHP در بخش‌های اروپایی روسیه عمدتاً (حدود ۸۲٪) از سوخت گازطبیعی استفاده می‌نمایند و CHP های مستقر در بخش آسیایی و سیبری عمدتاً (۸۱ الی ۸٦٪) از سوخت زغال‌سنگ استفاده می‌نمایند.

بخش صنعتی در روسیه بیش از ۵۰٪ انرژی الکتریکی در آن کشور را مصرف می‌نماید. بیش از نیمی از ۵۰۰ واحد CHP در آن کشور در بخش صنعتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. با توجه به اینکه بخش گسترده‌ای از صنایع روسیه در نزدیکی شهرهای پرجمعیت قرار گرفته‌اند، لذا گرمای تولیدی توسط واحدهای CHP می‌توانند در شبکه گرمایش ناحیه‌ای در بخش خانگی مورد استفاده قرار گیرند.

مطالعه موردی: سامانه گرمایشی شهر مسکو

گرمای مورد نیاز شهر مسکو توسط ۱۵ واحد CHP، ۷۰ واحد گرمایش ناحیه‌ای و ۱۰۰ بویلر محلی تأمین می‌گردد. ظرفیت این سیستم گرمایشی در جدول ۱۱-۱۲ نشان داده شده است.

جدول ۱۱-۱۲: مشخصات سامانه گرمایشی شهر مسکو

نوع تجهیزات	ظرفیت گرمایی G cal/h	میزان تولید گرما	
		MG cal/h	درصد
واحدهای CHP	۳۲۲۵۰	۷۹/۹	٪۷۷
واحدهای ناحیه‌ای تولید گرما	۱۳۷۰۰	۲۲/۷	٪۲۲
بویلرهای محلی	۲۵۰	۰/٤	٪۱
جمع کل	٤٦۲۰۰	۱۰۳	٪۱۰۰

MG: میلیون گیگا

از سال ۲۰۰۰ میلادی در خصوص نوسازی سامانه‌های قدیمی و جایگزینی آنها با توربین‌های گاز و یا سایر فنّاوری‌های CHP با ظرفیت کوچکتر (کمتر از ۲۵ مگاوات) فعالیتهایی صورت گرفته است. این سامانه‌ها عمدتاً مبتنی بر فنّاوری‌های سایر کشورهای پیشرفته می‌باشد. نتیجه این اقدامات تا ماه مارس ۲۰۰۷ میلادی نصب ۱۲۰ واحد CHP جدید بوده است. استفاده از این واحدها افزایش بازدهی انرژی و استفاده بهینه از گازطبیعی را موجب گشته و میزان انتشار آلاینده‌ها نیز کاهش یافته است.

در مجموع بنظر می‌آید استفاده از واحدهای گازسوز CHP در روسیه روند رو به رشدی داشته و بازدهی تجهیزات بکار رفته بیش از ۸۰٪ گزارش شده است.

۳-۲-۱۲ بررسی وضعیت استفاده از CHP در برخی از کشورهای در حال توسعه

در این قسمت وضعیت استفاده از CHP در چند کشور در حال توسعه مورد بررسی قرار می‌گیرد:

وضعیت استفاده از CHP در کشور چین

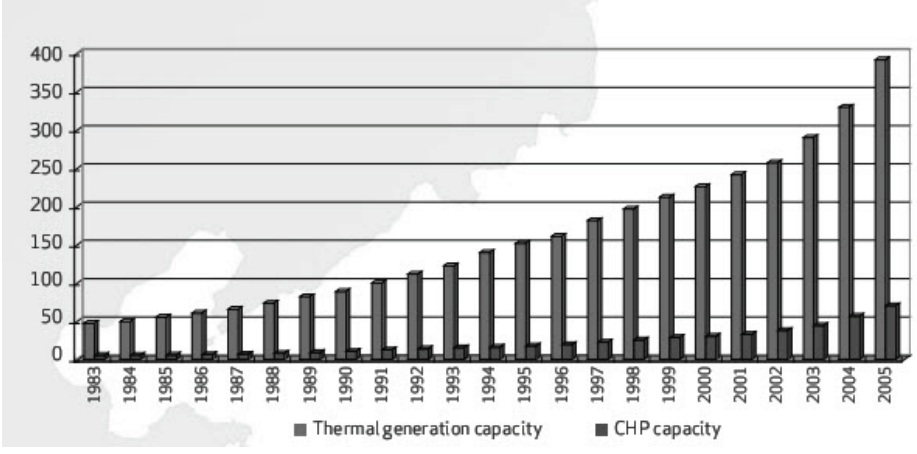
چین دومین کشور مصرف کننده انرژی و انتشار دهنده کربن در جهان می باشد. رشد اقتصادی چشمگیر کشور چین عامل اصلی افزایش مصرف انرژی و انتشار آلاینده‌ها در محیط زیست شده که از چالش‌های اصلی آن کشور در روند توسعه پایدار شناخته شده است. بدین جهت، دولت آن کشور توجه خاصی را به موضوع بازدهی انرژی و کاهش آلاینده‌ها معطوف نموده و برنامه‌های متعددی را جهت کاهش شدت انرژی به میزان ۲۰٪ طی سالهای ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۰ میلادی در دستور کار داشته است. یکی از فنّاوری‌های مهم مورد توجه چین در برنامه ارتقاء بازدهی انرژی استفاده از CHP و گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای (DHC) می‌باشد. طی دهه‌های گذشته این کشور اقدامات گسترده‌ای را در جهت بکارگیری سامانه‌های CHP انجام داده است بگونه‌ای که چین به

دومین کشور از جهت ظرفیت نصب شده CHP تبدیل گشته است. آمارهـای آژانـس بـین‌المللـی انرژی (IEA) حاکی از آن است که درسال ۲۰۰٦ ظرفیت نصب شده CHP در چین بـالغ بـر ۸۰ گیگاوات رقم خورده اسـت و ایـن میـزان ظرفیـت معـادل ۱۸٪ نیروگاههـای حرارتـی آن کشـور می‌باشد.

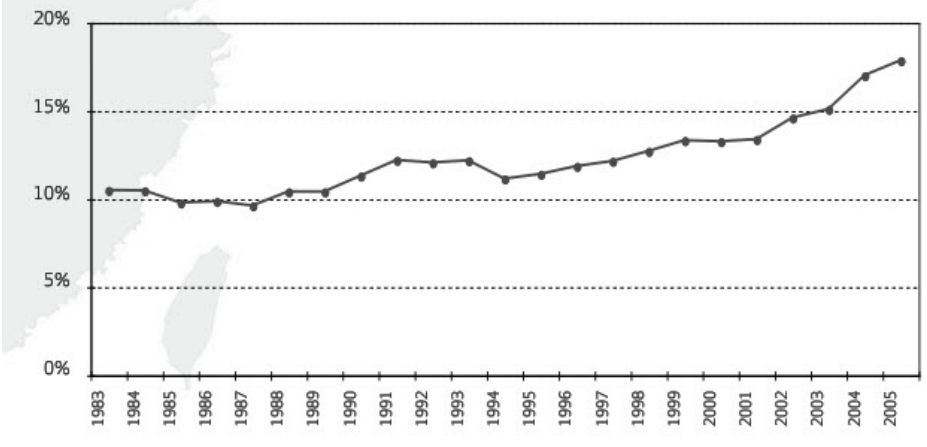
به منظور دستیابی به اهداف ارتقاء بـازدهی انـرژی و کـاهش آلاینـده‌هـا، کشـور چـین قـانون صرفه‌جـویی انـرژی[1] را ابتـدا در سـال ۱۹۹۷ تـدوین و پـس از یـک دهـه در سـال ۲۰۰۷ در آن تجدیدنظر نمود. در کنار قانون فوق‌الذکر، قوانین دیگری از جمله قانون انرژی‌هـای تجدیدپـذیر و قانون حفاظت از محیط‌زیسـت نیـز تـدوین شـد. بعـلاوه، اسـتانداردهای متعـددی نیـز در زمینـه صرفه‌جویی انرژی تدوین گشت، از جمله استاندارد بازدهی انرژی، استاندارد ساختمانها، استاندارد بازدهی لوازم برقی و نیز استاندارد مصرف انرژی برای برخی از محصولات صنعتی.

از دیدگاه چین، واحدهای CHP یک گزینه پربازده برای تأمین انرژی بوده و درعین حـال بـا محیط زیسـت سـازگاری دارد. براسـاس ایـن دیـدگاه، اسـتفاده از واحـدهای CHP در چـین در دهه‌های اخیر روندی رو به رشد داشته که اطلاعات آن در شکل‌های ۲۰-۱۲ و ۲۱-۱۲ نشـان داده شده است.

1- Energy saving law



شکل ۲۰-۱۲: مقایسه ظرفیت نیروگاههای حرارتی و CHP چین در سال‌های مختلف



شکل ۲۱-۱۲: سهم واحدهای CHP از ظرفیت نیروگاههای حرارتی چین در سال‌های مختلف

همانگونه که در این شکل‌ها ملاحظه می‌شود، ظرفیت CHP در سال ۱۹۹۰ به میزان ۱۰گیگاوات بوده و تا سال ۲۰۰۰ مقدار آن به ۳۰ گیگاوات افزایش یافته که مقدار میانگین رشد آن در حدود ۱۱/۶٪ در سال بوده است. از سال ۲۰۰۱ تا سال ۲۰۰۵ روند افزایش ظرفیت با میانگین ۱۸/۵٪ به

میزان ۷۰ گیگاوات رسیده است. طی این مدت سهم CHP در مقایسه با نیروگاههای حرارتی از ۱۱/۳٪ در سال ۱۹۹۰ به ۱۷/۸٪ در سال ۲۰۰۵ افزایش یافته است.

تعداد واحدهای CHP در چین در سال ۲۰۰۶ بیش از ۲۶۰۰ واحد بوده که مجموع ظرفیت آنها بالغ بر ۸۰ گیگاوات گزارش شده است. میزان گرمای تولید شده از این واحدهای CHP در سال ۲۰۰۶ در حدود ۲۳۰۰ پتاژول (pj) برآورد گردیده است. براساس مطالعات صورت گرفته توسط آژانس ملی توسعه و تحول چین، استفاده از CHP به جای تولید جداگانه برق و گرما صرفه‌جویی انرژی معادل ۶۷ میلیون تن زغال‌سنگ را موجب گشته است.

مطالعه موردی: پروژه CHP ساختمان شرکت گاز پکن

در سال ۲۰۰۴ شرکت گاز پکن اولین پایلوت پروژه DHC (CCHP)[1] در یک ساختمان اداری با زیربنای ۳۲۰۰۰ مترمربع را به اجراء گذاشت. این سامانه CHP علاوه بر انرژی الکتریکی، گرمایش و سرمایش مورد نیاز ساختمان را نیز تأمین می‌نماید. بار الکتریکی ساختمان مذکور در محدوده ۴۰۰ تا ۸۰۰ کیلووات، بار سرمایشی در تابستان در محدوده ۵۰۰ تا ۳۰۰۰ کیلووات و بار گرمایشی در زمستان معادل ۵۵۰ تا ۲۷۰۰ کیلووات می‌باشد. سامانه مذکور متشکل از ۲ موتور گازسوز ((۱×۷۲۵ (kW)+۱×۴۸۰(kW)) برای تولید برق و چیلرهای جذبی ((۱×۲۳۲۶(kW)+۱×۱۱۶۳(kW)) برای استفاده از گرمای تلف شده موتورها می‌باشد که قادر است آب خنک در محدوده دمای ۷ تا ۱۲ درجه سانتی‌گراد در تابستان و آب‌گرم در محدوده ۵۰ تا ۶۰ درجه سانتی‌گراد برای زمستان تولید نماید.

یکی از موانع گسترش استفاده از CHP در چین قیمت‌های برق و انرژی گرمایی می‌باشد و لذا تحولات در سیاست قیمت‌گذاری حامل‌های انرژی یکی از اولویت‌ها در آن کشور شناخته شده

1- Cooling CHP

است. بعلاوه، موضوع تحولات و تغییر ساختار بخش انرژی در سطوح مختلف نیز از جمله موارد مورد نیاز برای توسعه استفاده از CHP در آن کشور می‌باشد.

وضعیت استفاده از CHP در کشور هند

هند نیز از جمله کشورهای در حال توسعه است که در دهه گذشته دارای رشد اقتصادی قابل ملاحظه ای بوده و این خود عاملی برای رشد مصرف انرژی و تولید گازهای گلخانه‌ای در آن کشور شده است. تولید انرژی پاک و الکتریسیته از جمله ملاحظات جدی دولت هند، بخش صنعتی، تجاری و مسکونی آن کشور می‌باشد. یکی از استراتژی‌های دولت هند در تأمین انرژی مورد نیاز آن کشور کاهش شدت انرژی به میزان ۲۵٪ نسبت به وضعیت فعلی می‌باشد. از جمله راهکارهای دستیابی به این هدف استفاده از CHP و سرمایش ناحیه‌ای[1] (DC) در آن کشور شناخته شده است.

