وزارت نیرو

سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)

مقدمه‌ای بر سیستم‌های تولید مشترک برق و حرارت

تهیه و تدوین:

مطلب میری

غلامرضا بیاتی

محمد حسن زربخش

میری، مطلب، ۱۳۵۲-
مقدمه‌ای بر سیستم‌های تولید مشترک برق و حرارت / تهیه و تدوین مطلب میری، غلامرضا بیاتی، محمد حسن زربخش.- تهران : سازمان بهره‌وری انرژی ایران، ۱۳۸۳.
[۱۰۵] ص.: مصور، جدول، نمودار.
ISBN 964-6553-۱۳-۳
فهرستنویسی بر اساس اطلاعات فیپا.
کتابنامه: ص. [۱۰۵].
۱. سیستم‌های ترکیبی گرما و برق نیرو. ۲. احتراق. الف. بیاتی، غلامرضا، ۱۳۵۱- ب. زربخش، محمد حسن، ۱۳۳۳- . ج. سازمان بهره‌وری انرژی ایران. د. عنوان.
۷ م۹م /۱۰٤۱ TK ٦۲۱/۳۱۲۱
کتابخانه ملی ایران ۸۳-۹۷۲۱ م

مقدمه‌ای بر سیستم‌های تولید مشترک برق و حرارت

ناشر :	وزارت نیرو - سازمان بهره‌وری انرژی ایران
تدوین و تألیف :	مطلب میری، غلامرضا بیاتی، محمد حسن زربخش
ویراستار :	علیرضا محمدیه
تایپ و صفحه‌آرایی:	لیلا سهرابی
خدمات فنی :	نشر پارسیان سبز
لیتوگرافی چاپ و صحافی:	چاپ فرشیوه
نوبت چاپ :	اول – تابستان ۱۳۸۳
تیراژ :	۵۰۰۰ جلد
شابک : ۳-۱۳-۶۵۵۳-۹۶۴/	**ISBN 964-6553-13-3**

حق چاپ برای ناشر محفوظ است .

« فهرست مطالب »

عنوان **صفحه**

پیشگفتار

فصل اول – مفاهیم و کلیات

۱ – تولید همزمان برق و حرارت ۶

۲ – تولید مشترک، برق و حرارت تکنولوژیی در جهت استفاده بهینه از انرژی ۸

۳ – موارد کاربرد تولید مشترک برق و حرارت ۹

۴ – مزایای تولید مشترک برق و حرارت ۱۷

۵ – نگاهی گذرا به تکنولوژی‌های متداول سیستم تولید مشترک برق و حرارت ۱۸

فصل دوم – سیستم‌های پایه تولید همزمان برق و حرارت

۱ – فواید تولید همزمان برق و حرارت ۱۹

۲- سیکل‌های بالادست و پائین دست ۲۲

۳ – سیکل‌های ترکیبی ۲۵

۴ – کاربرد سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت ۲۶

۴-۱- بخش صنعتی ۲۶

۴-۲- بخش اداری ۲۷

۴-۳- بخش تجاری ۲۸

عنوان **صفحه**

فصل سوم – تجهیزات واجزاء سیستم تولید مشترک برق و حرارت

۱ – محرک‌های اولیه ۲۹

۱-۱- توربین‌های بخار ۳۱

۱-۲- توربین گاز ۳۲

۱-۳- موتورهای رفت و برگشتی ۳۵

۱-۴- مشخصه حرارت به قدرت الکتریکی ۴۲

۲ – تجهیزات الکتریکی ۴۴

۳ – تجهیزات بازیابی حرارت ۴۷

۴ – چیلرهای جذبی ۴۹

۵ – مسایل مربوط به طراحی فنی ۵۱

۵-۱- انتخاب نوع و اندازه محرک اولیه ۵۱

۵-۲- همخوانی بارهای حرارتی و برقی ۵۲

فصل چهارم – مباحث ترمودینامیکی و جنبه‌های زیست محیطی CHP

۱ – مباحث ترمودینامیکی نیروگاه (CHP).....۶۳

۱-۱- نمونه‌های متداول نیروگاه‌های CHP ۶۳

۱-۲ – معیارهای کارآیی نیروگاههای تولید مشترک (CHP)..... ۶۵

۲ – جنبه‌های زیست محیطی CHP..... ۶۹

فصل پنجم – بررسی اقتصادی استفاده از CHP و مطالعات موردی

منابع و مراجع

پیشگفتار

ابتدای قرن بیستم تولید قدرت الکتریکی در طفولیت خود بوده و بیشتر واحدهای صنعتی تمام قدرت الکتریکی مورد نیاز را خود تولید کرده و غالباً قدرت تولیدی مازاد را به واحدهای همجوار نیز ارائه می‌کردند.

این واحدهای صنعتی در واقع اولین تولید کنندگان همزمان بوده‌اند. عمدهٔ محرکهای اولیه در آن زمان موتورهای بخاری رفت و برگشتی بوده و بخار خروجی با فشار پائین برای کاربردهای گرمایش استفاده می‌شد.

بین سالهای اولیه دهه ۲۰ تا دهه ۷۰ صنعت برق رشد سریعی پیدا کرد که دلیل آن افزایش دیماند قدرت الکتریکی بود. همزمان با این رشد سریع یک کاهش عمومی در هزینه‌های تولید نیروی برق بوجود آمد که عمدتاً بدلیل مسائل اقتصادی ناشی از ابعاد و اندازه‌ها، فن آوریهای کارآ و هزینه‌های کاهش یافته سوخت بود، در خلال این مدت، اغلب صنایع، تولید توان الکتریکی خود را به دلایل زیر فراموش کردند :

۱ – نیروگاهها نرخهای برق تولیدی خود را کاهش دادند.

۲ – قوانین مالیات بر درآمد به جای حمایت از سرمایه‌گذاری در امر فوق به نفع هزینه‌های خریداران برق بود.

۳ – هزینه‌های مربوط به دستمزدها افزایش یافت.

۴ – صنایع علاقمند بودند تا به تولیدات توجه داشته باشند تا اینکه به مسائل جنبی مثل تولید قدرت الکتریکی بپردازد.

تخمین‌های مربوط به تولید انرژی الکتریکی همزمان نشان داد که طی سالهای ۱۹۵۴ تا ۱۹۷۶ تولید برق مشترک صنعتی آمریکا از ۲۵ درصد به ۹ درصد در کل تولید برق رسید.

از اواسط دهۀ۸۰ این مقدار در حدود ۵٪ ثابت باقیمانده است. برای مثال در پایان سال ۱۹۹۲، ۵/۱٪ از کل ظرفیت تولید انرژی الکتریکی در آمریکا توسط سیستمهای تولید مشترک بوده است.

طی دهۀ ۶۰ و ۷۰، صنعت گاز طبیعی تعریف جدید " انرژی کل " را از مفهوم تولید همزمان ارائه کرد. این تلاش به دلیل ضعفهای نسبی اقتصادی (مثل ارزانی نسبی برق و گرانی سوختها) و نبود قوانین دولتی برای هماهنگی و ارتباط بهتر با نیروگاههای بزرگ خیلی موفق نبود.

در اواخر سال ۱۹۷۳ و مجدداً در سال ۱۹۷۹، آمریکا بحرانهای عمده‌ای را در خصوص انرژی تجربه کرد که عمدتاً ناشی از کاهش نفت وارداتی بود.

بین سالهای ۱۹۷۳ و ۱۹۸۳، قیمتهای سوخت و قدرت الکتریکی ۵ برابر شد. در آن زمان تمام صنایع خریدار قدرت الکتریکی، بررسی‌هایی را در رابطه با صرفه‌جوئی‌های اقتصادی ناشی از تولید همزمان آغاز کردند.

از طرفی این بررسی‌ها با قوانین دولتی که در جهت کم کردن و یا برداشتن موانع در سر راه تولید مشترک بوجود آمد همزمان گردید.

در سال ۱۹۷۸، دولت آمریکا قانون انرژی ملی را تصویب کرد **National Energy Act (NEA)** که چندین قانون مهم را در برداشت.

قانون انرژی ملی در واقع قانون مصرف سوخت، قانون سیاست گاز طبیعی و سیاستهای قانونی نیروگاهها **Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)** را شامل می‌شد.

هر یک از قوانین فوق تأثیر مستقیمی بر تولید مشترک داشت و قانون **PURPA** سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت را بدین صورت تعریف کرد که شامل نیروگاههائی باشد که درصد مشخصی از انرژی ورودی را بصورت انرژی حرارتی مفید خروجی (علاوه بر خروجی انرژی الکتریکی یا مکانیکی) تأمین کنند.

دیگر قوانین تصویب شده در اواخر دهۀ ۱۹۵۰ تا ابتدای سال ۱۹۹۵، به نصب سیستمهای تولید مشترک کمک کرد. بخصوص، قانون دولتی مربوط به مدیریت کیفیت آب و هوا تأثیر زیادی بر نصب سیستمهای تولید همزمان گذاشت. برای مدیریت آلودگی هوا، قانون اصلی عبارتست از قانون کیفیت هوا سال ۱۹۶۷، که سالهای ۱۹۷۰، ۱۹۷۷ و ۱۹۹۰ اصلاحیه‌هائی به آن افزوده گردید.

اساس اولیه در مورد مدیریت آلودگی آب، قانون کنترل آلودگی آب مربوط به سال ۱۹۵۶ می‌باشد که درسال ۱۹۶۵ با قانون کیفیت آب اصلاح شد و در سال ۱۹۷۲ با اصلاحیه‌های قانون کنترل آلودگی آب و در سال ۱۹۷۷ با قانون آب تمیز اصلاح گردید.

این قوانین و دیگر موارد و تأثیرات آنها در گسترش پروژه‌های تولید همزمان کاملاً مؤثر بود.

با شروع قرن بیست و یکم، تولید همزمان رشد فزاینده‌ای را تجربه خواهد کرد، چرا که صرفه‌جوئی انرژی و مالی را بهمراه دارد. تکنولوژیهای جدید قابل استفاده و قوانین و مقررات جدید وضع خواهد شد.