براساس گزارش، آژانس بین‌المللی انرژی اطلاعات مربوط به CHP در هند چندان در دست نمی‌باشد. لیکن ظرفیت تخمین‌زده شده توسط IEA بالغ بر ۱۰ گیگاوات و تعداد آنها بالغ بر ۷۰۰ واحد برآورده شده است. این مقدار معادل ۵٪ ظرفیت تولید برق آن کشور محسوب می‌گردد. در حال حاضر استفاده از گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای در هند هنوز رایج نمی‌باشد.

مطالعه موردی: استفاده از CHP در پارک فناوری بین‌المللی در بنگلور

این پارک فناوری که با همکاری پارک فناوری اطلاعات سنگاپور تأسیس شده است، یک مجتمع بزرگ متشکل از ساختمانهای اداری، مسکونی و تأسیسات رفاهی برای پشتیبانی از ۱۳۰ شرکت مستقر در آن با ۲۰۰۰۰ نفر کارمند می‌باشد. حداکثر دیماند الکتریکی این پارک ۵۷ مگاوات بوده و

1- District Cooling

بازدهی انرژی سامانه آن ٦٧٪ گزارش شده است.

سرمایش و گرمایش مورد نیاز این پارک فناوری از بازیافت گرمای تلف شده ژنراتورها تـأمین می‌گردد. شکل ۲۲-۱۲ نمایی از این پارک فناوری را نشان می‌دهد.



شکل ۲۲-۱۲: استفاده از CHP در پارک فناوری بنگلور

طبق مطالعات صورت گرفته توسط مرکز تحقیقات نیروی هند، پتانسیل استفاده از CHP در برخی از صنایع هند به شرح جدول ۱۲-۱۲ می‌باشد.

جدول ۱۲-۱۲: پتانسیل استفاده از CHP در برخی از صنایع هند

صنعت	پتانسیل (MW)
آلومینا	۵۹
سودا	۳۹٤
سیمان	۷۸
نساجی نخ	۵۰٦
آهن و فولاد	۳٦۲
فیبر مصنوعی	۱٤٤
کاغذ	۵۹٤
پالایشگاهها	۲۳۲
شکر	۵۱۳۱
اسیدسولفوریک	۷٤
جمع	۷۵۷٤

وضعیت استفاده از CHP در کشور کره

کره از جمله کشورهایی است که سعی نموده در کنار رشد قیمت‌های انرژی و محدودیت‌های زیست‌محیطی رشد اقتصادی خود را حفظ نماید. بدین جهت دولت آن کشور با همکاری جدی با مراکز تحقیقاتی و شرکت‌های خصوصی نسبت به توسعه فنّاوری‌های جدید انرژی در تلاش است. تولید همزمان برق و گرما یکی از زمینه‌های مطرح در سیاست انرژی کشور کره به شمار رفته و در این میان توسعه کاربرد سامانه‌های گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای DHC بطور خاص در دستور کار قرار دارد. از جمله حمایتهای دولت در توسعه CHP مشوق‌های مالیاتی می‌باشد.

از ویژگیهای کشور کره وابستگی شدید به میزان ۹٦/٦٪ به منابع انرژی خارجی می‌باشد. پیش‌بینی شده است که رشد تقاضای انرژی آن کشور تا سال ۲۰۲۰ دارای میانگین سالانه‌ای در حدود ۲/۷٪ باشد. این در حالی است که رشد تقاضای برق در حدود ۲/۵٪ در سال بوده و عمده تقاضا از ناحیه مصرف کنندگان خانگی و تجاری خواهد بود. از این رو، فنّاوری‌های

CHP/DHC می‌توانند نقش عمده ای داشته باشند. در حال حاضر CHP از سهمی در حدود ۸٪ برخوردار می‌باشد که عمدتاً به صورت DHC می‌باشد. دولت کره در نظر دارد در پاسخ به افزایش تقاضا علاوه بر افزایش سهم تولید برق هسته‌ای، تأمین گازطبیعی مایع شده[1] (LNG) را جهت استفاده در نیروگاههای حرارتی و نیز استفاده از آن توسط واحدهای CHP را افزایش دهد.

براساس آخرین اطلاعات گردآوری شده توسط IEA، ظرفیت CHP کشور کره تا سال ۲۰۰۷ بیش از ۵۸۰۰ مگاوات برآورد گردیده است که سهمی در حدود ۸/۳٪ از کل ظرفیت تولید برق را دارا می‌باشد که اکثراً گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای را تأمین می‌نماید. جدول ۱۳-۱۲ ظرفیت CHP در بخش‌های مختلف مصرف را نشان می‌دهد.

جدول ۱۳-۱۲: ظرفیت CHP در بخش‌های مختلف مصرف کشور کره

بخش مصرف	تعداد سایت‌ها	ظرفیت (MW)	میزان تولید (GWh)
CHP/DHC (شرکت برق)	۳	۲۱۸۸	–
CHP/DHC (واحدهای خاص)	۱۳	۱۸۴۷	٤۷۹۸
CHP صنعتی	۲۰	۱٦٤۱	۷۱۱٦
CHP تجاری	۱۵۳	۱۷۲	–
جمع	۱۸۹	۵۸٤۸	۱۱۹۱٤

صنایع پتروشیمی و فلزی کره، پتانسیل مناسبی برای کاربرد CHP را دارا می‌باشند. بسیاری از کارخانجات نسبت به نصب CHP اقدام نموده‌اند و مجموع ظرفیت نصب شده در سال ۲۰۰۷ در حدود ۱٦٤۰ مگاوات گزارش شده است. با توجه به تعرفه‌های هموار و قیمت بالای گاز، صنایع ترجیح می‌دهند به جای CHP از برق شبکه استفاده نمایند و گرمای مورد نیاز خود را از طریق بویلر تأمین کنند.

1- Liquified Natural Gas

مطالعه موردی: سامانه CHP/DHC شهر جدید پاجو

سامانه CHP/DHC شهر جدید پاجو[1] در نزدیکی شهر سئول در سال ۲۰۰۷ به بهره‌برداری رسید. این واحد برق و گرمای مورد نیاز ۵۹۰۰۰ واحد مسکونی در منطقه را تأمین می‌نماید. جهت پشتیبانی، شبکه DHC این شهر به شبکه اصلی DHC شهر سئول متصل شده است.

مشخصات فنی این سامانه در جدول ۱۴-۱۲ و نمایی از این سامانه در شکل ۲۳-۱۲ نشان داده شده است.

جدول ۱۴-۱۲: مشخصات فنی سامانه CHP شهر پاجو در کره

موضوع	مشخصات
ظرفیت الکتریکی	۵۱۵ مگاوات
ظرفیت گرمایی	۳۹۶ گیگا کالری در ساعت
میزان تخمینی سوخت صرفه‌جویی شده	۱/۲۵ میلیون تن نفت
میزان تخمین کاهش CO_2	۵/۶ میلیون تن در سال



شکل ۲۳-۱۲: نمایی از سامانه CHP/DHC شهر پاجو در کره

1 Paju new town

در بخش تجاری و خانگی کره میزان ظرفیت CHP های نصب شده تا سال ۲۰۰۷ در حدود ۱۷۲ مگاوات رقم خورده است. پتانسیل کاربرد CHP در ساختمانهای تجاری و اداری (واحدهای کمتر از ۱ مگاوات) محدود می‌باشد، این امر بدلیل آن است که این ساختمانها اغلب تحت سرویس DHC قرار دارند. برخی از ساختمانهای تجاری که در خارج از محدوده سرویس شبکه DHC واقع شده‌اند بدلیل افزایش صورتحساب سوخت مصرفی، نسبت به کاربرد CHP علاقمند شده‌اند.

استفاده از بیوگاز مراکز دفن زباله به عنوان سوخت مصرفی واحدهای CHP در کره رایج می‌باشد. در شکل ٢٤-١٢ سامانه CHP با سوخت بیوگاز مرکز دفن زباله شهر سئول نشان داده شده است.



شکل ٢٤-١٢: سامانه CHP مرکز دفن زباله شهر سئول

مرکز دفن زباله شهر سئول هر ساعت به میزان ٤٥٠٠٠ مترمکعب بیوگاز تولید می‌نماید. این مقدار بیوگاز سوخت مورد نیاز سامانه CHP که متشکل از ۵ موتور گازسوز با ظرفیت ۱/۳ مگاوات، ۳ موتور گازسوز با ظرفیت ۱/۱ مگاوات و یک موتور گازسوز ۳۷۰ کیلوواتی می‌باشد را تأمین می‌نماید. برق و گرمای تولیدی توسط این سامانه ساختمانهای اطراف را تغذیه نموده و برق مازاد

نیز به شبکه سراسری برق فروخته می‌شود.

توسعه فنّاوری‌های میکرو CHP ها و پیل‌های سوختی از دیگر سیاست‌های دولت کره می‌باشد. در این رابطه توسعه CHP پیل سوختی با ظرفیت ۲۵۰ کیلووات برای ساختمانهای تجاری و توسعه میکرو CHP پیل سوختی با ظرفیت ۳ کیلووات برای ساختمانهای مسکونی در دستور کار قرار گرفته و پیش‌بینی شده است تا سال ۲۰۱۲ مورد آزمایش قرار گیرد.

مراجع

1- *"Combined Heat and Power, Evaluating theBenefits of Greater Global Investment",* International Energy Agency.

2- *"The Micro-CHP Technologies Roadmap",* U.S. Department of Energy, December 2003.

3- L.M. Chamra, and P.J. Mago, *"Micro-CHP Power Generation for Residential and Samll Commercial Buildings",* Nova Science Publishers Inc., 2009.

4- P. LeMar, *"Integrated Energy Systems (IES) for Buildings: A Market Assessment"*, Oak Ridge National Laboratory, September 2002.

5- *"Cogeneration as the Foundation of Europe's 2050 Low Carbon Energy Policy"*, Cogen Europe Report, December 2010.

6- H. Aki, *"The Penetration of Micro CHP in Residential Dwellings in Japan",* IEEE 2007.

7- *"Combined Heat and Power Generation: A Pillar of Germany's Integrated Energy and Climate Program"*, Deutsche Bank Research, May 2008.

8- *"The International CHP/DHC Collaborative: Advancing Near-Term Low Carbon Technologies"*, CHP/DHC Country Scorecard, International Energy Agency (IEA).

پیوست «الف»

داده‌های مورد نیاز برای مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱

همانگونه که ذکر شد، هدف اصلی مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ برآورد اولیه ظرفیت سامانه CHP براساس تخمین بارهای مورد نیاز الکتریکی و گرمایی در سایت موردنظر می‌باشد. با توجه به ملاحظات کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری در این مرحله ابتدائی از توسعه پروژه، معمولاً تخمین بارها از طریق تحلیل صورت حسابهای برق وگاز و اطلاعات قابل دسترس سایت صورت می‌گیرد. با استفاده از منحنی تخمینی بارهای الکتریکی و گرمایی و نیز چگونگی همبستگی بین نیازهای الکتریکی و گرمایی سایت می‌توان قابلیت کاربرد انواع مختلف فناوری‌های محرکه اولیه CHP را مورد بررسی قرار دارد.

معمولاً تحلیل اقتصادی در مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ براساس روش تحلیل دوره برگشت ساده سرمایه که در فصل نهم به آن اشاره گردید صورت می‌پذیرد. در این تحلیل، اطلاعات مربوط به مقادیر تخمینی خرید برق از شبکه و گرمای مورد نیاز و نیز مقادیر جایگزین شونده توسط CHP به همراه هزینه‌های مربوطه، هزینه تأمین سوخت مورد نیاز CHP، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از CHP و غیره مورد استفاده قرار می‌گیرد.

به‌طور کلی اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱ را می‌توان در هفت بخش به شرح جدول الف-۱ دسته‌بندی نمود.

جدول الف-۱: دسته‌بندی اطلاعات مورد نیاز برای مطالعات امکان‌سنجی فاز ۱

ردیف	انواع اطلاعات	توضیح
۱	اطلاعات ارتباطی	اطلاعات مربوط به آدرس و اشخاص رابط در سایت
۲	اطلاعات سایت	اطلاعات اولیه مربوط به سایت شامل نوع فعالیت، ساعات و روزهای کار، ملاحظات خاص و محدودیت‌ها
۳	اطلاعات مصرف برق	اطلاعات مربوط به تأسیسات برق، میزان مصرف، الگوهای اوج و میانگین مصرف روزانه، ماهانه و فصلی
٤	اطلاعات مصرف سوخت	اطلاعات مربوط به سوخت مصرفی توسط بویلرها و کوره‌ها شامل نوع، هزینه و الگوی مصرف
٥	اطلاعات بارهای گرمایی	اطلاعات مربوط به بارهای گرمایی شامل نوع (بخار، آب‌گرم، گرمای مجدد)، شرایط (دما و فشار)، الگوی مصرف
٦	اطلاعات تجهیزات موجود	اطلاعات مربوط به تجهیزات گرمایشی و سرمایشی شامل نوع، ظرفیت، بازدهی و میزان آلایندگی
۷	اطلاعات جانبی	سایر اطلاعات خاص سایت مثل برنامه‌های توسعه، شرایط همسایگان سایت که ممکن است برطراحی و بهره‌برداری از CHP تأثیرگذار باشند.

در ادامه جزئیات هریک از اطلاعات فوق‌الذکر در قالب کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مربوطه ارائه شده است.

۱- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات ارتباطی

نام سایت:	
نام شخص رابط:	
مسئولیت:	
آدرس:	
تلفن:	
فاکس:	
پست الکترونیکی:	

۲- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات سایت

اطلاعات مورد نیاز:

توصیف ماهیت سایت: خلاصه از نوع فعالیت کاربری سایت (مثلاً: بیمارستان، ظرفیت، بارهای کلی موردنیاز و غیره)	
موقعیت سایت: (در صورت متفاوت بودن، با آدرس ارتباطی)	
اطلاعات بهره‌برداری: ساعات کار روزانه: روزهای کاری هفته: هفته‌های کاری در سال:	
هرگونه ملاحظات خاص فصلی مثل تعطیلی فصلی، فعالیت‌های خاص فصلی و غیره (در صورت وجود)	
هرگونه ملاحظات خاص سایت (مثل فضا، محدودیت‌های کاربری، محدودیت‌های سروصدا و غیره)	

اطلاعات اضافی (انتخابی):

ارتفاع از سطح دریا	
دمای طراحی در تابستان	
دمای طراحی در زمستان	

۳- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مصرف برق

اطلاعات تأمین‌کننده برق:

نام شرکت تأمین‌کننده برق:

سطح ولتاژ تغذیه:

تعرفه‌ها و نرخ‌های اعمالی:

آدرس شرکت برق:

تلفن:

اطلاعات مورد نیاز:

میزان مصرف سالانه (kWh):

هزینه سالیانه (ریال):

پیک بار (kW):

میانگین بار (kW):

کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مصرف برق (ادامه)

اطلاعات الگوی مصرف برق:

دوره	میانگین دیماند الکتریکی (kW)	پیک دیماند الکتریکی (kW)	مصرف برق (kWh)
سالانه			
تابستان			
زمستان			
فروردین			
اردیبهشت			
خرداد			
تیر			
مرداد			
شهریور			
مهر			
آبان			
آذر			
دی			
بهمن			
اسفند			

آیا صورت‌حساب‌های برق در ۱۲ ماه گذشته موجود است؟ در صورت وجود به کاربرگ پیوست شود و یا چگونگی دسترسی به آنها توضیح داده شود

آیا امکان دسترسی به اطلاعات مصرف برق از طریق اینترنت میسر است؟ در صورت جواب مثبت آدرس و URL و کلمه عبور داده شود.

کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مصرف برق (ادامه)

اطلاعات اضافی (انتخابی)

ولتاژ ترانسفورماتور تغذیه (kV):	
تعداد فیدرها:	
تعداد کنتورهای برق:	
وضعیت کیفیت برق (از نظر ولتاژ، فرکانس)	
وضعیت خاموشی‌های اجباری بدلیل نوسانات برق (تعداد درسال و عواقب ناشی از آن)	
وضعیت خاموشی‌های طولانی مدت (تعداد درسال، میانگین مدت خاموشی و عواقب ناشی ازآن)	
وضعیت ژنراتورهای اضطراری در سایت (ظرفیت، نوع سوخت و عمر)	
ضریب بار سایت	

٤- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مصرف سوخت

اطلاعات مورد نیاز:

سوخت اصلی

نوع سوخت(گاز، نفت و غیره):	
نام شرکت تأمین‌کننده سوخت:	
تعرفه‌ها و نرخ‌های اعمالی:	
آدرس شرکت تأمین‌کننده سوخت:	
تلفن:	
آیا تحت قرارداد مشخصی سوخت خریداری می‌شود:	
قیمت فعلی سوخت:	
میزان مصرف سالانه:	
هزینه سالانه سوخت:	
فشار تغذیه گاز:	
آیا صورتحساب سوخت برای ۱۲ ماه گذشته موجود است؟ در صورت وجود پیوست شود و یا چگونگی دسترسی به آنها توضیح داده شود:	

کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات مصرف سوخت (ادامه)

در صورت عدم وجود صورتحساب سوخت تخمینی از مصرف سوخت ماهانه ارائه شود:

میزان مصرف سوخت ماهانه			
فروردین		مهر	
اردیبهشت		آبان	
خرداد		آذر	
تیر		دی	
مرداد		بهمن	
شهریور		اسفند	

سوخت‌های جایگزین

میزان مصرف سایر سوختها:

زغال سنگ، گاز طبیعی، نفت سبک، نفت سنگین، سایر

نوع سوخت	مصرف سالانه	واحد

جزئیات مصرف سوخت:

ریزمصارف سالیانه سوخت:

بخار مصرفی فرآیند (٪)

گرمایش مستقیم فرآیند (٪)

گرمایش فضا و آب‌گرم فرآیند(٪)

آب‌گرم مصرفی (٪)

سایر (٪)

۵- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات بارهای گرمایی:

اطلاعات موردنیاز:

تشریح بارهای گرمایی عمده در سایت: (مثل آب‌گرم، بخار فرآیند، استرلیزه نمودن، گرمایش فضا و غیره)	
حداکثر بخار موردنیاز (کیلوگرم در ساعت):	
میانگین بخار موردنیاز (کیلوگرم درساعت):	
دما و فشار بخارمورد نیاز	°C / bar
حداکثر آب گرم موردنیاز (لیتر در ساعت)	
میانگین آب گرم موردنیاز (لیتر درساعت)	
دمای آب مورد نیاز (°C)	
حداکثر بار سرمایشی موردنیاز (تن)	

کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات بارهای گرمایی (ادامه)

الگوی مصرف بارهای گرمایی

میانگین بار	آب گرم (لیتر در ساعت)	بخار (کیلوگرم در ساعت)	آب سرد (تن در روز)
فروردین			
اردیبهشت			
خرداد			
تیر			
مرداد			
شهریور			
مهر			
آبان			
آذر			
دی			
بهمن			
اسفند			

حداکثر بار	آب گرم (لیتر در ساعت)	بخار (کیلوگرم در ساعت)	آب سرد (تن در روز)
فروردین			
اردیبهشت			
خرداد			
تیر			
مرداد			
شهریور			
مهر			
آبان			
آذر			
دی			
بهمن			
اسفند			

آیا بارهای گرمایی به‌طورکلی بارهای الکتریکی را دنبال می‌کنند:
(مثلاً زیاد و کم شدن آنها یکسان است)

٦- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات تجهیزات موجود

اطلاعات مورد نیاز:

تجهیزات گرمایشی

ظرفیت و نوع تجهیزات گرمایشی را مشخص کنید: (مثلاً آب گرم‌کن، کوره فرآیندی، گرم‌کن روغن، بویلر بخار و غیره)

نوع تجهیز	ظرفیت	واحد ظرفیت (مثلاً لیتردرساعت)	بازدهی (٪)	نوع سوخت

مقدار بخار تقطیری (کاندنسیت) برگشتی به بویلر (٪):

دمای کاندنسیت برگشتی (°C)

تجهیزات سرمایشی

آیا شبکه توزیع آب سرد در سایت وجود دارد:

ظرفیت و نوع تجهیزات سرمایشی را مشخص کنید:

نوع تجهیز	ظرفیت سرمایشی در هر یک از تجهیزات (تن)	واحد ظرفیت (مثلاً لیتر در سایت)	عمر (سال)

۷- کاربرگ جمع‌آوری اطلاعات جانبی

هر یک از موارد زیر رابه اختصار توضیح دهید:

ملاحظات مربوط به همسایگان: (میزان نویز و غیره)	
ملاحظات مربوط به انتشار آلایندگی:	
برنامه جابجایی تجهیزات:	
برنامه توسعه:	
پیش‌بینی قسمت‌های برق و سوخت در آینده:	
محدودیت‌های فضا و سایر قیود در سایت:	
سایر اطلاعات:	

پیوست «ب»

تبدیل واحدها

جدول ب۱: تبدیل واحدهای اندازه‌گیری طول

	اینچ	فوت	یارد	مایل	میلی‌متر	سانتی‌متر	متر	کیلومتر
اینچ	۱	۱۲	۳۶	۶۳/۳۶ $\times 10^{3}$	۳/۹۳۷ $\times 10^{-2}$	۰/۳۹۳۷	۳۹/۳۷	۳/۹۳۷ $\times 10^{4}$
فوت	۰/۰۸۳۳۳	۱	۳	۵/۲۸۰	۳/۲۸۱ $\times 10^{-3}$	۳/۲۸۱ $\times 10^{-2}$	۳/۲۸۱	۳۲۸۱
یارد	۰/۰۲۷۷۸	۰/۳۳۳۳	۱	۱/۷۶۰	۱/۰۹۴ $\times 10^{-3}$	۱/۰۹۴ $\times 10^{-2}$	۱/۰۹۴	۱۰۹۴
مایل	۱/۵۷۸ $\times 10^{-5}$	۱/۸۹۴ $\times 10^{-4}$	۵/۶۸۲ $\times 10^{-4}$	۱	۶/۲۱۴ $\times 10^{-7}$	۶/۲۱۴ $\times 10^{-6}$	۶/۲۱۴ $\times 10^{-4}$	۰/۶۲۱۴
میلی‌متر	۲۵/۴۰	۳۰۴/۸	۹۱۴/۴	۱/۶۰۹ $\times 10^{6}$	۱	۱۰	۱۰۰۰	۱/۰۰ $\times 10^{6}$
سانتی‌متر	۲/۵۴۰	۳۰/۴۸	۹۱/۴۴	۱/۶۰۹ $\times 10^{5}$	۰/۱	۱	۱۰۰	۱/۰۰ $\times 10^{5}$
متر	۰/۰۲۵۴	۰/۳۰۴۸	۰/۹۱۴۴	۱۶۰۹	۱/۰۰ $\times 10^{-3}$	۰/۰۱	۱	۱۰۰۰
کیلومتر	۲/۵۴۰ $\times 10^{-5}$	۳/۰۴۸ $\times 10^{-4}$	۹/۱۴۴ $\times 10^{-4}$	۱/۶۰۹	۱/۰۰ $\times 10^{-6}$	۱/۰۰ $\times 10^{-5}$	۰/۰۰۱	۱

جدول ب۲: تبدیل واحدهای اندازه‌گیری سطح

	اینچ مربع	فوت مربع	یارد مربع	آکر	سانتی‌متر مربع	متر مربع	کیلومتر مربع
اینچ مربع	۱	۱۴۴	۱/۲۹۶	۶/۲۷۳ ×۱۰^۶	۰/۱۵۵۰	۱۵۵۰	۱/۵۵۰ ×۱۰^۹
فوت مربع	۶/۹۴۴ ×۱۰^-۳	۱	۹	۴/۳۵۶ ×۱۰^۴	۱/۰۷۶ ×۱۰^-۳	۱۰/۷۶	۱/۰۷۶ ×۱۰^۷
یارد مربع	۷/۷۱۶ ×۱۰^-۴	۰/۱۱۱۱	۱	۴۸۴۰	۱/۱۹۶ ×۱۰^-۴	۱/۱۹۶	۱/۱۹۶ ×۱۰^۶
آکر	۱/۵۹۴ ×۱۰^-۷	۲/۲۹۶ ×۱۰^-۵	۲/۰۶۶ ×۱۰^-۴	۱	۲/۴۷۱ ×۱۰^-۸	۲/۴۷۱ ×۱۰^-۴	۲۴۷/۱
مایل مربع	۲/۴۹۱ ×۱۰^-۱۰	۳/۵۸۷ ×۱۰^-۸	۳/۲۲۸ ×۱۰^-۷	۱/۵۶۳ ×۱۰^-۳	۳/۸۶۱ ×۱۰^-۱۱	۳/۸۶۱ ×۱۰^-۷	۰/۳۸۶۱
سانتی‌مترمربع	۶/۴۵۲	۹۲۹	۸۳۶۱	۴/۰۴۷ ×۱۰^۷	۱	۱/۰۰ ×۱۰^۴	۱/۰۰ ×۱۰^۱۰
مترمربع	۶/۴۵۲ ×۱۰^-۴	۰/۰۹۲۹۰	۰/۸۳۶۱	۴۰۴۷	۱/۰۰ ×۱۰^-۴	۱	۱/۰۰ ×۱۰^۶
کیلومترمربع	۶/۴۵۲ ×۱۰^-۱۰	۹/۲۹۰ ×۱۰^-۸	۸/۳۶۱ ×۱۰^-۷	۴/۰۴۷ ×۱۰^-۳	۱/۰۰ ×۱۰^-۱۰	۱/۰۰ ×۱۰^-۶	۱