فصل اول

مفاهیم و کلیات

تولید همزمان برق و حرارت (CHP) چیست ؟

معمولاً برق مورد نیاز واحدهای صنعتی، ساختمان‌های تجاری و ساختمان‌های مسکونی از نیروگاه‌های عمده کشور تأمین می‌شود. در حالیکه نیاز حرارتی تمام آنها در همان محل تولید می‌گردد. اما روش دیگری که از دیرباز وجود داشته و امروزه توجه بیشتری را معطوف خود کرده، تولید مشترک برق و حرارت است. که عبارتست از تولید همزمان برق، یا توان محوری و حرارت مفید توسط یک سیستم.

سال‌ها پیش این فناوری برای اولین بار در نیروگاه‌های سیکل بخار بکار رفته و از بخار استخراج شده از سیکل برای مصارف گرمایشی کارخانه و واحدهای اطراف آن استفاده می‌شده است. این عمل گرچه کمی باعث کاهش راندمان نیروگاه بوده اما با تأمین حرارت مورد نیاز واحد از مصرف حجم زیادی سوخت جلوگیری می‌کرده است.

خوشبختانه این ایده تنها به نیروگاه‌های بخار محدود نشد و در طی این سال‌ها، بویژه در سال‌های اخیر، فناوری تولید مشترک برق و حرارت ، که بهره‌وری بالایی را در مصرف انرژی بدنبال دارد، به سایر مولدهای تولید قدرت (مکانیکی یا الکتریکی) گسترش داده شد. بعبارت دیگر امروزه می‌توان با پیشرفت‌های صورت گرفته، هر سیستم مولد قدرتی با هر اندازه و کاربرد را بصورت یک واحد مشترک طراحی نمود. به این ترتیب علاوه بر تولید توان الکتریکی یا مکانیکی توسط دستگاه، امکان استحصال حرارت اتلافی مولد یا موتور بصورت انرژی گرمایی قابل استفاده وجود دارد.

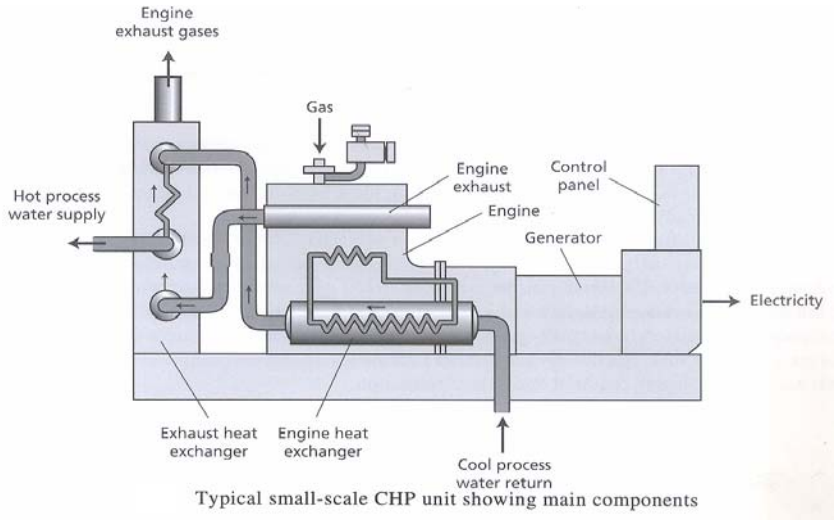
امروزه بدلیل توجه خاصی که به این نوع سیستم‌ها می‌شود و نیز اهمیت کاربرد آن در دنیای امروز و نهادینه کردن فرهنگ استفاده از آن، در ادبیات مهندسی بجای اصطلاح دیر

آشنای **Cogenration** از عنوان " سیستم ترکیبی حرارت و قدرت" **Combined Heat power (CHP)** استفاده می‌شود.

بنابراین سیستم **CHP** در اصل یک فناوری جدید محسوب نمی‌شود. اما آنچنان پیشرفت و گسترش یافته است که کمتر شباهتی با مفهوم کلمه مترادفش ، **Cogenration** دارد.

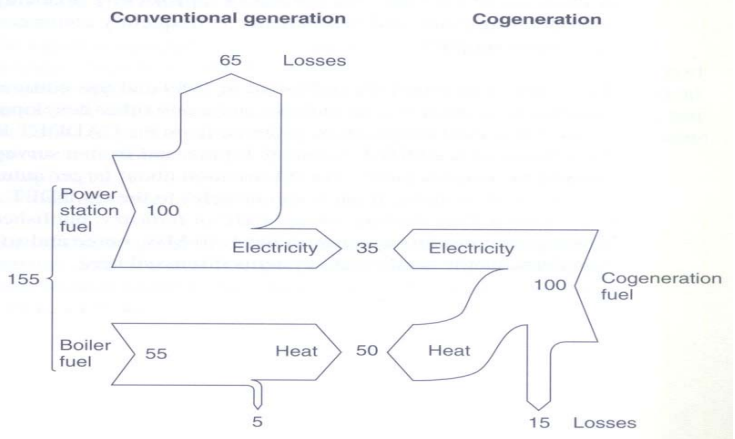
همانطور که گفته شد سیستم‌های **CHP** غالباً برای تولید برق و حرارت بصورت همزمان طراحی می‌شود. یک محرک اولیه (موتور یا توربین) انرژی شیمیایی سوخت را آزاد نموده و به توان مکانیکی در محور خروجی تبدیل می‌کند. در این موارد، محور محرک با یک ژنراتور کوپل شده و توان الکتریکی تولید می‌شود، از طرف دیگر، حداکثر راندمان موجود برای محرک اولیه دستگاه و مولد کمتر از ۵۰٪ است و این به معنی اتلاف بیش از نیمی از انرژی سوخت بصورت حرارت می‌باشد.

در این نوع سیستم، منابع اتلاف این حرارت، که عبارتند از گازهای خروجی از محرک اولیه، سیکل خنک‌کن و روغن روغنکاری ،شناسایی شده و با قرار دادن مبدل‌های حرارتی، گرمای اتلافی بشکل حرارت با دمای بالا (حرارت قابل استفاده) بازیافت می‌شود. با فراهم شدن امکان استحصال حرارت اتلافی در سیستم تولید مشترک برق و حرارت خصوصیات منحصر بفرد این سیستم بدست می‌آید.

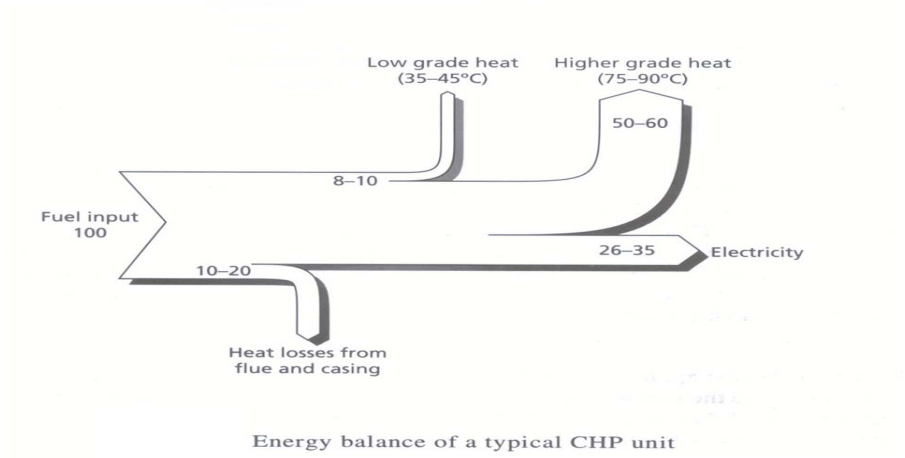


شکل ۱- نوعی سیستم تولید مشترک برق و حرارت که مؤلفه‌های اصلی را نشان می‌دهد

دستگاه CHP بیشترین بهره‌وری در مصرف انرژی سوخت را دارد. به گونه‌ای که متوسط راندمان یک مولد برق در حدود ۳۵٪ و متوسط راندمان یک بویلر ۹۰٪ است. در حالیکه یک سیستم CHP با تولید هر دوی این محصولات راندمانی بیش از ۸۵٪ دارد. یعنی راندمان الکتریکی آن حدود ۳۵٪ و راندمان حرارتی (منظور از راندمان حرارتی عبارتست از انرژی حرارتی تولید شده به انرژی سوخت مصرفی) ۵۰٪ است. از طرف دیگر در مقایسه با سیستم‌های تولید برق و تولید حرارت متشابه رایج که بصورت مجزا هستند، حدود ۳۵٪ سوخت کمتری مصرف می‌کند.



شکل ۲- مقایسه یک واحد CHP با نوع متداول



شکل ۳- بالانس انرژی یک واحد تولید مشترک برق و حرارت

کاهش در مصرف سوخت، هزینه سوخت مصرفی را در سبد اقتصادی واحد کاهش می‌دهد. همچنین از دید ملی، این صرفه‌جویی در مصرف سوخت می‌تواند چه از طریق صادرات و چه از طریق فراهم آمدن شرایطی برای استفاده‌های سودمندتر از سوخت فسیلی مزیت محسوب شود. بعلاوه استفاده هر چه کمتر از سوخت‌های فسیلی باعث کاهش آلاینده‌های محیط زیست می‌شود. سیستم‌های CHP نه تنها توسط فیلترهایی از آزاد شدن آلاینده‌هایی مانند NO_x ، CO_2، CO و UHC جلوگیری می‌کند، بلکه کاهش ۳۵ درصدی سوخت در این دستگاه‌ها نقش بزرگی در کم شدن تولید آنها دارد.

سیستم CHP در زمینه‌های مختلف صنعتی و کشاورزی (بویژه گلخانه‌ها)، تجاری (commercial) و مسکونی (residential) استفاده می‌شود و بنابراین اندازه‌های متنوعی از آن وجود دارد.

اندازه سیستم CHP بر حسب توان الکتریکی تولیدی آن بیان می‌شود و در یک طبقه‌بندی رایج در سه طیف عمده تقسیم‌بندی می‌شود.