جدول ب۳ : تبدیل واحدهای اندازه‌گیری حجم

	اونس سیال	کوآرت	گالن	بشکه (نفت)	فوت مکعب	یارد مکعب	سانتی‌متر مکعب (میلیمتر)	لیتر	مترمکعب
اونس سیال	۱	۳۲	۱۲۸	۵۳۷۶	۹۵۷/۵	۲/۵۸۵ ×۱۰^۴	۳/۳۸۱ ×۱۰^-۲	۳۳/۸۲	۳/۳۸۲ ×۱۰^۴
کوآرت	۰/۰۳۱۲۵	۱	٤	۱۶۸	۲۹/۹۲	۸۰۷/۹	۱/۰۵۷ ×۱۰^-۳	۱/۰۵۷	۱۰۵۷
گالن	۷/۸۱۳ ×۱۰^-۳	۰/۲۵۰	۱	٤۲	۷/٤۸۱	۲۰۲	۲/٦٤۲ ×۱۰^-٤	۰/۲٦٤۲	۲٦٤/۲
بشکه (نفت)	۱/۸٦۰ ×۱۰^-٤	۵/۹۵۲ ×۱۰^-۳	۰/۰۲۳۸	۱	۰/۱۷۸۱	٤/۸۰۹	٦/۲۹۰ ×۱۰^-٦	٦/۲۹۰ ×۱۰^-۳	٦/۲۹۰
فوت مکعب	۱/۰٤٤ ×۱۰^-۳	۳/۳٤۲ ×۱۰^-۲	۰/۱۳۳٦	۵/٦۱۵	۱	۲۷	۳/۵۳۲ ×۱۰^-۵	۳/۵۳۲ ×۱۰^-۲	۳۵/۳۲
یاردمکعب	۳/۳٦۸ ×۱۰^-۵	۱/۲۳۸ ×۱۰^-۳	٤/۹۵۱ ×۱۰^-۳	۰/۲۰۷۹	۳/۷۰٤ ×۱۰^-۲	۱	۱/۳۰۸ ×۱۰^-٦	۱/۳۰۸ ×۱۰^-۳	۱/۳۰۸
سانتی‌متر مکعب (میلی‌متر)	۲۹/۵۷	۹٤٦/٤	۳۷۸۵	۱/۵۹۰ ×۱۰^۵	۲/۸۳۲ ×۱۰^٤	۷/٦٤٦ ×۱۰^۵	۱	۱۰۰۰	۱/۰۰ ×۱۰^٦
لیتر	۲/۹۵۷ ×۱۰^-۲	۰/۹٤٦٤	۳/۷۸۵	۱۵۹/۰	۲۸/۳۲	۷٦٤/٦	۱/۰۰ ×۱۰^-۳	۱	۱۰۰۰
مترمکعب	۲/۹۵۷ ×۱۰^-۵	۹/٤٦٤ ×۱۰^-٤	۳/۷۸۵ ×۱۰^-۳	۰/۱۵۹۰	۲/۸۳۲ ×۱۰^-۲	۰/۷٦٤٦	۱/۰۰ ×۱۰^-٦	۱/۰۰ ×۱۰^-۳	۱

جدول ب٤: تبدیل واحدهای اندازه‌گیری جرم

	پوند	تن (کوچک)	تن (بزرگ)	گرم	کیلوگرم	تن (متریک)
پوند	۱	۲۰۰۰	۲۲٤۰	۲/۲۰۵ ×۱۰$^{-۳}$	۲/۲۰۵	۲۲۰۵
تن (کوچک)	۵/۰۰ ×۱۰$^{-٤}$	۱	۱/۱۲	۱/۱۰۲ ×۱۰$^{-٦}$	۱/۱۰۲ ×۱۰$^{-۳}$	۱/۱۰۲
تن (بزرگ)	٤/٤٦٤ ×۱۰$^{-٤}$	۰/۸۹۲۹	۱	۹/۸٤۲ ×۱۰$^{-۷}$	۹/۸٤۲ ×۱۰$^{-٤}$	۰/۹۸٤۲
گرم	٤۵۳/٦	۹/۰۷۲ ×۱۰^{۵}	۱/۰۱٦ ×۱۰^{٦}	۱	۱۰۰۰	۱/۰۰ ×۱۰^{٦}
کیلوگرم	۰/٤۵۳٦	۹۰۷/۰۲	۱۰۱٦	۱/۰۰ ×۱۰$^{-۳}$	۱	۱۰۰۰
تن (متریک)	٤/۵۳٦ ×۱۰$^{-٤}$	۰/۹۰۷۲	۱/۰۱٦	۱/۰۰ ×۱۰$^{-٦}$	۰/۰۰۱	۱

جدول ب۵: تبدیل واحدهای اندازه‌گیری نیرو

	نیوتن	گرم (نیرو)	کیلوگرم (نیرو)	پوند (نیرو)
نیوتن	۱	$۹/۸۰۷\times۱۰^{-۳}$	۹/۸۰۷	٤/٤٤٨
گرم (نیرو)	۱۰۲	۱	۱۰۰۰	٤٥٣/٦
کیلوگرم (نیرو)	۰/۱۰۲	۰/۰۰۱	۱	۰/٤٥٣٦
پوند (نیرو)	۰/۲۲٤۸	$۲/۲۰۵\times۱۰^{-۳}$	۲/۲۰۵	۱

جدول ب٦ : تبدیل واحدهای فشار و یا نیروی وارده بر سطح

	آتمسفر	سانتی‌متر جیوه (در ۰°C)	اینچ جیوه (در ۰°C)	آب (در ٤°C)	فوت آب (در ٤°C)	کیلوگرم بر مترمربع	پوند بر اینچ مربع	پاسکال	بار
آتمسفر	۱	۱/۳۱٦ ×۱۰$^{-۲}$	۳/۳٤۲ ×۱۰$^{-۲}$	۲/٤٥۸ ×۱۰$^{-۳}$	۲/۹٥۰ ×۱۰$^{-۲}$	۹/٦۷۸ ×۱۰$^{-٥}$	٦/۸۰٤ ×۱۰$^{-۲}$	۹/٦۸۹ ×۱۰$^{-٦}$	۰/۹۸٦۹
سانتی‌متر جیوه (در ۰°C)	۷٦	۱	۲/٥٤	۰/۱۸٦۸	۲/۲٤۲	۷/۳٥٦ ×۱۰$^{-۳}$	٥/۱۷۱	۷/٥۰۱ ×۱۰$^{-٤}$	۷٥/۰۱
اینچ جیوه (در ۰°C)	۲۹/۹۲	۰/۳۹۳۷	۱	۷/۳٥٥ ×۱۰$^{-۲}$	۰/۸۸۲٦	۳/۸۹٦ ×۱۰$^{-۳}$	۲/۰۳٦	۲/۹٥۳ ×۱۰$^{-٤}$	۲۹/٥۳
اینچ آب (در ٤°C)	٤۰٦/۸	٥/۳٥٤	۱۳/٦	۱	۱۲	۳/۹۳۷ ×۱۰$^{-۲}$	۲۷/٦۸	٤/۰۱٥ ×۱۰$^{-۳}$	٤۰۱/۹
فوت آب (در ٤°C)	۳۳/۹۰	۰/٤٤٦۰	۱/۱۳۳	۸/۳۳۳ ×۱۰$^{-۲}$	۱	۳/۲۸۱ ×۱۰$^{-۳}$	۲/۳۰۷	۳/۳٤٥ ×۱۰$^{-٤}$	۳۳/٤۹
کیلوگرم بر مترمربع	۱/۰۳۳ ×۱۰^{٤}	۱۳٦	۳٤٥/۳	۲٥/٤	۳۰٤/۸	۱	۷۰۳/۱	۱/۰۱۹۷ ×۱۰$^{-۱}$	۱/۰۱۹۷ ×۱۰^{٤}
پوند بر اینچ مربع	۱٤/۰۷	۰/۱۹۳٤	۰/٤۹۱۲	۳/٦۱۳ ×۱۰$^{-۲}$	۰/٤۳۳٥	۱/٤۲۲ ×۱۰$^{-۳}$	۱	۱/٤٥۰ ×۱۰$^{-٤}$	۱٤/٥۰
پاسکال	۱/۰۱۳۲٥ ×۱۰^{٥}	۱/۳۳۳	۳۳۸۷/٤	۲٤۹	۲۹۸۹	۹/۸۰٦٦٥	٦۸۹٥	۱	۱/۰۰ ×۱۰^{٥}
بار	۱/۰۱۳	۱/۳۳۳ ×۱۰$^{-۲}$	۳/۳۸۷ ×۱۰$^{-۲}$	۲/٤۹ ×۱۰$^{-۳}$	۲/۹۸۹ ×۱۰$^{-۲}$	۹/۸۰٦٦٥ ×۱۰$^{-٥}$	٦/۸۹٥ ×۱۰$^{-۲}$	۱/۰۰ ×۱۰$^{-٥}$	۱

جدول ب۷ : تبدیل واحدهای انرژی، کار و گرما

	بی‌تی‌یو	سانتی‌متر – گرم	فوت – پوند	اسب بخار – ساعت	ژول وات – ثانیه	کیلووات ساعت	کیلوگرم متر	وات ساعت
بی‌تی‌یو	۱	۹/۲۹۷ ×۱۰$^{-۸}$	۱/۲۸۵ ×۱۰$^{-۳}$	۲۵۴۵	۹/۴۸۰ ×۱۰$^{-۴}$	۳۴۱۴	۹/۲۹۷ ×۱۰$^{-۳}$	۳/۴۱۴
سانتی‌متر – گرم	۱/۰۷۶ ×۱۰^{۷}	۱	۱/۳۸۳ ×۱۰^{۴}	۲/۷۳۷ ×۱۰^{۱۰}	۱/۰۲۰ ×۱۰^{۴}	۳/۶۷۱ ×۱۰^{۱۰}	۱۰^{۵}	۳/۶۷۱ ×۱۰^{۷}
فوت – پوند	۷۷۸	۷/۲۳۳ ×۱۰$^{-۵}$	۱	۱/۹۸ ×۱۰^{۶}	۰/۷۳۷۶	۲/۶۵۵ ×۱۰^{۶}	۷/۲۳۳	۲۶۵۵
اسب بخار – ساعت	۳/۹۲۹ ×۱۰$^{-۴}$	۳/۶۵۴ ×۱۰$^{-۱۱}$	۵/۰۵۰ ×۱۰$^{-۷}$	۱	۳/۷۲۵ ×۱۰$^{-۷}$	۱/۳۴۱	۳/۶۵۳ ×۱۰$^{-۶}$	۱/۳۴۱ ×۱۰$^{-۳}$
ژول وات – ثانیه	۱۰۵۴/۸	۹/۸۰۷ ×۱۰$^{-۵}$	۱/۳۵۶	۲/۶۸۴ ×۱۰^{۶}	۱	۳/۶ ×۱۰^{۶}	۹/۸۰۷	۳۶۰۰
کیلووات ساعت	۲/۹۳ ×۱۰$^{-۴}$	۲/۷۲۴ ×۱۰$^{-۱۱}$	۳/۷۶۶ ×۱۰$^{-۷}$	۰/۷۴۵۷	۲/۷۷۸ ×۱۰$^{-۷}$	۱	۲/۷۲۴ ×۱۰$^{-۶}$	۰/۰۰۱
کیلوگرم متر	۱۰۷/۶	۱۰$^{-۵}$	۰/۱۳۸۳	۲/۷۳۷ ×۱۰^{۵}	۰/۱۰۲۰	۳/۶۷۱ ×۱۰^{۵}	۱	۳۶۷/۱
وات ساعت	۰/۲۹۳	۲/۷۲۴ ×۱۰$^{-۸}$	۳/۷۶۶ ×۱۰$^{-۴}$	۷۴۵/۷	۲/۷۷۸ ×۱۰$^{-۴}$	۱۰۰۰	۲/۷۲۴ ×۱۰$^{-۳}$	۱

جدول ب۸ : تبدیل واحدهای توان و یا نرخ انجام کار

	بی‌تی‌یو در دقیقه	فوت – پوند در دقیقه	فوت – پوند درثانیه	اسب بخار	کیلووات	وات
بی‌تی‌یو در دقیقه	۱	$۱/۲۸۵\times۱۰^{-۳}$	$۷/۷۱۶\times۱۰^{-۲}$	٤۲/٤٤	٥٦/۹۱	$٥/٦۹۱\times۱۰^{-۲}$
فوت – پوند دردقیقه	۷۷۸	۱	٦۰	$۳/۳\times۱۰^{٤}$	$٤/٤۲٦\times۱۰^{٤}$	٤٤/۲٦
فوت – پوند درثانیه	۱۲/۹۷	$۱/٦٦۷\times۱۰^{-۲}$	۱	٥٥۰	۷۳۷/٦	۰/۷۳۷٦
اسب بخار	$۲/۳٥۷\times۱۰^{-۲}$	$۳/۰۳۰\times۱۰^{-٥}$	$۱/۸۱۸\times۱۰^{-۳}$	۱	۱/۳٤۱	$۱/۳٤۱\times۱۰^{-۳}$
کیلووات	$۱/۷٥۷\times۱۰^{-۲}$	$۲/۲٦۰\times۱۰^{-٥}$	$۱/۳٥٦\times۱۰^{-۳}$	۰/۷٤٥۷	۱	$۱۰^{-۳}$
وات	۱۷/٥۷۲٥	$۲/۲٦۰\times۱۰^{-۲}$	۱/۳٥٦	۷٤٥/۷	۱۰۰۰	۱