Larg-Scale CHP	> 1 Mwe
Small-Scale CHP	> 1 Mwe
Mini-Scale CHP	> 30 Mwe

گرچه بطور قطع نمی‌توان زمینه استفاده CHP ها را بر این تقسیم‌بندی منطبق دانست اما عموماً اندازه‌های بیش از چند مگاوات را در بخش صنعت، کمتر از ^{Mwe} ۱ را در بخش تجاری و اندازه‌های کوچک را در مصارف خانگی استفاده می‌کنند. البته مجدداً لازم به یادآوری است که استفاده از CHP تنها در تولید برق و آب داغ یا بخار کم فشار محدود می‌شود و اتفاقاً در اندازه‌های بزرگتر آن از توان محور برای بکار انداختن کمپرسورهای چیلر، یخچال‌های صنعتی و یا هوای فشرده و از حرارت استحصالی برای گرمایش محیط بطور مستقیم، چیلرهای جذبی و حرارت مورد نیاز فرآیندهای صنعتی مانند خشک‌کن استفاده می‌شود.

بعد از بحران نفت در سال ۱۹۷۳ و افزایش قیمت نفت، کشورهای صنعتی با مشکل بزرگی مواجه شدند و راهکارهای جدیدی را برای رهایی از وابستگی به سوختهای فسیلی و صرفه‌جوئی در مصرف انرژی در صنایع وابسته به سوختهای فسیلی و همچنین بالا بردن تکنولوژیها به دو منظور کاهش مصرف انرژی در صنایع و استفاده بهینه از انرژی بکار بردند. از

جملهٔ این فعالیتها می‌توان به مواردی همچون افزایش تولید زغال سنگ، استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر، توسعهٔ نیروگاههای هسته‌ای، صرفه‌جوئی در مصرف انرژی، عایقهای حرارتی پیشرفته، افزایش کارآیی منابع حرارتی (بویلرها و. . .)، زباله‌سوزها و نیروگاههای زباله سوز و تولید مشترک حرارت و توان (که مورد بحث این کتاب نیز می‌باشد) اشاره کرد.

در نیروگاههای مرسوم حرارتی تنها یک سوم انرژی موجود و حاصل از سوختن نفت (فرآورده‌های آن) یا زغال سنگ به توان الکتریکی تبدیل می‌شود و دو سوم انرژی از طریق آب نیم گرم در برجهای خنک کننده و (البته مقدار کمی) در مسیر فرآیند اتلاف می‌شود.

تغییر در طراحی و عملکرد یک نیروگاه تولید توان به تولید مشترک حرارت سودمند و توان، کاربرد و استفاده از انرژی را توسعه و بهبود می‌بخشد. البته حرارت بدست آمده بایستی کیفیت، مقدار و دمای بالا و کافی را برای آب گرم موردنیاز خانگی، تجاری و ساختمانهای عمومی یا بخار مورد نیاز صنایع را جهت فرآیندهای آن تأمین نماید. بنابراین دو کاربرد مهم برای حرارت سودمند وجود دارد :

۱ – گرمایش ناحیه یا بخش خاص (تجاری، مسکونی) (CHP/DH)
(Combined Heat and Power / District Heating)

۲ – استفاده در صنعت جهت فرآیندها (CHP/IND)
(Combined Heat and Power / for Industry)

که این مباحث در همان سال‌های ۱۹۷۳ و بطور کلی در دهه ۷۰ شکل جدی‌تری به خودگرفت و گامهای بلند و متعددی در این زمینه‌ها برداشته شد. البته مورد دوم از استقبال بیشتری (در کشورهای توسعه یافته) برخوردار بود.

حالت اول مربوط می‌شود به شبکه گرمایش ناحیه‌ای که حرارت تغذیه توسط آب داغ در دمای بین ۸۰°C - ۱۵۰°C صورت می‌پذیرد. در حالت دوم (CHP/IND) بخار داغ یا گازهای داغ (خروجی از توربین گاز یا بخار) گرمای مورد تقاضا را برآورده می‌نمایند.

در تعریف تولید مشترک حرارت و توان و استفاده از حرارت مفید، موارد زیر شامل این حرارت سودمند نمی‌گردد :

- آب گرمی که از کندانسور نیروگاه خارج شده و مصرف آن در بخش کشاورزی و استخر پرورش ماهی می‌باشد.
- زباله‌ها و آشغالهایی که بعنوان سوخت در نیروگاههای زباله سوز مورد مصرف قرار گرفته و تولید توان الکتریکی می‌نماید.

اساساً تبدیل و تغییر نیروگاههای موجود یا طراحی نیروگاههای جدید **CHP** جهت فراهم آوردن و تولید حرارت مازاد به شکل سودمند و مفید در دمایی بالاتر از نیروگاههای مرسوم مورد نظر می‌باشد.

اگر چه تعداد زیادی طرحهای تولید مشترک حرارت و توان و استفاده از حرارت جهت فرآیندها **(CHP/IND)** در آمریکا و انگلستان وجود دارد و از نیروگاههای ویژه و خاص خود استفاده می‌کنند، اما کاربرد آن **(CHP/DH)** نسبتاً محدود می‌باشد. اما در چند کشور اروپایی تولید مشترک توان و حرارت برای کاربرد در گرمایش ناحیه‌ای کاربرد و استفادهٔ وسیع‌تری دارد.

در این فصل مفاهیم اساسی **CHP** بعنوان یک تکنولوژی بهینه‌سازی مصرف انرژی مطرح می‌شود. مزایای سیستم **CHP** برشمرده می‌شود و سیستمهایی که **CHP** در آن قابل اجرا و به صرفه می‌باشد، مطرح می‌شوند.

۱– تولید همزمان برق و حرارت (Cogeneration)

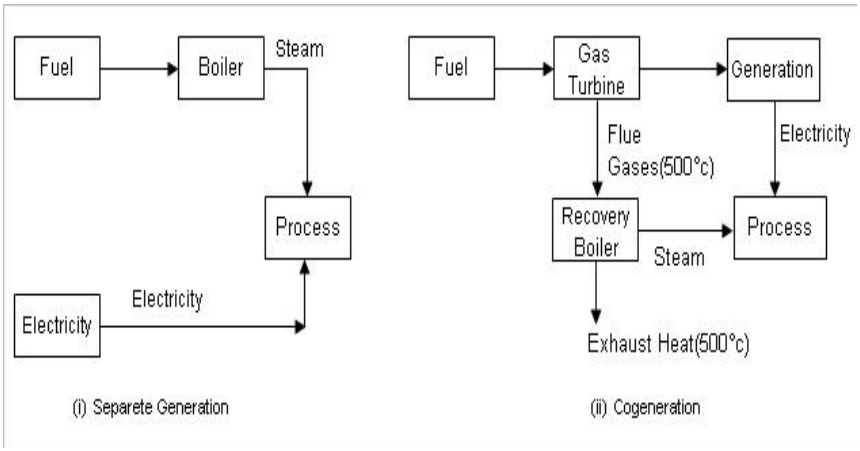
تولید همزمان دو شکل مختلف انرژی مفید و مورد استفاده را با بکارگیری یک منبع اولیه انرژی،

Cogeneration یا تولید همزمان می‌گویند.

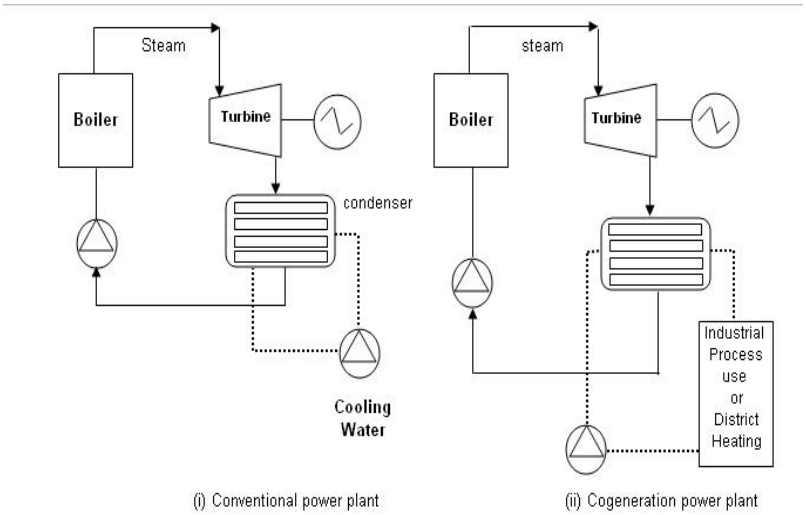
دو شکل مختلف انرژی عبارتست از :

- انرژی الکتریکی و انرژی حرارتی
- انرژی مکانیکی و انرژی حرارتی

کاربرد آن در بعضی از صنایع می‌باشد که همزمان به انرژی الکتریکی و بخار فشار پائین جهت فرآیند نیاز دارند. تفاوت بین سیستم تولید مشترک **(CHP)** و سیستم تولید مجزا و متداول در شکل شماره (۵) نشان داده شده است. همچنین در شکل شماره (۶) دو نیروگاه متداول و تولید مشترک مشخص شده است.



شکل ۴– مقایسه سیستم مجزای تولید توان و حرارت با سیستم تولید مشترک در صنعت



شکل ۵ – نمودار شماتیک نیروگاه تولید مشترک و متداول

۲–تولید مشترک تکنولوژیی در جهت استفاده بهینه از انرژی

این تکنولوژی فرصتی برای کاهش مصرف انرژی اولیه (سوخت نیروگاه) و کاهش هزینه می‌باشد در حالیکه میزان انرژی الکتریکی و حرارتی مطلوب فراهم می‌شود. شکل شماره(۶) بالانس انرژی یک سیستم تولید مشترک و سیستم تولید توان و بخار متداول را مقایسه می‌کند. سیستم تولید توان و بخار متداول ۴۰ درصد انرژی اولیه بیشتری نسبت به سیستم تولید مشترک حرارت و توان برای تولید انرژی یکسان نیاز دارد.

شکل ۶ – مقایسه موازنهٔ انرژی سیستم تولید مشترک با سیستم متداول

مثال : کارخانه‌ای MW ۱۱/۷ انرژی نیاز دارد، که شامل ۱۰/۷۵ تن بخار فشار پائین و MW ۴/۷ انرژی الکتریکی می‌باشد. انرژی اولیه مورد نیاز برای یک سیستم تولید متداول، MW ۲۱/۷ می‌باشد. در حالیکه سیستم تولید مشترک، انرژی مورد نیاز کارخانه را تنها با MW ۱۵/۹ اولیه تأمین می‌نماید. بنابراین کارآیی کلی سیستم مجزای متداول ۵۴٪ درصد می‌باشد. در حالیکه سیستم تولید مشترک راندمانی حدود ۷۴٪ دارد که مشخصات سیستم متداول بصورت جدول شماره (۱) می‌باشد.

جدول (۱)- مشخصات تولید انرژی برای یک سیستم متداول

	انرژی مورد نیاز	انرژی مصرفی (MW)	انرژی ورودی (MW)	راندمان سیستم (٪)
حرارتی	۱۰/۷۵Ton/hr بخار	۷/۰	۸/۲	۸۵
الکتریسیته	۴/۷ MW	۴/۷	۱۳/۵	۳۵
کل	-	۱۱/۷	۲۱/۷	۵۴

۳- موارد کاربرد تولید مشترک برق و حرارت

در واحدهایی که بطور همزمان به حرارت و توان نیاز دارند، پتانسیل ایجاد تولید مشترک وجود دارد. البته در صورتیکه سیستم مصرف انرژی خصوصیات زیر را داشته باشد، صرفه‌جوئی قابل توجهی در هزینه انرژی بدست آمده و سیستم تولید مشترک جذاب‌تر و مقرون به صرفه‌تر خواهد بود.

مشخصات یک سیستم ایده‌آل برای نصب و اجرای تولید مشترک :

- نیاز حتمی به توان الکتریکی
- افزونی موارد استفاده انرژی حرارتی نسبت به انرژی الکتریکی
- الگوهای بار پایدار و ثابت انرژی حرارتی و الکتریکی.
- طولانی بودن ساعات بهره‌برداری فرآیند.
- قیمت بالای برق شبکه یا عدم دسترسی به شبکه.

انرژی حرارتی مورد نیاز به منظور اهداف زیر مورد استفاده قرار می‌گیرد :

خشک کردن، پیشگرم نمودن، تولید بخار فرآیند، محرک تجهیزات بازیافت حرارت و تولید آب سرد، آب گرم، سیال داغ و غیره.

بعضی از دامنه‌های کاربرد کاملاً مؤثر سیستم تولید مشترک عبارتند از :

الف – تولید مشترک در Utility

- سرمایش و گرمایش منطقه‌ای

ب – تولید مشترک در صنعت

- صنایع غذایی

- صنایع دارو سازی
- صنایع کاغذ و مقوا
- پالایشگاه و پتروشیمی
- صنایع نساجی
- صنایع فولاد
- صنایع سیمان
- صنعت شیشه
- صنعت سرامیک

ج – تولید مشترک در مؤسسات خانگی و تجاری

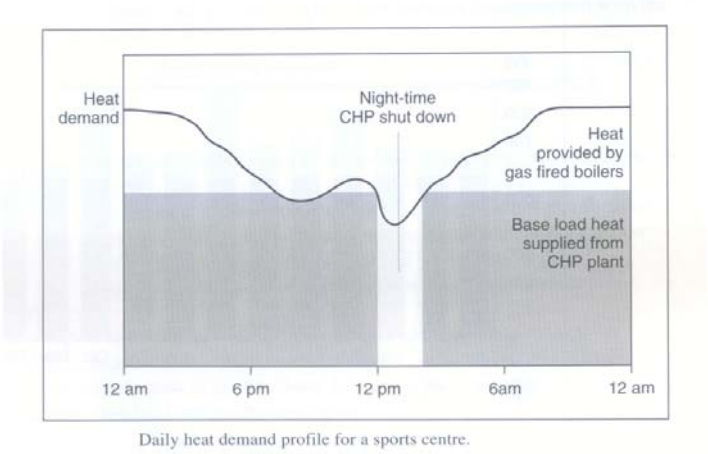
- بیمارستان
- دانشگاه
- هتل

همچنین برای تأمین برق و نیاز گرمایشی واحدهای مسکونی مانند آپارتمان‌ها، برج‌ها و حتی برای واحدهای مسکونی تک خانوار می‌توان از آن استفاده کرد. بعبارت ساده‌تر سیستم **CHP** برای واحدهایی که نیاز توأمان به برق و حرارت داشته باشند، مفید است.

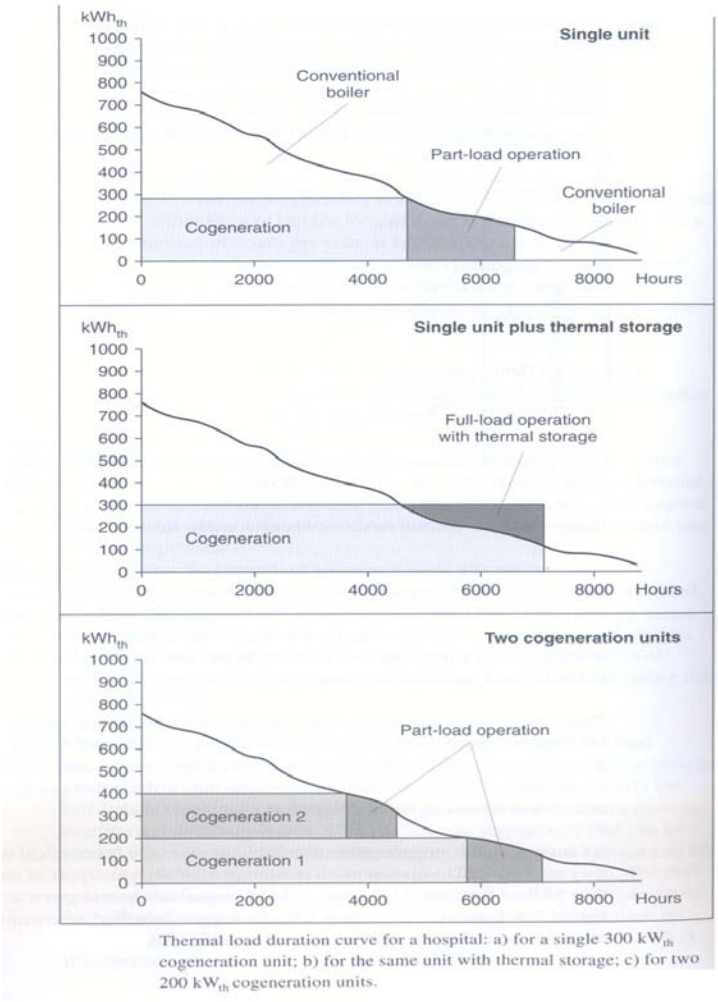
لذا برای ترویج فرهنگ استفاده از **CHP** شرکت‌های سازنده نیز برای جلب رضایت مشتریان و ساده‌تر شدن عرضه و خرید و نصب سیستم‌های **CHP** کوچکتر از ^{Mwe} ۱ آنها را بصورت پکیج شده **(packaqed)** تولید می‌کنند. به این ترتیب علاوه بر اطمینان مشتریان از سلامت دستگاه هنگام خرید، هزینه نصب و تعمیر و نگهداری آن نیز کاهش می‌یابد.

دانستن نیاز واقعی واحد مصرف‌کننده به برق و حرارت در انتخاب درست اندازه **CHP** و نحوه استفاده از آن تأثیر فراوانی دارد. یک سیستم **CHP** مطلوب به گونه‌ای است که حداقل ۴۵۰۰ ساعت در طول سال فعال باشد . (برای اندازه‌های **Mini CHP** تا ۳۰۰۰ ساعت نیز قابل قبول است.) و تا جایی که ممکن است روشن بودن آن مداوم باشد و پی در پی قطع و وصل نشود. این معیار اولیه در انتخاب اندازه **CHP** به گونه‌ای مؤثر است که عدم رعایت آن هزینه‌های مضاعفی را چه برای خرید دستگاه و چه برای تعمیر و نگهداری بر کاربر تحمیل می‌کند.

معمولاً سیستم CHP به تنهایی کاربرد ندارد، یعنی برای تأمین تمام نیاز واحد تنها CHP در نظر گرفته نمی‌شود. از نظر تولید برق در زمانهایی از CHP استفاده می‌شود که هزینه برق تولیدی در مقایسه با برق خریداری شده از شبکه مقرون به صرفه باشد. (لذا گاهی در برخی از ساعات شبانه‌روز خرید برق از شبکه مقرون به صرفه‌تر خواهد بود) .



شکل ۷– نمودار تقاضای انرژی حرارتی روزانه برای یک مرکز ورزشی



Thermal load duration curve for a hospital: a) for a single 300 kW_{th} cogeneration unit; b) for the same unit with thermal storage; c) for two 200 kW_{th} cogeneration units.

شکل ۸- مقایسه تولید مشترک برق و حرارت در حالت‌های مختلف در یک بیمارستان

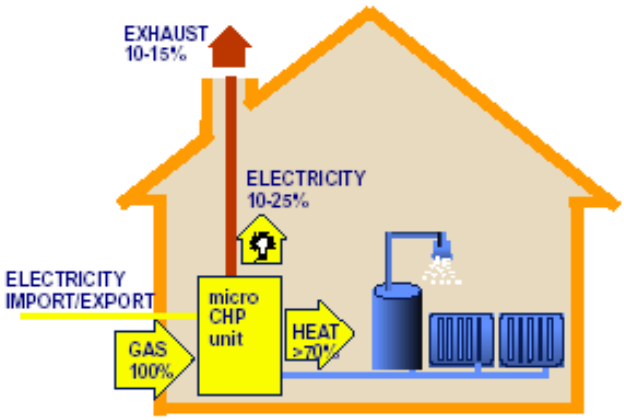
حـرارت تولیدی CHP نیز در اغلب موارد تمام نیاز واحد را پوشش نمی‌دهد، لذا در کـنار آن از یـک بویلـر نـیز اسـتفاده می‌شود. همچنین توصیه می‌شود در کنار سیستم CHP یـک مخـزن آب گـرم(a buffer storage) تعبیه شود که علاوه بر فراهم بودن همیشـگی آب گـرم، امکـان نصـب یک آب گرمکن ثانویه (مانند بویلر مذکور) نیز باشد. بدیـن ترتیب علاوه بر اقتصادی‌تر شدن سرمایه‌گذاری، عدم انطباق زمان تولید و مصرف آب گرم برطرف می‌شود.