جدول ب۹: تبدیل واحدهای چگالی (جرمی \ حجمی)

	پوند بر فوت مکعب	پوند بر گالن (واحد آمریکا)	گرم بر سانتی‌متر مکعب	کیلوگرم بر لیتر	کیلوگرم بر مترمکعب
پوند بر فوت مکعب	۱	۷/٤×۱	٦۲/٤۳	٦۲/٤۳	٦/۲٤۳×۱۰$^{-۲}$
پوند برگالن (واحد آمریکا)	۰/۱۳۳۷	۱	۸/۳٤٥	۸/۳٤٥	۸/۳٤٥×۱۰$^{-۳}$
گرم بر سانتی‌متر مکعب	۱/٦۰۲×۱۰$^{-۲}$	۰/۱۱۹۸	۱	۱	۱/۰۰×۱۰$^{-۳}$
کیلوگرم بر لیتر	۱/٦۰۲×۱۰$^{-۲}$	۰/۱۱۹۸	۱	۱	۱/۰۰×۱۰$^{-۳}$
کیلوگرم بر مترمکعب	۱٦/۰۲	۱۱۹/۸	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱

جدول ب۱۰: تبدیل واحدهای گرمایی و پارامترهای انتقال حرارت

هدایت گرمایی:

۱ Btu/h ft F = ۱ Btu/h ft R
= ۱۲ Btu in/h ft^{۲} F
= ۱/۷۳۰۷ W/mk

محتوای گرمایی:

۱ Btu/lb = ۲/۳۲٦ kJ/kg
۱ Btu/ft^{۳} = ۰/۰۳۹۳۳۸ MJ/Nm^{۳}

شار گرمایی و یا نرخ انتقال حرارت:

۱ Btu/h ft^{۲} = ۳/۱۵٤٦ W/m^{۲}

نرخ حجمی آزادسازی گرما:

۱ Btu/h ft^{۲} = ۱۰/۳٤۹۷ W/m^{۳}

ضریب انتقال حرارت (کنداکتانس)

۱ Btu/h ft^{۲} F = ۵/٦۷۸٤ W/m^{۲}k

جدول ب۱۱: ضرایب پیشوندی

پیشوند	علامت	ضریب
ترا	T	$۱۰^{۱۲} = ۱.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰$
گیگا	G	$۱۰^{۹} = ۱.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰$
مگا	M	$۱۰^{۶} = ۱.۰۰۰.۰۰۰$
کیلو	k	$۱۰^{۳} = ۱.۰۰۰$
هکتو	h	$۱۰^{۲} = ۱۰۰$
دکا	da	$۱۰^{۱} = ۱۰$
دسی	d	$۱۰^{-۱} = ۰/۱$
سنتی	c	$۱۰^{-۲} = ۰/۰۱$
میلی	m	$۱۰^{-۳} = ۰/۰۰۱$
میکرو	μ	$۱۰^{-۶} = ۰/۰۰۰.۰۰۱$
نانو	n	$۱۰^{-۹} = ۰/۰۰۰.۰۰۰.۰۰۱$
پیکو	p	$۱۰^{-۱۲} = ۰/۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۱$
فمتو	f	$۱۰^{-۱۵} = ۰/۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۱$
آتّو	a	$۱۰^{-۱۸} = ۰/۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۱$

واژه‌نامه فارسی به انگلیسی

	آ
آب تغذیه بویلر	Boiler feedwater
	الف
احتراق تراکمی	Compression ignition
احتراق جرقه‌ای	Spark ignition
احتراق داخلی	Internal combustion
ارزش اسقاطی	Salvage value
ارزش بار از دست رفته	Value of lost load
ارزش حرارتی بالا	High heat value
ارزش حرارتی پایین	Low heat value
ارزش حرارتی خالص	Net calorific value
ارزش حرارتی ناخالص	Gross calorific value
ارزش دفتری	Book value
ارزش زمانی پول	Time value of money
ارزش فعلی خالص	Net present value
ارزیابی عملکرد	Performance evaluation
استهلاک حسابداری	Accounting depreciation
استهلاک دارایی	Depreciation of asset
استهلاک فیزیکی	Physical depreciation
استهلاک مالیاتی	Tax depreciation
اعتبارات میزان انتشار آلایندگی	Emission credits
اقتصاد ظرفیت	Economy of scale
الگوی بار	Load profile
انبساط آیزنتروپیک	Isentropic expansion
انرژی خروجی	Output energy
انرژی ورودی	Input energy
اوج بار(پیک)	Peak-load
	ب
بار پایه	Base-load
بارجزیی	Part-load
بارکامل	Full-load
بارمیانه	Intermediate load
بارهای قابل قطع	Interruptible loads
بازار خرده‌فروشی	Retail market
بازچرخش	Recycling
بازدهی	Efficiency
بازدهی استفاده از سوخت	Fuel utilization efficiency
بازدهی الکتریکی	Electrical efficiency
بازدهی انرژی	Energy efficiency
بازدهی حجمی	Volumetric efficiency
بازدهی کلی	Total efficiency
بازدهی گرمایی	Thermal efficiency

بازدهی مؤثر الکتریکی	Effective electrical efficiency
بازیافت حرارت	Heat recovery
بازیافت گرمای گازهای خروجی	Exhaust heat recovery
بدنه موتور	Engine frame
برج پیل سوختی	Fuel cell stack
برگشت‌ناپذیری	Irreversibility
بهره‌برداری جزیره‌ای	Island operation
بهره‌برداری مستقل	Isolated operation
بویلر لوله آبی	Watertube boiler
بویلر لوله آتشی	Firetube boiler
بویلرهای بستر ثابت	Fixed-bed boiler
بویلرهای بستر سیال	Fluidized-bed boiler
بویلرهای سوخت مشترک	Cofiring boilers
بیوگاز	Biogas

پ

پرشدگی خطوط شبکه	Network congestion
پروژه‌های ناسازگار	Mutualy exclusive projects
پشتیبانی شبکه	Grid support
پوشش میل لنگ	Crankcase
پوشه موتور	Engine jaket
پیل سوختی	Fuel cell

ت

تأسیسات مرکزی	Central utility
تأمین مالی از طریق اجاره به شرط تملیک	Lease financing
تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت	Bonds financing
تأمین مالی از طریق مشارکت در سرمایه	Equity financing
تأمین مالی از طریق وام	Debt financing
تأمین مالی پروژه‌ای	Project financing
تحلیل جریان وجوه نقدی	Cash flow analysis
تحلیل دوره برگشت ساده سرمایه	Simple payback analysis
تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه	Simple rate of return
تحلیل هزینه چرخه عمر	Life cycle cost analysis
تراکم	Compression
تراکم آیزنتروپیک	Isentropic compression
ترکیبات آلی فرار	Volatile organic compounds
تزریق‌کننده (سوخت)	Injector
تست عملکرد	Performance test
تست قابلیت اطمینان	Reliability test
تست کارخانه‌ای	Factory test
تست کارگاهی	Site test
تشخیص حالت جزیره‌ای	Islanding detection
تعرفه‌های زمانی	Time-of-use rates
تعویق جرقه	Retard ignition
تغییر ساختار صنعت برق	Electricity restructuring
تغییردهنده تپ تحت‌بار	Under load tap-changer
تنزیل	Discount
تنظیم موتور	Engine tuning
تنظیم ولتاژ	Voltage regulation
تنفس تحت فشار	Charged aspiration
تنفس طبیعی (موتور)	Natural aspiration
تنفس موتور(هواگیری)	Engine aspiration
توان ترمزی	Brake power
توان مخصوص	Specific power
توربین انبساطی	Expansion turbine
توربین بخار تک‌محفظه‌ای	Single-casing steam turbine
توربین بخار چندمحفظه‌ای	Multi-casing steam turbine

توربین بخار چندمرحله‌ای
Multi-stage steam turbine
توربین بخار فشارقوی
High pressure steam turbine
توربین بخار یک مرحله‌ای
Single-stage steamturbine
توربین تقطیری Condensate turbine
توربین فشارپایین Low pressure steam turbine
توربین گاز صنعتی Industrial gas turbine
توربین گاز محرک هوایی
Aevoderivative gas turbine
تولید پراکنده Distributed generation
تولید جداگانه برق و گرما
Separate heat and power
تولید همزمان Cogeneration
تولید همزمان برق و گرما
Combined heat and power
تولیدکنندگان برق مستقل
Independent power producers

ث

ثابت Stationary

ج

جریان دوفاز Two phase flow
جریان دوگانه Dual flow
جریان شعاعی Radial flow
جریان محوری Axial flow
جریان مستقیم Straight flow
جریان مماسی Tangential flow
جریان نقدی داخلی Internal cash flow
جریان وجوه نقدی پس از مالیات
Cash flow after tax

چ

چرخ طیار Flywheel
چرخش مجدد گازهای احتراق
Flue gas recirculation
چرخه احیاء مجدد Regeneration cycle
چرخه استاندارد هوا Air standard cycle
چرخه اوتو Otto cycle
چرخه ایده‌آل Ideal cycle
چرخه باز Open cycle
چرخه بالادستی Topping-cycle
چرخه برایتون Brayton cycle
چرخه بسته Closed cycle
چرخه بسته Closed cycle
چرخه پایین دستی Bottoming-cycle
چرخه دیزل Diesel cycle
چرخه رانکین Rankine cycle
چرخه ژول Joule cycle
چرخه کارنو Carnot cycle
چرخه گرمایش مجدد Reheat cycle
چهارزمانه Four-storke
چیلرجذبی Absorption chiller

ح

حجم موتور Cylinder displacement
حداقل نرخ جذب‌کننده
Minimum attractive rate of return

خ

خدمات جانبی(برق) Ancillary service
خرد شبکه Micro grid
خشک کن Desiccant dehumidifier
خفگی(موتور) Quenching

خنک‌کن تبخیری	Evaporative cooling
خود احتراقی	Self ignition
خودتحریک	Self excitation

د

دسترسی	Availability
دنباله‌روی بار	Load-following
دوره بازگشت سرمایه	Payback period
دوره برگشت تنزیلی	Discounted payback period
دوزمانه	Two-stroke

ذ

ذخیره‌سازی انرژی گرمایی	Thermal energy storage

ر

راه‌اندازی تاریک	Black start
راه‌اندازی سرد	Cold start-up
رکوپراتور (نوعی مبدل حرارتی)	Recuperator
روش جمع ارقام سنوات (محاسبه استهلاک)	Sum-of-years digits method
روش خط‌مستقیم (محاسبه استهلاک)	Straight line method
روش موجودی نزولی (محاسبه استهلاک)	Declining balance method
روغن روانسازی	Lubricating oil
رویه‌های آزمون	Testing procedures

ز

زیرکش بخار	Steam extraction
زیست توده	Biomass

ژ

ژنراتور اندوکسیونی	Induction generator

س

سامانه احتراق	Cumbustor
سامانه تولید سه‌گانه	Trigeneration system
سامانه خنک‌سازی جوشان	Ebullient cooling system
سامانه خنک‌کن	Cooling system
سامانه سوپاپ	Valve mechanism
سامانه سوخت	Fuel system
سامانه کنترل سرعت اضافی	Over-speed control system
سامانه گرمایش محلی	District heating system
سامانه گرمایی (پکیج گرمایی)	Thermal package
سرسیلندر	Cylinder head
سطح قابلیت اطمینان	Reliability level
سمت تولید	Supply side
سنکرون	Synchronous
سوخت رقیق	Lean fuel
سوخت غنی	Rich fuel
سوخت‌های زیستی	Biofuels
سوخت‌های مایع فرار	Volatile liquid fuels
سیال کاری	Working fluid
سیستم پایش مرکزی	Centralized monitoring system
سیستم کنترل غیرمتمرکز	Distributed control system
سیستم مدیریت اطلاعات	Management information system
سیکل ترکیبی	Combined cycle