از آنجائیکه امکان فروش برق تولیدی مازاد بر مصرف توسط CHP، به شبکه برق وجود دارد، لذا معیار اصلی در انتخاب اندازهٔ CHP، دیماند حرارتی واحد می‌باشد، تا مازاد حرارت تولید نشود، اما از طرف دیگر نباید مصرف برق بگونه‌ای باشد که بار اعمالی کمتر از ۵۰٪ بار نامی سیستم شود چرا که این موضوع افت شدید راندمان را در پی دارد.

علاوه بر انتخاب اندازهٔ مناسب، نوع سیستم CHP نیز اولاً برای توانایی تأمین نیازهای کاربر و ثانیاً از لحاظ صرفه اقتصادی، بسیار مهم می‌باشد.

تولید مشترک برق و حرارت در مقیاس کوچک (Mini CHP)

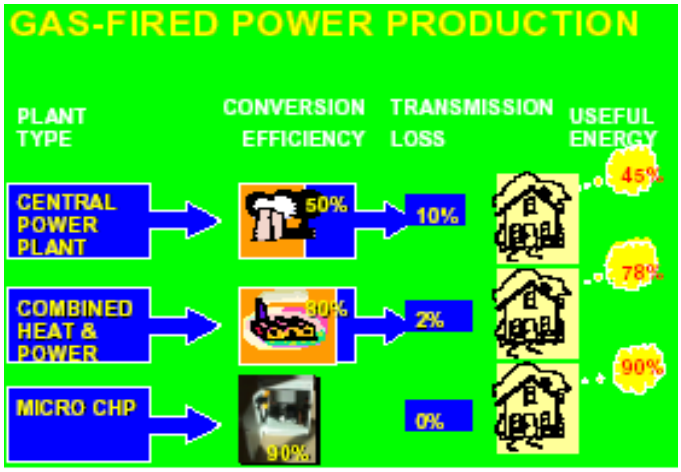
Mini CHP تولیدکنندهٔ بخشی از حرارت و توان الکتریکی مورد نیاز یک واحد مسکونی تک خانوار است. ابعاد این دستگاه چندان کوچکتراز سایر نمونه‌های CHP نیست و شاید بتوان گفت جانشین بسیار خوبی برای بویلرهای حرارت مرکزی واحدهای مسکونی است، که آب گرم مصرفی و گرمای خانه را تأمین می‌کند. اگر چه راندمان بویلر (۸۸٪) و CHP (۸۵٪) نزدیک بوده و قیمت بویلر نیز کمتر است، اما CHP علاوه بر تولید حرارت، برق مورد نیاز ساختمان را نیز تأمین می‌کند. سوخت مصرفی Mini CHP گاز طبیعی است (طراحی بر اساس سایر سوخت‌ها نیز وجود دارد) که ۲۵-۱۰٪ انرژی آن به الکتریسیته و ۸۰-۷۰٪ آن به حرارت تبدیل می‌شود.



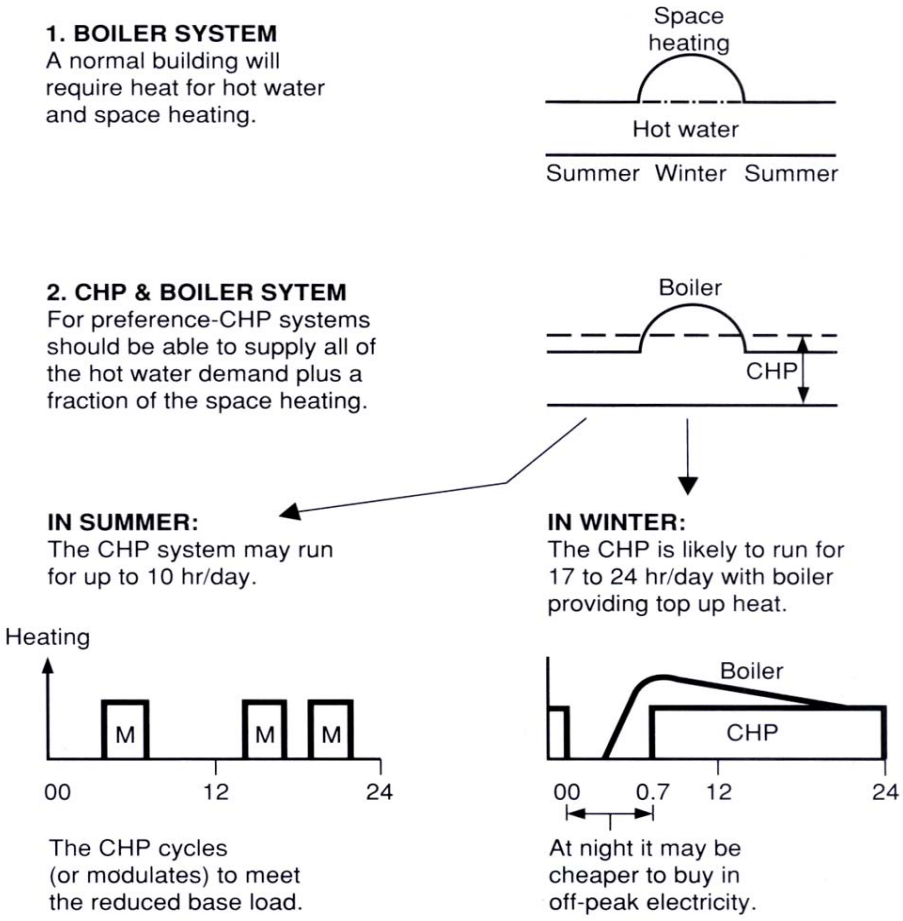
شکل ۹- شکل شماتیک Mini CHP در یک واحد مسکونی

این میزان برق تولیدی غالباً افزون بر نیاز خانوار است و لذا با فروش مازاد آن، علاوه بر بی‌نیازی به خرید برق از شبکه، مزیت مضاعفی برای سبد اقتصادی خانوار محسوب می‌شود.

با تولید برق مورد نیاز خانه در محل، علاوه بر کاسته شدن از بار نیروگاه‌ها، بویژه در زمان پیک مصرف، از ۱٪ تلفات خطوط انتقال نیز جلوگیری می‌شود که باید گفت تمام این موارد به همراه راندمان بالای CHP در مصرف سوخت و نیز کاهش ۲۵ درصدی مصرف سوخت در مجموع بهره‌وری انرژی سوخت را به بیشترین حد ممکن می‌رساند.



شکل ۱۰- نیروگاههای گاز سوز



Building heat demand profiles

شکل ۱۱ - ساختار تقاضای انرژی حرارتی ساختمانها

حرارت تولید شده توسط Mini CHP متناسب با اندازه هر واحد مسکونی مصارف گوناگونی می‌تواند داشته باشد. در خانه‌های کوچک ممکن است این سیستم تمام نیاز حرارتی خانه اعم از گرمایش محیط و آب گرم مصرفی را تأمین کند. اما در واحدهای بزرگتر می‌تواند بعنوان تأمین‌کننده یکی از این دو بکار برده شود و یا می‌تواند بعنوان

تأمین کننده بار پایه (base load) در نظر گرفته شده و باقی نیاز مصرفی توسط بویلر یا آب گرم‌کن فراهم شود.

Mini CHP علاوه بر مصارف خانگی می‌تواند برای رستوران‌ها، دفاتر اداری و شرکت‌های کوچک بکار برده شود. همچنین اگر بار حرارتی مورد نیاز واحد بیشتر از توانایی دستگاه Micro CHP باشد می‌توان از دو یا چند دستگاه بطور موازی استفاده کرد. اما نباید شرایط بگونه‌ای باشد که بار مورد نیاز کمتر از ۱۰۰٪ توان تولیدی برق دستگاه شود که در این صورت با افت راندمان همراه خواهد بود.

نمونه‌ها و آمارهایی مربوط به استفاده از CHP در مصارف تجاری و خانگی :

انگلستان

کشور انگلستان شاید بیشترین توجه را به فناوری CHP نموده است. بیشتر شرکت‌های سازنده Small-Scale CHP متعلق به این کشور هستند و بخش‌های تجاری، صنعتی و خانگی آن در استفاده از CHP بسیار پیشرو بوده‌اند. شاید بتوان گفت متنوع‌ترین طیف استفاده از CHP چه از لحاظ اندازه و چه از لحاظ نوع (و از جمله سوخت مصرفی) در کشور انگلستان است.

در سال ۱۹۹۴ حدود ۹۰۰ واحد مختلف تجاری با داشتن سیستم Small-CHP Scale حدود ^{Mwe} ۱۲۰ تولید برق داشته‌اند و این میزان تا سال ۲۰۰۰ بیش از ۳۰ برابر شده است. در حال حاضر توجه کشور انگلستان به Micro CHP معطوف شده است و تبلیغات وسیعی را در این زمینه آغاز کرده است. بنا بر بررسی انجام شده در کشور انگلستان ۱۳ میلیون واحد مسکونی قابلیت نصب سیستم CHP را دارند که در این صورت ظرفیت نصب شده در حدود ^{GW} ۲۰-۱۵ خواهد شد.

آلمان

بیشترین توجه به سیستم Mini CHP توسط شرکت‌های سازنده آلمانی صورت گرفته است. بگونه‌ای که این تنوع در حدی است که رقابت سازندگان را در کاهش قیمت و بهبود کیفیت بدنبال داشته است.

شکل ۱۲ – سیستم‌های CHP نصب شده در آلمان در فاصله زمانی ۱۹۹۸-۱۹۶۰

ایالات متحده

کشور آمریکا یکی از بزرگترین مصرف‌کنندگان سیستم‌های CHP بشمار می‌رود. در میان تمام منابع بدست آمده، فقط می‌توان اطلاعات و آمار بسیار دقیقی از کاربران سیستم CHP در ایالات متحده ارائه نمود که دید خوبی بدست می‌دهد.

۴– مزایای تولید مشترک

- **مصرف انرژی اولیه کمتر**
- **کاهش هزینه انرژی**
- **عدم اتلاف انتقال و توزیع**
- **کاهش مسؤولیت دولت جهت ساخت نیروگاه و حتی فروش برق به شبکه**
- **کاهش آلودگی‌های زیست محیطی**

۵– نگاهی گذرا به تکنولوژی‌های متداول سیستم تولید مشترک برق و حرارت

افزایش آگاهی از مزایای سیستم تولید مشترک، انگیزه‌ای برای نصب و راه‌اندازی سیستم‌های تولید مشترک در نواحی مختلف جهان شده است.

عمومی‌ترین اشکال سیستم تولید مشترک بر اساس توربین گاز، موتور دیزل (احتراق داخلی) و سیکل توربین بخار می‌باشد.

از سه تکنولوژی یاد شده، تولید مشترک توربین گاز، سریعترین پیشرفت را در سالهای اخیر تجربه کرده است. بخش صنعت مهمترین مشتری سیستم تولید مشترک می‌باشد. بطوریکه در سالهای اخیر با توجه به رشد سریع سیستم تولید مشترک توربین گاز در بخش صنعت، کارآیی کارخانه‌ها بطور قابل توجهی افزایش یافته و هزینه‌های نصب کاهش یافته است. علاوه بر آن **Packages** (سیستم‌های یکپارچه) تولید مشترک بسادگی و سریع ساخته و نصب می‌شوند.

سیستم تولید مشترک موتور دیزل (احتراق داخلی) برای مصرف کننده‌های کوچکی که نیاز بیشتری به انرژی الکتریکی دارند و یا به کیفیت انرژی حرارتی پائینی نیاز دارند (بخار فشار پائین یا آب گرم) مناسب می‌باشد. بیمارستانها و ساختمانهای تجاری، نمونه‌ای از مشتریان سیستم تولید مشترک موتور دیزل هستند. سیستم تولید مشترک موتور دیزل هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه پائین و در استفاده از سوختهای مختلف انعطاف‌پذیری دارد. علاوه بر آن در این سیستم، بر خلاف توربین گاز، درجه حرارت و آب و هوای محیط تأثیری بر آن ندارد. به همین دلیل برای کشورهایی با آب و هوای گرم کاملاً مناسب است.

سیستم تولید مشترک توربین بخار در صنایع قند و شکر، کارخانجات چوب، صنایع غذایی و غیره موقعیت و قابلیت اجرای بیشتری دارد. در این کارخانجات حتی سوخت این سیستم تولید مشترک می‌تواند از **Biomass** داخلی (مواد زائد تولیدی) تأمین شود.

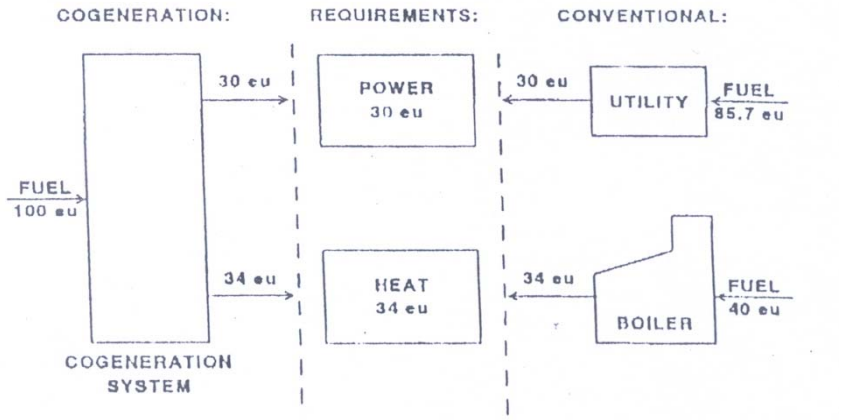
فصل دوم

سیستمهای پایه تولید همزمان برق و حرارت
(Basic Cogeneration System)

۱ – فواید تولید همزمان برق و حرارت :

برای نشان دادن فواید ناشی از صرفه‌جوئی ریالی و سوختی سیستمهای تولید مشترک، مقایسهٔ ساده زیر ارائه می‌گردد. شکل شماره (۱) نشان‌دهنده جزئیات این مقایسه است. توان الکتریکی و حرارتی مورد نیاز برابر با ۳۰ واحد انرژی از توان برقی و ۳۴ واحد انرژی از حرارتی می‌باشد. این نیازهای برقی و حرارتی را می‌توان با استفاده از یک سیستم تولید همزمان و یا سیستمهای معمولی تأمین کرد. سیستمهای معمولی می‌تواند یک تولید کننده برق و یک بویلر استاندارد باشد.

د ر سمت چپ شکل سیستم تولید همزمان قرار دارد و در سمت راست سیستم معمولی تمام اجزاء سیستم تولید همزمان توسط جعبه نشان داده شده است.



شکل ۱- نمای شماتیک فواید سیستم تولید همزمان نسبت به سیستمهای معمولی

با فرض اینکه راندمان تولید برق برای سیستم تولید همزمان ۳۰٪ باشد، آنگاه ۳۰ واحد انرژی از ۱۰۰ واحد انرژی موجود در سوخت تولید می‌شود سپس این سیستم تولید همزمان ۳۴ واحد حرارت تولید می‌کند. این اعداد - بعنوان خروجی سیستم تولید همزمان اعم از برقی و حرارتی- مقادیر حداقل و با محافظه کاری در نظر گرفته شده‌اند باید در نظر داشته باشیم که بسیاری از سیستمها دارای مقادیر بالاتری از راندمان هستند.

راندمان ترمودینامیک کلی در سیستم تولید همزمان بصورت زیر تعریف گردیده است:

$$\eta_{\circ} = (P+T)/F$$

که **P** بیانگر توان الکتریکی و **T** بیانگر مقدار انرژی حرارتی یا گرمائی و **F** بیانگر مقدار ورودی سوخت (همه بر اساس واحدهای یکسان) است. این راندمان کلی همچنین می‌تواند بصورت جمع راندمان‌های جزئی تولیدات حرارتی و برقی ارائه گردد. برای این مثال سیستم تولید همزمان دارای راندمان کلی

$\eta_{\circ}$ = (۳۰ + ۳۴)/۱۰۰ = ٪۶۴

خواهد بود.

در سیستم‌های معمولی که در سمت راست شکل (۱) نشان داده شده است، نیازهای حرارتی و برقی با استفاده از یک نیروگاه برق و یک بویلر تأمین می‌گردد. در این مورد فرض بر این است که نیروگاه قادر است تا ۳۰ واحد انرژی مربوط به توان برقی را با راندمان نیروگاه برابر با ۳۵٪ (که برای بیشتر نیروگاهها مقدار بالائی است) تأمین نماید. این سیستم نیاز به سوخت ورودی به میزان ۸۵/۷ واحد انرژی دارد. بویلر تأمین کننده ۳۴ واحد انرژی حرارتی با راندمان ۸۵٪ می‌باشد که نیاز به ۴۰ واحد انرژی از سوخت ورودی دارد. بنابراین راندمان کلی خواهد بود :

$$\eta_{\circ} = (P+T)/F = (P+T)/F \text{ = (۳۰ + ۳۴) / (۸۵/۷+۴۰) = ٪۵۱}$$

این مثال ساده نشان‌دهنده فواید ترمودینامیکی سیستم تولید همزمان در مقایسه با سیستم تولید معمولی است درحالیکه هر دو یک هدف را محقق می‌کنند. در این مثال سیستم تولید همزمان دارای یک راندمان کلی ۶۴٪ در مقایسه با مقدار راندمان ۵۱٪ در سیستم معمولی بوده و در مقایسه با سیستمهای معمولی، افزایش مطلق ۱۳٪ و بهبود نسبی ۲۵٪ (بر اساس ۵۱٪) را نشان می‌دهد.

برای تعیین صرفه‌جوئی‌های پولی و سوختی سیستم‌های تولید همزمان در مقایسه با سیستمهای تولید معمولی، فرض می‌کنیم قدرت الکتریکی خروجی MW ۵۰ باشد، این مقدار میزان توانی است که معمولاً در یک دانشگاه بزرگ یا یک کارخانه وجود دارد.

مقدار خروجی حرارتی برای این مثال برابر است با :

$T = (۳۴/۳۰)۵۰\ MW = ۵۶/۷\ \ MW$

این مقدار را به واحدهای MBtu/hr (میلیون بی تی یو در ساعت) می‌توان تبدیل کرد :

$T = ۵۶/۷\ (۳/۴۱\ Mbtu/hr/MW) = ۱۹۳/۴\ \ MBtu/hr$

برای تعیین ورودی‌های سوخت، قدرت را بایستی بر اساس واحدهای یکسان تبدیل کرد :

$P = ۵۰\ (۳/۴۱\ \ Mbtu/hr/MW) = ۱۷۰/۷\ \ \ MBtu/hr$

اکنون ورودی‌های سوخت بصورت زیر ارائه می‌شوند :

سوخت تولید همزمان $(FUEL)_{cogen} = (P+T)/(\eta_{\circ})_{cogen} = \ = (۱۷۰/۷+۱۹۳/۴)/۰/۶۴ = ۶۹\ MBtu/hr$

سوخت تولید معمولی $(FUEL)_{conv.} = (P+T)/(\eta_{\circ})_{conv.} = \ (۱۷۰/۷+۱۹۳/۴)\div ۰/۵۱ = ۷۱۴\ MBtu/hr$

مقدار صرفه‌جوئی در سوخت از تفاوت مقادیر فوق بدست می‌آید :

سوخت تولید معمولی $(FUEL\ Saving) = (Fuel)_{conv.} = (Fuel)_{cogen} = ۷۱۴-۵۶۹ = ۱۴۵\ MBtu/hr$

اگر نیروگاه ۶۰۰۰ ساعت در سال کار کند (این مقدار با تخمین محافظه‌کارانه بطور متوسط ۶۸٪ از زمان کارکرد را نشان می‌دهد) آنگاه صرفه‌جوئی سوختی در سال برابر با ۸۷۰۰۰۰ میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود.