ش

شرکت‌های خدمات انرژی	Energy service company
شمع جرقه‌زن	Spark plug

شیرخفقان (توربین بخار) Throttling valve

ص

صرفه‌جویی انرژی Energy conservation

ض

ضریب توان Power factor

ط

طراح لوله‌ای Tubular design

طراحی براساس بارپایه Base-load design

طراحی برمبنای بارگذاری گرمایی
Thermal base loading design

طراحی مفهومی Conceptual design

ظ

ظرفیت طراحی Design capacity

ع

عدم ثبات قیمت Price volatility

عملکرد Performance

عملیات راه‌اندازی Commissioning

غ

غیرخورنده Noncorrosive

ف

فاکتور ارزش فعلی یکبار پرداخت
Single payment present value factor

فاکتور ظرفیت سالانه Annual capacity factor

فاکتور مرکب یکبار پرداخت
Single payment compound amount factor

فرآورنده سوخت Fuel reformer

فرآیند حرارتی Thermal process

فرآیند زیستی Biological process

فرآیند فیزیکی Physical process

فلر(گاز شعله پالایشگاه) Flare

فناوری‌های هزینه – اثربخش
Cost effective technologies

فوق تحریک Over excited

ق

قاب نگهدارنده (موتور) Bedplate

قابلیت اطمینان Reliability

قابلیت اطمینان شبکه برق Network reliability

قرارداد کلید دردست Turnkey contract

قیمت‌های حدی Marginal cost

ک

کفایت‌سنجی Qualification

کمپرسور پیچی Screw compressor

کمپرسور گریز از مرکز Centrifugal compressor

کمپرسور محوری Axial compressor

کنترل‌کننده قابل برنامه‌ریزی
Programable logic controller

کندانسور سطحی Surface condenser

گ

گاز خروجی Exhaust

گاز گوارنده Digester gas

گاز مصنوعی Synthetic gas

گازهای گلخانه‌ای Greenhouse gases

گرمای نهان Latent heat

گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای
District heating and cooling

گرم‌کن Heater

گوگردزدایی از گازهای احتراق
Flue gas desulfurization

م

مبدل(الکترونیکی)	Inverter
مجری کامل	Pure developer
محرکه اولیه	Prime mover
محرکه مکانیکی	Mechanical drive
محفظه احتراق	Combustion chamber
محفظه پیش احتراق	Precombustion chamber
محفظه توربین	Turbine casing
محیط تجدید ساختار یافته	Restructured environment
مدل جریان وجوه نقدی	Cash flow model
مدولاسیون پهنای باند	Pulse width modulation
مدیریت سمت مصرف	Demand side management
مستقل از شبکه	Grid-isolated
مشعل کمکی	Suplementary firing
مصرف ویژه ترمزی	Brake specific fuel consumption
مصرف ویژه سوخت	Specific fuel consumption
مطالعات امکان‌سنجی	Feasibility study
منابع انرژی پراکنده	Distributed energy resources
منبع سرد	Cold sink
مواد آلی	Organic material
موازنه انرژی	Energy balance
موتور احتراق داخلی	Combustion engine
موتور رفت و برگشتی	Reciprocating engine
موتورهای دوگانه‌سوز	Dual fuel engine
موجودی نزولی دوبل (محاسبه استهلاک)	Double declining balance method
مولد بخار بازیافت حرارت	Heat recovery steam generator
مولد خطی	Linear alternator
میکروتوربین تک‌محور	Single-shaft micro turbine
میکروتوربین دومحوره	Two-shaf microturbine
میل لنگ	Crankshaft
میله بادامک	Camshaft

ن

نرخ بازده داخلی	Internal rate of return
نرخ بازگشت (سرمایه)	Rate of return
نرخ حرارتی	Heat rate
نسبت انرژی الکتریکی به گرمایی	Electricity-to-heat ratio
نسبت برق به گرما	Power to heat ratio
نسبت پوشش بدهی	Debt coverage ratio
نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری	Saving-investment ratio
نسبت فایده به هزینه	Benefit-cost ratio
نسبت فشار توربین	Turbine pressure ratio
نظام‌نامه تست	Test protocol
نقطه اتصال	Point of connection
نقطه اتصال عمومی	Point of common coupling
نقطه شبنم اسید	Acid dew point
نوع ضربه‌ای	Impulse type
نوع عکس‌العملی	Reaction type
نیروگاه مجازی	Virtual power plant

ه

هوای اضافی	Excess air

ی

یاتاقان	Bearing

واژه‌نامه انگلیسی به فارسی

A

Absorption chiller	چیلرجذبی
Accounting depreciation	استهلاک حسابداری
Acid dew point	نقطه شبنم اسید
Aevoderivative gas turbine	توربین گاز محرک هوایی
Air standard cycle	چرخه استاندارد هوا
Ancillary service	خدمات جانبی(برق)
Annual capacity factor	فاکتور ظرفیت سالانه
Availability	دسترسی
Axial compressor	کمپرسور محوری
Axial flow	جریان محوری

B

Base-load design	طراحی براساس بارپایه
Base-load	بار پایه
Bearing	یاتاقان
Bedplate	قاب نگهدارنده (موتور)
Benefit-cost ratio	نسبت فایده به هزینه
Biofuels	سوخت‌های زیستی
Biogas	بیوگاز
Biological process	فرآیند زیستی
Biomass	زیست توده
Black start	راه‌اندازی تاریک
Boiler feedwater	آب تغذیه بویلر
Bonds financing	تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت
Book value	ارزش دفتری
Bottoming-cycle	چرخه پایین دستی
Brake power	توان ترمزی
Brake specific fuel consumption	مصرف ویژه ترمزی
Brayton cycle	چرخه برایتون

C

Camshaft	میله بادامک
Carnot cycle	چرخه کارنو
Cash flow after tax	جریان وجوه نقدی پس از مالیات
Cash flow analysis	تحلیل جریان وجوه نقدی
Cash flow model	مدل جریان وجوه نقدی
Central utility	تأسیسات مرکزی
Centralized monitoring system	سیستم پایش مرکزی
Centrifugal compressor	کمپرسور گریز از مرکز
Charged aspiration	تنفس تحت فشار
Closed cycle	چرخه بسته
Closed cycle	چرخه بسته
Cofiring boilers	بویلرهای سوخت مشترک

Cogeneration تولید همزمان
Cold sink منبع سرد
Cold start-up راه‌اندازی سرد
Combined cycle سیکل ترکیبی
Combined heat and power تولید همزمان برق و گرما
Combustion chamber محفظه احتراق
Combustion engine موتور احتراق داخلی
Commissioning عملیات راه‌اندازی
Compression ignition احتراق تراکمی
Compression تراکم
Conceptual design طراحی مفهومی
Condensate turbine توربین تقطیری
Cooling system سامانه خنک‌کن
Cost effective technologies فناوری‌های هزینه – اثربخش
Crankcase پوشش میل لنگ
Crankshaft میل لنگ
Cumbustor سامانه احتراق
Cylinder displacement حجم موتور
Cylinder head سرسیلندر

D

Debt coverage ratio نسبت پوشش بدهی
Debt financing تأمین مالی از طریق وام
Declining balance method روش موجودی نزولی (محاسبه استهلاک)
Demand side management مدیریت سمت مصرف
Depreciation of asset استهلاک دارایی
Desiccant dehumidifier خشک کن
Design capacity ظرفیت طراحی
Diesel cycle چرخه دیزل
Digester gas گاز گوارنده
Discount تنزیل
Discounted payback period دوره برگشت تنزیلی
Distributed control system سیستم کنترل غیرمتمرکز
Distributed energy resources منابع انرژی پراکنده
Distributed generation تولید پراکنده
District heating and cooling گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای
District heating system سامانه گرمایش محلی
Double declining balance method موجودی نزولی دوبل (محاسبه استهلاک)
Dual flow جریان دوگانه
Dual fuel engine موتورهای دوگانه‌سوز

E

Ebullient cooling system سامانه خنک‌سازی جوشان
Economy of scale اقتصاد ظرفیت
Effective electrical efficiency بازدهی مؤثر الکتریکی
Efficiency بازدهی
Electrical efficiency بازدهی الکتریکی
Electricity restructuring تغییر ساختار صنعت برق
Electricity-to-heat ratio نسبت انرژی الکتریکی به گرمایی
Emission credits اعتبارات میزان انتشار آلایندگی
Energy balance موازنه انرژی
Energy conservation صرفه‌جویی انرژی
Energy efficiency بازدهی انرژی
Energy service company شرکت‌های خدمات انرژی
Engine aspiration تنفس موتور(هواگیری)

Engine frame بدنه موتور
Engine jaket پوشه موتور
Engine tuning تنظیم موتور
Equity financing
تأمین مالی از طریق مشارکت در سرمایه
Evaporative cooling خنک‌کن تبخیری
Excess air هوای اضافی
Exhaust heat recovery
بازیافت گرمای گازهای خروجی
Exhaust گاز خروجی
Expansion turbine توربین انبساطی

F

Factory test تست کارخانه‌ای
Feasibility study مطالعات امکان‌سنجی
Firetube boiler بویلر لوله آتشی
Fixed-bed boiler بویلرهای بستر ثابت
Flare فلر(گاز شعله پالایشگاه)
Flue gas desulfurization
گوگردزدایی از گازهای احتراق
Flue gas recirculation
چرخش مجدد گازهای احتراق
Fluidized-bed boiler بویلرهای بستر سیال
Flywheel چرخ طیار
Four-storke چهارزمانه
Fuel cell stack برج پیل سوختی
Fuel cell پیل سوختی
Fuel reformer فرآورنده سوخت
Fuel system سامانه سوخت
Fuel utilization efficiency
بازدهی استفاده از سوخت
Full-load بارکامل

G

Greenhouse gases گازهای گلخانه‌ای
Grid support پشتیبانی شبکه
Grid-isolated مستقل از شبکه
Gross calorific value ارزش حرارتی ناخالص

H

Heat rate نرخ حرارتی
Heat recovery steam generator
مولد بخار بازیافت حرارت
Heat recovery بازیافت حرارت
Heater گرم‌کن
High heat value ارزش حرارتی بالا
High pressure steam turbine
توربین بخار فشارقوی

I

Ideal cycle چرخه ایده‌آل
Impulse type نوع ضربه‌ای
Independent power producer
تولیدکنندگان برق مستقل
Induction generator ژنراتور اندوکسیونی
Industrial gas turbine توربین گاز صنعتی
Injector تزریق‌کننده (سوخت)
Input energy انرژی ورودی
Intermediate load بارمیانه
Intermediate pressure steam turbine
توربین بخار فشار متوسط
Internal cash flow جریان نقدی داخلی
Internal combustion احتراق داخلی
Internal rate of return نرخ بازده داخلی
Interruptible loads بارهای قابل قطع
Inverter مبدل(الکترونیکی)
Irreversibility برگشت‌ناپذیری

N

Natural aspiration	تنفس طبیعی (موتور)
Net calorific value	ارزش حرارتی خالص
Net present value	ارزش فعلی خالص
Network congestion	پرشدگی خطوط شبکه
Network reliability	قابلیت اطمینان شبکه برق
Noncorrosive	غیرخورنده

O

Open cycle	چرخه باز
Organic material	مواد آلی
Otto cycle	چرخه اوتو
Output energy	انرژی خروجی
Over excited	فوق تحریک
Over-speed control system	سامانه کنترل سرعت اضافی

P

Part-load	بارجزیی
Payback period	دوره بازگشت سرمایه
Peak-load	اوج بار(پیک)
Performance evaluation	ارزیابی عملکرد
Performance test	تست عملکرد
Performance	عملکرد
Physical depreciation	استهلاک فیزیکی
Physical process	فرآیند فیزیکی
Point of common coupling	نقطه اتصال عمومی
Point of connection	نقطه اتصال
Power factor	ضریب توان
Power to heat ratio	نسبت برق به گرما
Precombustion chamber	محفظه پیش احتراق
Price volatility	عدم ثبات قیمت
Prime mover	محرکه اولیه
Isentropic compression	تراکم آیزنتروپیک
Isentropic expansion	انبساط آیزنتروپیک
Island operation	بهره‌برداری جزیره‌ای
Islanding detection	تشخیص حالت جزیره‌ای
Isolated operation	بهره‌برداری مستقل

J

Joule cycle	چرخه ژول

L

Latent heat	گرمای نهان
Lean fuel	سوخت رقیق
Lease financing	تأمین مالی از طریق اجاره به شرط تملیک
Life cycle cost analysis	تحلیل هزینه چرخه عمر
Linear alternator	مولد خطی
Load profile	الگوی بار
Load-following	دنباله‌روی بار
Low heat value	ارزش حرارتی پایین
Low pressure steam turbine	توربین فشارپایین
Lubricating oil	روغن روانسازی

M

Management information system	سیستم مدیریت اطلاعات
Marginal cost	قیمت‌های حدی
Mechanical drive	محرکه مکانیکی
Micro grid	خرد شبکه
Minimum attractive rate of return	حداقل نرخ جذب‌کننده
Multi-casing steam turbine	توربین بخار چندمحفظه‌ای
Multi-stage steam turbine	توربین بخار چندمرحله‌ای
Mutualy exclusive projects	پروژه‌های ناسازگار

Programable logic controller
کنترل‌کننده قابل برنامه‌ریزی
Project financing تأمین مالی پروژه‌ای
Pulse width modulation مدولاسیون پهنای باند
Pure developer مجری کامل

Q

Qualification کفایت‌سنجی
Quenching خفگی(موتور)

R

Radial flow جریان شعاعی
Rankine cycle چرخه رانکین
Rate of return نرخ بازگشت (سرمایه)
Reaction type نوع عکس‌العملی
Reciprocating engine موتور رفت و برگشتی
Recuperator رکوپراتور (نوعی مبدل حرارتی)
Recycling بازچرخش
Regeneration cycle چرخه احیاء مجدد
Reheat cycle چرخه گرمایش مجدد
Reliability level سطح قابلیت اطمینان
Reliability test تست قابلیت اطمینان
Reliability قابلیت اطمینان
Restructured environment
محیط تجدید ساختار یافته
Retail market بازار خرده‌فروشی
Retard ignition تعویق جرقه
Rich fuel سوخت غنی

S

Salvage value ارزش اسقاطی
Saving-investment ratio
نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری
Screw compressor کمپرسور پیچی
Self excitation خودتحریک
Self ignition خود احتراقی
Separate heat and power
تولید جداگانه برق و گرما
Simple payback analysis
تحلیل دوره برگشت ساده سرمایه
Simple rate of return
تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه
Single payment compound amount factor
فاکتور مرکب یکبار پرداخت
Single payment present value factor
فاکتور ارزش فصلی یکبار پرداخت
Single-casing steam turbine
توربین بخار تک‌محفظه‌ای
Single-shaft micro turbine
میکروتوربین تک‌محور
Single-stage steamturbine
توربین بخار یک مرحله‌ای
Site test تست کارگاهی
Spark ignition احتراق جرقه‌ای
Spark plug شمع جرقه‌زن
Specific fuel consumption
مصرف ویژه سوخت
Specific power توان مخصوص
Stationary ثابت
Steam extraction زیرکش بخار
Straight flow جریان مستقیم
Straight line method
روش خط‌مستقیم (محاسبه استهلاک)
Sum-of-years digits method
روش جمع ارقام سنوات (محاسبه استهلاک)
Suplementary firing مشعل کمکی
Supply side سمت تولید
Surface condenser کندانسور سطحی
Synchronous سنکرون
Synthetic gas گاز مصنوعی

T

Tangential flow	جریان مماسی
Tax depreciation	استهلاک مالیاتی
Test protocol	نظام‌نامه تست
Testing procedures	رویه‌های آزمون
Thermal base loading design	طراحی برمبنای بارگذاری گرمایی
Thermal efficiency	بازدهی گرمایی
Thermal energy storage	ذخیره‌سازی انرژی گرمایی
Thermal package	سامانه گرمایی (پکیج گرمایی)
Thermal process	فرآیند حرارتی
Throttling valve	شیرخفقان (توربین بخار)
Time value of money	ارزش زمانی پول
Time-of-use rates	تعرفه‌های زمانی
Topping-cycle	چرخه بالادستی
Total efficiency	بازدهی کلی
Trigeneration system	سامانه تولید سه‌گانه
Tubular design	طراح لوله‌ای
Turbine casing	محفظه توربین
Turbine pressure ratio	نسبت فشار توربین
Turnkey contract	قرارداد کلید دردست
Two phase flow	جریان دوفاز
Two-shaf microturbine	میکروتوربین دومحوره
Two-stroke	دوزمانه

U

Under load tap-changer	تغییردهنده تپ تحت‌بار

V

Value of lost load	ارزش بار از دست رفته
Valve mechanism	سامانه سوپاپ
Virtual power plant	نیروگاه مجازی
Volatile liquid fuels	سوخت‌های مایع فرار
Volatile organic compounds	ترکیبات آلی فرار
Voltage regulation	تنظیم ولتاژ
Volumetric efficiency	بازدهی حجمی

W

Watertube boiler	بویلر لوله آبی
Working fluid	سیال کاری

نمایه

آ

آلایندگی، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۷، ۵۷، ۶۷، ۶۸، ۶۹، ۷۰، ۷۱، ۷۴، ۹۰، ۹۵، ۱۱۲، ۱۱۳، ۱۱۴، ۱۱۹، ۱۲۱، ۱۲۲، ۱۲۳، ۱۳۱، ۱۴۵، ۱۴۶، ۱۴۷، ۱۴۸، ۱۴۹، ۱۶۳، ۱۸۸، ۱۹۰، ۲۰۰، ۲۰۱، ۲۱۲، ۲۲۲، ۲۲۴، ۲۲۵، ۲۳۴، ۲۴۱، ۲۴۴، ۲۴۷، ۲۴۹، ۲۵۱، ۲۷۵، ۲۷۷، ۲۹۲، ۴۱۴، ۴۱۹، ۴۲۵، ۴۳۷، ۴۳۸، ۴۴۰، ۴۴۱، ۴۴۲، ۴۴۷، ۴۶۶، ۴۶۷، ۴۶۸، ۴۷۶، ۵۰۶، ۵۱۷، ۵۳۱، ۵۳۸

آلایندگی صوتی، ۴۴۰، ۴۴۲

ا

اتصال به شبکه برق، ۵۰، ۱۲۲، ۲۷۷، ۲۹۱، ۲۹۲، ۳۷۲، ۴۵۳

اجرای مشارکتی پروژه، ۲۸۰

اجزاء پیل‌های سوختی، ۲۱۳

اجزاء توربین‌های بخار، ۱۶۳

اجزاء توربین‌های گاز، ۹۰

اجزاء میکروتوربین‌ها، ۱۳۱

احتراق با مخلوط رقیق سوخت و هوا، ۱۱۵

ارزش آینده، ۳۰۷، ۳۰۸، ۳۱۱

ارزش بار از دست رفته، ۲، ۵۳۱، ۵۴۲

ارزش حرارتی بالا، ۸، ۵۳۱، ۵۳۹

ارزش حرارتی پایین، ۸، ۵۳۱، ۵۴۰

ارزش زمانی پول، ۳۰۲، ۳۰۴، ۳۰۵، ۳۰۷، ۳۱۴، ۳۲۶، ۵۳۱، ۵۴۲

ارزش فعلی خالص، ۳۰۱، ۳۰۴، ۳۰۷، ۳۰۸، ۳۰۹، ۳۱۰، ۳۱۴، ۳۱۵، ۳۲۹، ۳۳۵، ۵۳۱، ۵۴۰

استهلاک حسابداری، ۳۱۷، ۵۳۱، ۵۳۷

استهلاک دارایی‌ها، ۳۱۶

استهلاک فیزیکی، ۳۱۷، ۵۳۱، ۵۴۰

استهلاک مالیاتی، ۳۱۷، ۵۳۱، ۵۴۲

اصول کار توربین بخار، ۱۵۴

الگوی بار، ۲۶۰، ۲۷۲، ۵۳۱، ۵۴۰

انبساط آیزنتروپیک، ۲۸، ۲۹، ۵۴، ۵۶، ۸۷، ۱۸۱، ۵۳۱، ۵۴۰

انعطاف‌پذیری نوع سوخت، ۱۶۳

انعقاد قرارداد به صورت کلید دردست، ۲۸۰

انواع پیل‌های سوختی، ۲۰۰، ۲۰۱، ۲۰۵، ۲۰۶، ۲۱۳، ۲۲۳، ۲۲۴

انواع میکروتوربین‌ها، ۱۳۰

ب

بازدهی سامانه‌های CHP ، ۸

بازدهی کلی، ۵، ۸، ۹، ۱۰، ۲۵، ۵۸، ۶۵، ۸۴، ۹۹،

۱۰۷، ۱۰۸، ۱۰۹، ۱۱۰، ۱٤۱، ۱٤۲، ۱۷۸، ۱۸۵،
۱۸۷، ۲۱۲، ۲۲۰، ۲۲۹، ۲۵۱، ۲۵۲، ۲۷۵، ۴۱۵،
٤۳۷، ٤٦٤، ٤٦۵، ٤٦٦، ۵۳۱، ۵٤۲
بازدهی گرمایی چرخه اوتو، ۵۱، ۵۲، ۱۰۲
بازدهی گرمایی چرخه برایتون، ۱۰۰، ۱۰۱
بازدهی گرمایی چرخه دیزل، ۵۳، ۵۷
بازدهی مؤثر الکتریکی، ۹، ۵۳۲، ۵۸۳
بازیافت حرارت گازهای خروجی، ٦٤، ۱۰۷
بویلر بازیافت حرارت، ۸۸
بهره‌برداری در حالت بار جزئی، ۳٦
بهره‌برداری مستقل، ۳٦۷، ۳٦۸، ۳۷٤، ۵۳۲، ۵٤۰
بهره‌برداری مستقل با پشتیبانی شبکه برق، ۳٦۷
بهره‌برداری موازی با شبکه، ۳٦۸
بیوگاز، ۲٤، ۲۵، ۹۰، ۲٤۳، ۲۵۲، ۳۹٦، ۳۹۹، ٤۰۷،
٤۰۸، ٤۰۹، ٤۱۰، ٤۱۱، ٤۱۳، ٤۱٤، ٤۵۲، ٤٦۸،
٤۸۳، ٤۸۵، ٤۸٦، ۵۰۲، ۵۳۲، ۵۳۷

پ

پایش وضعیت، ۳۸٤، ۳۸٦
پرشدگی خطوط شبکه، ۱۹، ۵۳۲، ۵٤۰
پوشش ریسک، ۳۳۸

ت

تأمین برق بارهای حساس، ۱٤۷
تأمین مالی از طریق اجاره به شرط تملیک، ۲۸۷،
۲۸۸، ۵۳۲، ۵٤۰
تأمین مالی از طریق اوراق مشارکت، ۲۸۷، ۲۸۹،
۲۹۰، ۵۳۲، ۵۳۷
تأمین مالی از طریق مشارکت در سرمایه، ۲۸٦،
۲۸۸، ۵۳۲، ۵۳۹
تأمین مالی از طریق وام، ۲۸٦، ۲۸۸، ۲۹۰، ۵۳۲، ۵۳۸
تأمین مالی از محل عایدات و یا جریان نقدی داخلی، ۲۸٦، ۲۸۷
تأمین مالی به روش ساخت، بهره‌برداری، واگذاری، ۲۸۹
تأمین مالی به روش ساخت، مالکیت، بهره‌برداری، ۲۹۰
تأمین مالی پروژه‌ای و یا شخص ثالث، ۲۸۷، ۲۸۹
تبدیل زیست توده به سوخت، ٤۰٤
تحلیل ارزش فعلی خالص، ۳۰۱، ۳۰۷، ۳۳۵
تحلیل اقتصادی مقدماتی، ۲٦۹، ۲۷۰
تحلیل دوره برگشت تنزیلی، ۳۰۱
تحلیل دوره برگشت ساده سرمایه، ۳۰۱، ۵۰۵، ۵۳۲،
۵٤۱
تحلیل نرخ بازده داخلی، ۳۰۱
تحلیل نرخ ساده برگشت سرمایه، ۳۰۱، ۳۰٦، ۵۳۲،
۵٤۱
تحلیل نسبت صرفه‌جویی به سرمایه‌گذاری، ۳۰۱
تحلیل هزینه چرخه عمر، ۲۷۲، ۳۰۷، ۵۳۲، ۵٤۰
تست پایش قابلیت دسترسی، ۳٦۳
تست دوگانه سوزی، ۳٦۵
تست سیستم‌های کنترل، ۳٦۲
تست عملکرد، ۳٦۲، ۳٦۳، ۳٦٤، ٤۲۵، ٤۲۹، ٤۳۰،
٤۳۵، ٤٤۳، ٤٤٤، ٤٤۷، ٤٤۸، ۵۳۲، ۵٤۰
تست کارخانه‌ای، ۳٦۱، ۵۳۲، ۵۳۹
تست کارگاهی، ۳٦۱، ۵۳۲، ۵٤۱
تنظیم ولتاژ، ۲۱٦، ۳۷۷، ۳۷۹، ۳۸۰، ۵۳۲، ۵٤۲
تنفس تحت فشار، ۳۱، ۵٦، ۵۳۲، ۵۳۷
تنفس طبیعی، ۳۱، ۵٦، ۵۳۲، ۵٤۰
تنفس موتور، ۳۱، ٤٦، ۵٦، ۵۳۲، ۵۳۸
توان ترمزی، ۵۹، ۵۳۲، ۵۳۷