اگر قیمت سوخت ۲ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو باشد، آنگاه صرفه‌جوئی مالی برابر ۱/۷۴ میلیون (دلار) در سال خواهد بود. اگر چه این مثال یک تجزیه و تحلیل اقتصادی ساده است ولی جهت‌گیری کلی آن مناسب است، بطور خلاصه، استفاده از تولید همزمان روش مؤثری در استفاده کارآ از سوختها می‌باشد. انرژی آزاد شده از سوخت هم برای تولید توان برقی و هم برای انرژی حرارتی مفید استفاده می‌شود. صرفه‌جوئی در انرژی و پول قابل توجه بوده و نشان داده شده است که اینگونه سیستمها هم از جهت فنی و هم از جهت اقتصادی و برای محدوده وسیعی از کاربردها قابل انجام هستند.

۲– سیکلهای بالادست و پائین دست (Topping and Bottoming Cycles)

یک سیستم تولید همزمان را می‌توان به دو صورت سیکل بالادست و سیکل پائین دست تعریف کرد. شکل شماره (۲) نمای شماتیک یک سیستم سیکل بالادست را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود یک محرکه اولیه با مصرف سوخت، قدرت لازم برای یک ژنراتور را برقی که تولید کنندهٔ برق است تولید می‌نماید. این برق را می‌توان بصورت کامل در محل مصرف کرد یا اینکه به شبکه توزیع برق متصل کرد و به مصرف کنندگان محلی یا مشتریان دیگر فروخت.

شکل ۲ – نمای شماتیک یک سیستم تولید همزمان با سیکل بالادست

گازهای داغ خروجی به یک دیگ بازیابی حرارت Heat Recovery Boiler(HRB) هدایت می‌گردد تا تولید بخار یا آب داغ کند. بخار یا آب داغ در محل برای فرآیند یا گرمایش ساختمانها استفاده می‌شود.

این سیستم تولید همزمان به نام سیکل بالادست طبقه‌بندی می‌شود، چون توان الکتریکی ابتدا در درجه حرارت بالا، ناشی از فرآیند احتراق سوخت تولید شده و سپس انرژی دفع شده (اگزوز شده) برای تولید انرژی حرارتی مفید مورد استفاده قرار می‌گیرد (مانند تولید بخار یا آب داغ در این مثال).

شکل شماره (۳) نشان دهندهٔ حالت‌های ترمودینامیک گازهای اگزوز برای این فرآیند در یک منحنی آنتروپی درجه حرارت می‌باشد. برای این فرآیند، با گرفتن انرژی از گازهای

حاصل از احتراق، درجه حرارت و آنتروپی کاهش پیدا کرده (چون این فرآیند، فرآیند از دست دادن انرژی است).

شکل ۳ – درجه حرارت گاز بصورت تابعی از آنتروپی در یک سیستم سیکل بالادست

همانطور که نشان داده شد گازهای با درجه حرارت بالا ابتدا برای تولید توان الکتریکی استفاده شد و سپس گازهای با درجه حرارت پائین (اگزوز) برای تولید انرژی حرارتی مفید مورد استفاده قرار می‌گیرند. عمدهٔ سیستم‌های تولید همزمان بر اساس سیکل‌های بالادست می‌باشند.

دیگر طبقه‌بندی سیستم‌های تولید همزمان سیستمهای سیکل پائین دست می‌باشند. شکل شماره (۴) نمای شماتیکی از یک سیکل پائین دست می‌باشد. همانطور که نشان داده شده است، گازهای حاصل از احتراق با درجه حرارت بالا ابتدا در فرآیند حرارتی درجه حرارت بالا مورد استفاده قرار گرفته (مثل فرآوری فلزات در درجه حرارت بالا) و سپس گازهای با درجه حرارت پائین در یک سیکل درجه حرارت پائین مخصوص برای تولید توان الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

شکل ۴ – نمای شماتیک یک سیستم تولید همزمان با سیکل پائین دست

شکل شماره (۵) نشان‌دهنده حالت‌های ترمودینامیک گازهای اگزوز برای این فرآیند در یک دیاگرام درجه حرارت – آنتروپی می‌باشد.

بعد از گرفتن انرژی در درجه حرارتهای بالا، انرژی در دسترس در درجه حرارت پائین (پائین دست) برای تولید توان الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

شکل ۵ – درجه حرارت گاز بصورت تابعی از آنتروپی برای یک سیستم با سیکل پائین دست

سیستمهای تولید مشترک با سیکل پائین دست، کاربردهای کمتری نسبت به سیستمهای با سیکل بالا دست دارند و بایستی با سیستم‌های بازیابی حرارت اتلافی مثل گرم کننده‌های آب تغذیه، ری‌کوپراتورها و مبدلهای حرارت فرآیند مقایسه و در رقابت باشند.

یکی از مشکلات موجود در سیستمهای سیکل پائین دست، همانا سیکل تولید توان الکتریکی با درجه حرارت پائین است.

برای مثال شکل (۴) نشان‌دهند یک سیکل رانکین درجه حرارت پائین است.

سیکل رانکین با درجه حرارت پائین مشابه با سیکل رانکین بخار معمولی است، با این تفاوت که بجای استفاده از آب، از یک مادهٔ آلی مثل (یک مبرد) استفاده می‌شود. این مایع در درجه حرارت کمتری نسبت به آب تبخیر شده و بنابراین سیکل مزبور قادر به مصرف انرژی با درجه حرارت پائین می‌باشد. این سیکل‌ها عمدتاً راندمان خیلی کمتری در مقایسه با سیکلهای قدرت معمولی داشته و غالباً تجهیزات مخصوصی را نیاز داشته و از سیالات عامل گرانتری استفاده می‌کنند.

۳– سیکل‌های ترکیبی (Combined Cycles)

یک شکل خاص از نیروگاهها که کاربرد زیادی در صنعت دارند، بر اساس سیکل بالا دست در نیروگاهها شناخته شده‌اند. در این ترکیب (فرآیند) از یک توربین گاز برای تولید برق استفاده شده و گاز خروجی به یک بازیاب مولد بخار هدایت می‌شود. بخار آنگاه به یک توربین بخار هدایت شده و تولید برق اضافی می‌کند. این چنین نیروگاه برق سیکل ترکیبی غالباً بنام **Gas Turbine Combined Cycle (CCGT)**نامیده می‌شود. در یک کاربرد همزمان، مقداری بخار برای تأمین نیازهای حرارتی مورد نیاز خواهد بود. همانطور که انتظار می‌رود سیکلهای ترکیبی دارای نسبتهای توان به حرارت بالا بوده و راندمان الکتریکی بالائی دارند.

طراحی‌های فعلی می‌توانند منوط به تجهیزات و محل و جزئیات کاربرد مشخص، دارای راندمان‌های الکتریکی تا ۵۵٪ باشند. این طراحی‌ها برای نیروگاههای سیکل ترکیبی، قدرت توربین گاز را بین ۱/۵ تا ۳/۵ برابر قدرت بدست آمده از توربین بخار افزایش می‌دهد. این نیروگاهها غالباً بصورت سیستمهای بار پایه با کارکرد بیش از ۶۰۰۰ ساعت در سال می‌باشند.

۴– کاربرد سیستمهای تولید همزمان برق و حرارت
(Application of Cogeneration Systems)

کلیات

در سیستمهای تولید همزمان از انواع تجهیزات استفاده شده و ممکن است برای رفع نیاز بخصوص، در یک محل مشخص طراحی گردند. از طرف دیگر، بسیاری از واحدها دارای احتیاجات مشابه بوده و سیستمهای تولید همزمان پکیج (از قبل طراحی شده) می‌توانند این احتیاجات را رفع کرده و از جهت اقتصادی بر سیستمهای مهندسی طراحی از ابتدا، ترجیح داده می‌شوند. آنچه در ذیل می‌آید مثالهائی برای سیستمهای تولید همزمان در ۳ بخش مختلف اقتصادی می‌باشد. سیستم‌های تولید همزمان در تمام بخشهای اقتصادی دنیا وجود دارند. برای سادگی مقایسه، سیستمهای تولید همزمان را غالباً در یکی از ۳ گروه زیر تقسیم بندی می‌کنند.

۱ – صنعتی

۲ – اداری

۳ – تجاری

انواع و اندازه‌های سیستم تولید همزمان در این ۳ بخش تا اندازه‌ای با یکدیگر تطابق دارند ولی برای تشریح انواع کاربردها این تقسیم‌بندی سه گانه کار را راحت می‌کند. در این بخش مثالهائی در مورد انوع کاربردهائی که وجود دارند آورده می‌شود.

۴–۱– بخش صنعتی (Industrial Sector)

بخش صنعت در مقایسه با دیگر بخشهای اقتصادی، قدیمی‌ترین، بزرگترین و بیشترین تعداد را در سیستم‌های تولید همزمان دارا می‌باشد. همانطور که قبلاً در تاریخچه ذکر شد، تولید همزمان در صنعت ابتدا در اوایل قرن بیستم برای تأمین احتیاجات حرارتی و برقی بصورت کارآ مورد استفاده قرار گرفت. بسیاری از صنایع دارای تاریخچه غنی و دائمی از کاربردهای تولید همزمان می‌باشند. بخش صنعت به دلایل چندی عمده‌ترین کاربرد تولید همزمان را داشته است.