توربو شارژر، ۲۶، ۴۶، ۴۷، ۴۸، ۶۲، ۶۵، ۶۶، ۶۹، ۷۰، ۷۶، ۳۵۰
توربین با زیرکش بخار، ۱۶۰
توربین چند مرحله‌ای، ۱۵۷
توربین فشار پشت، ۱۵۹، ۱۶۰، ۱۸۲، ۱۸۳
توربین یک مرحله‌ای، ۱۵۶، ۱۵۷
توربین‌های تقطیری، ۱۵۸، ۱۶۰، ۱۶۱، ۱۷۷، ۱۸۳، ۱۹۵
توربین‌های ضربه‌ای، ۱۶۸
توربین‌های عکس‌العملی، ۱۶۸
توربین‌های غیرتقطیری، ۱۵۹، ۱۶۰
توسعه پروژه به صورت امانی، ۲۸۰
تولید پراکنده، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۳۶، ۷۲، ۷۳، ۷۶، ۸۹، ۱۱۸، ۱۴۶، ۱۴۸، ۱۹۵، ۲۰۱، ۲۰۲، ۲۰۵، ۲۰۷، ۲۰۹، ۲۱۰، ۲۱۱، ۲۱۲، ۲۱۴، ۲۱۵، ۲۱۸، ۲۲۰، ۲۲۴، ۲۲۶، ۲۲۸، ۲۲۹، ۲۳۳، ۲۳۴، ۲۹۳، ۳۳۸، ۳۳۹، ۳۷۰، ۳۷۱، ۴۱۵، ۴۲۰، ۴۲۶، ۵۳۳، ۵۳۸
تولید جداگانه برق و گرما، ۸، ۴۹۶، ۵۳۳، ۵۴۱
تولید سه‌گانه، ۱۴، ۱۵، ۴۹۰، ۵۳۴، ۵۴۲
تولید مشترک، ۱

ج

جریان وجوه نقدی، ۳۰۰، ۳۰۱، ۳۰۲، ۳۰۵، ۳۰۶، ۳۰۷، ۳۲۶، ۳۲۷، ۳۲۸، ۳۲۹، ۳۳۰، ۳۳۳، ۳۳۵، ۵۳۲، ۵۳۳، ۵۳۶، ۵۳۷
جریان وجوه نقدی خالص، ۳۲۶، ۳۲۷، ۳۲۹

چ

چرخهٔ اوتو، ۲۵، ۲۶، ۲۸، ۵۴، ۵۶، ۵۷، ۱۰۲
چرخهٔ دیزل، ۲۵، ۲۶، ۲۹، ۳۴، ۵۴، ۵۵، ۵۶، ۵۷
چرخه ایده‌آل، ۲۸، ۲۹، ۵۲، ۵۵، ۵۶، ۸۶، ۸۷، ۱۰۰، ۱۰۱، ۱۰۲، ۱۸۰، ۱۸۲، ۵۳۳، ۵۳۹
چرخه ایده‌آل کارنو، ۲۳۱
چرخه بالادستی، ۱۲، ۱۳، ۱۴، ۵۳۳، ۵۴۲
چرخه پائین‌دستی، ۱۲، ۱۳، ۱۴
چرخه رانکین، ۱۵۴، ۱۵۵، ۱۷۸، ۱۸۲، ۱۸۴، ۱۸۶، ۲۰۱، ۴۱۲، ۵۳۳، ۵۴۱
چرخه گرمایش مجدد، ۱۸۴، ۱۸۶، ۵۳۳، ۵۴۱
چرخه هوای استاندارد برایتون، ۸۷
چرخه‌های باز و بسته، ۸۵
چرخه‌های کارکرد توربین‌گاز، ۸۶
چهارزمانه، ۲۶، ۲۷، ۵۶، ۵۳۳، ۵۳۹

ح

حالت انتظار، ۷۳، ۱۱۸، ۱۱۹، ۱۴۷، ۳۳۲، ۳۳۴، ۳۷۹
حالت پشتیبانی از شبکه، ۷۵، ۱۲۰، ۱۴۸
حالت پیک‌سایی، ۷۴، ۱۱۹
حداقل نرخ جذب‌کننده، ۳۰۷، ۵۳۳، ۵۴۰

خ

خرده‌فروشی برق، ۱۹
خنک‌سازی هوای ورودی، ۸۸، ۱۱۱، ۱۱۲، ۱۴۴، ۱۴۵، ۳۹۵، ۴۶۰

د

درخواست ارائه پیشنهاد، ۲۸۳
دفع گرمای برگشت‌پذیر حجم ثابت، ۲۸
دنباله‌روی بار، ۲۵، ۷۲، ۲۳۴، ۲۷۶، ۵۳۴، ۵۴۰
دوزمانه، ۲۶، ۲۷، ۵۶، ۵۳۴، ۵۴۲
دیاگرام مرزی، ۴۲۱، ۴۲۲، ۴۲۳، ۴۲۸، ۴۳۴

ر

راه‌اندازی سریع، ۲۵، ۳۶، ۷۲، ۲۵۱، ۴۱۴

رفورمر سوخت، ۲۱۵
رکوپراتورها، ۱۱۰، ۱۱۱، ۱۳۴، ۱۴۲
روتور توربین بخار، ۱۶۶، ۱۶۷
روش جمع ارقام سنوات، ۳۲۲، ۵۳۴، ۵۴۱
روش خط مستقیم، ۳۲۰، ۳۲۱، ۳۲۹
روش محفظه پیش احتراق، ۳۰
روش محفظه‌باز، ۳۰
روش موجودی نزولی، ۳۲۴، ۳۲۵، ۵۳۴، ۵۳۸
روشهای تأمین مالی، ۲۸۶، ۲۹۰
روشهای کنترل آلایندگی، ۶۹
روشهای مبتنی بر تنزیل، ۳۰۴
روشهای مبتنی بر کنترل احتراق، ۶۹
روند نمای توسعه پروژه‌های CHP، ۲۶۳
ریجنراتور، ۱۴۹، ۲۳۰، ۲۳۱، ۲۳۹

ز

زیست توده، ۴۰۲، ۴۰۴، ۴۰۶، ۴۰۹، ۴۱۲، ۴۱۴، ۴۵۲، ۴۶۶، ۴۶۷، ۵۳۴، ۵۳۷

س

سامانه احتراق، ۹۱، ۹۴، ۹۷، ۹۸، ۱۰۳، ۱۰۴، ۵۳۴، ۵۳۸
سامانه اینورتر، ۱۳۵
سامانه تنفس موتور، ۴۴
سامانه‌های خنک‌سازی جوشان، ۶۳
سامانه‌های خنک‌سازی مدار بسته، ۶۳
سامانه‌های گرمایش محلی، ۶۵
سوخت‌های زیستی، ۴۰۲، ۴۰۳، ۵۳۴، ۵۳۷
سیال کارکننده، ۲۷، ۸۵
سیستم پایش، ۳۸۵، ۳۸۶، ۳۸۸، ۵۳۴، ۵۳۷
سیستم‌های یکپارچه انرژی، ۱
سیکل ترکیبی، ۸۳، ۱۰۷، ۳۵۸، ۳۵۹، ۴۱۵، ۴۵۵، ۴۵۷، ۵۳۴، ۵۳۸
سیکل ساده، ۸۳، ۱۰۴، ۱۳۶، ۳۵۸، ۳۵۹

ش

شرایط برگشت‌پذیر حجم ثابت، ۲۹
شرکت مهندسی – تأمین تجهیزات – احداث، ۲۸۳
شرکت‌های خدمات انرژی، ۲۶۷، ۲۹۰، ۵۳۴، ۵۳۸
شیرهای کنترل، ۱۵۶، ۱۶۵، ۱۷۱، ۱۷۳، ۱۷۴

ص

صنعت برق تجدید ساختار یافته، ۱۸

ط

طراحی مفهومی، ۲۶۸، ۵۳۵، ۵۳۸

ظ

ظرفیت طراحی، ۱۸۲، ۱۸۳، ۳۶۰، ۵۳۵، ۵۳۸

ف

فاکتور مرکب یکبار پرداخت، ۳۰۸، ۵۳۵، ۵۴۱
فرآیند برگشت‌پذیر آدیاباتیک، ۱۷۹
فرآیند کار پیل سوختی، ۲۰۲، ۲۰۴، ۲۰۸، ۲۰۹، ۲۱۰، ۲۱۱، ۲۲۱
فرآیند کار موتوراسترلینگ، ۲۲۹
فرآیندکار میکروتوربین، ۱۲۸

ق

قابلیت اطمینان، ۳، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۳، ۲۵، ۷۲، ۷۴، ۸۳، ۹۰، ۱۳۰، ۱۳۱، ۱۳۵، ۱۳۷، ۱۴۷، ۱۴۸، ۱۴۹، ۱۶۳، ۱۷۲، ۲۰۰، ۲۰۹، ۲۱۱، ۲۱۲، ۲۲۴، ۲۳۴، ۲۵۱، ۲۶۴، ۲۶۵، ۲۶۶، ۲۷۵، ۲۷۸، ۲۹۳، ۳۳۶، ۳۶۰، ۳۶۲، ۳۷۷، ۳۹۰، ۳۹۲، ۴۰۳، ۴۱۴،

۴۵۱، ۴۵۲، ۴۶۵، ۵۳۲، ۵۳۴، ۵۳۵، ۵۴۰، ۵۴۱
قابلیت اطمینان و طول عمر، ۳۷
قابلیت راه‌اندازی در شرایط قطع کامل برق، ۳۶
قیمت‌های حدی، ۲، ۵۳۵، ۵۴۰

ک

کفایت سنجی، ۲۶۲، ۲۶۳، ۳۴۳
کمپرسورهای نوع گریز ازمرکز، ۹۲
کمپرسورهای نوع محوری، ۹۲
کنترل آلایندگی بویلر، ۱۹۰
کنترل آلایندگی پس از احتراق، ۷۰
کندانسور، ۱۵۵، ۱۵۹، ۱۶۵، ۱۷۷، ۱۷۸، ۱۷۹، ۱۹۴، ۲۰۵، ۳۵۹، ۵۳۵، ۵۴۱
کندانسور سطحی، ۱۷۷

گ

گارانتی عملکرد ژنراتور، ۳۶۴
گاز فِلر، ۲۴
گازگوارنده، ۲۴
گاورنر، ۱۶۵، ۱۷۱، ۱۷۲، ۱۷۳، ۱۷۴، ۱۷۵
گرمای خروجی، ۳۶، ۵۱، ۸۹، ۱۰۰، ۱۳۰، ۱۴۲، ۱۶۲، ۱۶۳، ۲۱۲، ۲۳۴، ۲۳۹، ۲۵۲، ۲۷۵، ۳۶۴
گرمایش و سرمایش ناحیه‌ای، ۴۵۳، ۴۸۳، ۴۸۷، ۴۸۹، ۴۹۳، ۴۹۷، ۴۹۹، ۵۰۰، ۵۳۵، ۵۳۸

م

مجوز احداثCHP ، ۲۷۹، ۲۸۹، ۲۹۰
محدوده ظرفیت، ۳۵، ۳۶، ۸۹، ۱۲۰، ۱۳۰، ۱۶۲، ۲۰۱، ۲۱۲، ۲۲۹، ۲۳۳، ۲۴۷، ۲۵۰، ۴۵۷، ۴۶۴
مدولاسیون پهنای باند، ۲۱۶، ۵۳۶، ۵۴۱
مدیریت سمت مصرف، ۲۶۰، ۲۶۸، ۵۳۶، ۵۳۸
مزیت اقتصادی ظرفیت نیروگاه، ۳
مصرف ویژه ترمزی، ۵۹، ۵۳۶، ۵۳۷
مصرف ویژه سوخت، ۵۸، ۵۹، ۵۳۶، ۵۴۱
مطالعات امکان‌سنجی – فاز ۲، ۲۶۲، ۲۷۱
مطالعات امکان‌سنجی – فاز۱، ۲۶۲
منابع انرژی پراکنده، ۱، ۵۳۶، ۵۳۸
موازنه ساده انرژی، ۴، ۶
موتورهای احتراق داخلی، ۲۳، ۴۷۶، ۴۸۷
موتورهای استرلینگ، ۱۹۹، ۲۲۸، ۲۲۹، ۲۳۲، ۲۳۳، ۲۳۴، ۲۳۵، ۲۳۸، ۲۳۹، ۲۴۰، ۲۴۱، ۲۴۲، ۲۴۳، ۲۴۵، ۲۴۷، ۴۰۹
موتورهای تراکمی، ۲۴، ۲۵
موتورهای جرقه‌ای، ۲۴، ۲۵، ۲۶، ۳۲، ۳۴، ۳۷، ۴۱، ۶۰، ۷۶، ۴۰۰
موتورهای دوگانه سوز، ۳۳
مولد بخار بازیافت حرارت، ۱۲، ۱۰۷، ۱۰۸، ۱۰۹، ۱۱۶، ۱۲۱، ۱۲۲، ۱۲۳، ۳۵۲، ۴۶۰، ۴۶۶، ۵۳۶، ۵۳۹
مولد پراکنده، ۵
مهندسی خرید، ۲۶۲، ۲۶۳، ۲۷۸، ۲۷۹، ۳۴۳

ن

نرخ بازگشت سرمایه، ۲۷۵، ۲۸۷، ۳۰۱، ۳۰۶، ۳۱۶، ۳۲۹، ۳۳۰
نرخ گرمایی، ۱۴۱، ۱۴۲، ۱۸۳، ۲۲۱، ۲۸۵، ۳۳۲، ۳۳۴، ۴۱۹، ۴۳۱، ۴۳۲، ۴۴۵
نسبت پوشش‌بدهی، ۲۸۷
نسل چهارم نیروگاهها، ۱۹۹
نیروگاههای مجازی، ۱۷، ۴۱۶