واحدهای صنعتی غالباً بطور پیوسته کار کرده و در آنها نیازهای برقی و حرارتی همزمان وجود داشته و پیشاپیش دارای نیروگاه و پرسنل متخصص مربوطه می‌باشند. صنایعی که

مشخصاً مصرف کننده بالای انرژی هستند، مثل صنایع پتروشیمی و چوب و کاغذ، صنایع غذایی بهترین موارد برای تولید همزمان هستند.

بسیاری از این صنایع دارای ظرفیت تولید همزمان چند صد مگاوات نیروی برقی در محل هستند. بعلاوه صنایع با ظرفیت متوسط و کوچک نیز می‌توانند از تولید همزمان استفاده کنند.

۴-۲ - بخش اداری (Institutional Sector)

بخش اداری شامل طیف گسترده‌ای از مراکز غیر انتفاعی شامل دانشگاهها، کالج‌ها و مدارس، ساختمان‌های دولتی بزرگ، بیمارستانها، مراکز نظامی و دیگر مراکز غیر انتفاعی می‌باشد. بسیاری از این مراکز اگر هم بطور پیوسته مورد استفاده قرار نگیرند در ساعات زیادی از روز مورد استفاده قرار می‌گیرند. بعضی مراکز (مانند بیمارستانها) ممکن است از قبل برای توان رویارویی با شرایط اضطراری دارای سیستم تولید برق اضطراری که بتوان از آن در سیستم تولید همزمان استفاده کرد باشند. اگر چه یک بیمارستان بزرگ یا یک دانشگاه بزرگ را نمی‌توان با یک واحد صنعتی بزرگ مقایسه کرد، ولی گاهی در این موارد به ۵۰ مگاوات یا بیشتر، نیروی برقی تولید شده بصورت همزمان نیاز است.

شکل شماره (۶) نمای شماتیک یک سیستم تولید همزمان نصب شده در سال ۱۹۸۶ در دانشگاه رایس در هوستون تکزاس را نشان می‌دهد.

شکل۶ – نمای شماتیک یک سیستم تولیدهمزمان با سیکل بالادست که در سال ۱۹۸۶ در دانشگاه رایس در هوستون تگزاس نصب گردید.

همانطور که نشان داده شده است این سیستم ، یک سیستم تولید همزمان بالادست است که دارای یک توربین گاز ۳/۲ مگاواتی و یک بازیاب حرارتی مولد بخار و ۲ چیلر ابزورپشن ۱۰۰۰ تن می‌باشد.

به دلیل اینکه این سیستم بسیار موفق بوده یک سیستم تولید همزمان ثانویه نیز با استفاده از سیکل ترکیبی در سال ۱۹۸۹ نصب گردید. این سیستم یک توربین گاز MW ۳/۷ و یک توربین بخار KW ۴۰۰ و یک چیلر ابزورپشن ۱۵۰۰ تن را شامل می‌شد. این دو سیستم تولید همزمان ۹۰٪ قدرت برقی، گرمایش دانشگاه را تأمین کردند.

۴-۳ - بخش تجاری (Commercial Sector)

بخش‌های تجاری شامل طیف گسترده‌ای از مراکز انتفاعی شامل مراکز تجاری، هتل‌ها، متل‌ها، آپارتمانها و مجتمع‌های مسکونی، رستورانها، مراکز خرید، خشک شوئی‌های صنعتی و آزمایشگاهها می‌شود. عموماً این بخش کوچکتر نیز تولید کننده‌های همزمان را شامل شده و مزایای اقتصادی در این بخش در مقایسه با دیگر بخش‌ها کمتر بوده مگر اینکه نرخهای برق بطور غیرعادی بالا باشد. از آنجائیکه بسیاری از این مراکز خصوصیات مشابهی را دارند، غالباً استفاده از سیستم‌های تولید همزمان آماده و طراحی شده از قبل امکان پذیر می‌باشد (Package). استفاده از این واحدها ارزانتر از حالتی است که در آن طراحی از ابتدا صورت گرفته باشد.

فصل سوم

تجهیزات و اجزاء سیستم تولید مشترک برق و حرارت
(Equipment and Components)

سیستم‌های تولید همزمان شامل چندین دستگاه عمده و بسیاری اجزاء کوچکتر می‌باشند. در این قسمت به تشریح آنها و راهنمائی‌های لازم برای انتخاب این تجهیزات و دستگاهها می‌پردازیم.

۱ – محرکهای اولیه

۲ – تجهیزات الکتریکی

۳ – دستگاههای بازیابی حرارت

۴ – چیلرهای جذبی

۱– محرکهای اولیه (Prime Movers)

محرکهای اولیه شامل دستگاههائی است که انرژی سوخت را به قدرت محور چرخنده تبدیل کرده تا ژنراتورهای برقی را به حرکت درآورند.

محرکهای اولیه که غالباً در سیستم‌های تولید همزمان استفاده می‌شوند عبارتند از : توربین‌های بخاری، توربین‌های گازی و موتورهای رفت و برگشتی. در این قسمت به تشریح محرک‌های اولیه می‌پردازیم .

تفاوت عمده بین محرکهای اولیه(الف) ابتدا در سوختهائی است که آنها استفاده می‌کنند، و دیگر اینکه (ب) در فرآیند احتراق آنها و راندمان حرارت کلی، نوع، مقدار و درجه حرارت انرژی دفع شده می‌باشد.

سیستم‌های CHP در سه دسته کلی بر اساس نوع محرک اولیه آن تقسیم‌بندی می‌شوندکه هر دسته زیر مجموعه‌هایی دارد.

- سیلندر پیستونی
- توربینی

- **پیل سوختی**

در جدول (۱) اطلاعات جامعی از انواع سیستم‌های CHP آورده شده است.

جدول ۱ - انواع سیستم‌های مختلف CHP

Table II: Summary of CHP Technologies			
CHP system	Advantages	Disadvantages	Available sizes
Gas turbine	High reliability. Low emissions. High grade heat available. No cooling required.	Require high pressure gas or in-house gas compressor. Poor efficiency at low loading. Output falls as ambient temperature rises.	500 kW to 40 MW
Microturbine	Small number of moving parts. Compact size and light weight. Low emissions. No cooling required.	High costs. Relatively low mechanical efficiency. Limited to lower temperature cogeneration applications.	30 kW to 350 kW
Spark ignition (SI) reciprocating engine	High power efficiency with part-load operational flexibility. Fast start-up. Relatively low investment cost. Can be used in island mode and have good load following capability. Can be overhauled on site with normal operators. Operate on low-pressure gas.	High maintenance costs. Limited to lower temperature cogeneration applications. Relatively high air emissions. Must be cooled even if recovered heat is not used. High levels of low frequency noise.	< 5 MW
Diesel/compression ignition (CI) reciprocating engine			High speed (1,200 RPM) ≤4MW
			Low speed (60-275 RPM) ≤65MW
Steam turbine	High overall efficiency. Any type of fuel may be used. Ability to meet more than one site heat grade requirement. Long working life and high reliability. Power to heat ratio can be varied.	Slow start up. Low power to heat ratio.	50 kW to 250 MW
Fuel Cells	Low emissions and low noise. High efficiency over load range. Modular design.	High costs. Low durability and power density. Fuels requiring processing unless pure hydrogen is used.	200 kW to 250 kW

در کاربردهای تولید همزمان، یک پارامتر عمده برای هر یک از محرکهای اولیه، نسبت مربوط به نرخ انرژی حرارتی تأمینی و توان الکتریکی خروجی می‌باشد. این نسبت را نسبت حرارت به توان الکتریکی نامیده که بدون بعد (KW/KW یا Btu. hr/Btu/hr) می‌باشد. مشخص بودن مقدار نسبت حرارت به توان الکتریکی در انتخاب نوع مناسب محرک اولیه برای یک کاربرد خاص مهم می‌باشد.

۱-۱- توربین‌های بخار (Steam Turbines)

از توربین‌های بخار در نیروگاهها و صنعت بطور گسترده استفاده می‌شود. توربین‌های بخار از بخار با فشار و درجه حرارت بالای یک بویلر استفاده می‌کنند. بخار، درون توربین جریان یافته و توربین را به گردش در می‌آورد. بخار خروجی از توربین در درجه حرارت و فشار پائین می‌باشد. اختلاف عمدهٔ توربین بخار نسبت به موتورهای رفت و برگشتی و توربین‌های گاز در احتراق است که در خارج و در یک دستگاه مجزا به نام بویلر اتفاق می‌افتد. این کار اجازه می‌دهد تا از طیف گسترده‌ای از سوختها از جمله سوختهای منجمد نظیر زغال سنگ یا مواد ضایعاتی جامد استفاده کرد.

البته بخار خروجی می‌تواند برای مصارف گرمایش و یا تأمین انرژی مورد نیاز چیلر جذبی نیز مورد استفاده قرار بگیرد. توربین‌های بخار در اندازه‌ها و شکلهای مختلف موجود هستند.

یک تفاوت عمده در آنها این است که توربین بخار ما تقطیرکننده است یا غیر تقطیر کننده (Condensing or Noncondensing (Back Pressure) Turbine). توربین‌های بخار کندانس شونده، اینگونه هستند که بخار در فشار پائین (کمتر از فشار اتمسفریک) از توربین خارج شده بصورتی که بخار را بتوان در یک کندانسور با درجه حرارتهایی نزدیک به درجه حرارت محیط، تقطیر کرد.

توربین‌های بخار تقطیری بیشترین قدرت برقی را تأمین کرده و بنابراین پر مصرف‌ترین نوع توربین در نیروگاهها و سرویس‌های برقی می‌باشند. از آنجائیکه بخار خروجی، انرژی در دسترس کمی را داراست، از کاربرد توربین‌های بخار تقطیری برای تولید همزمان صرفنظر می‌گردد.

توربین‌های بخار غیر تقطیری توربین‌های بخاری هستند که بخار خروجی آن در فشاری بالاتر از فشار اتمسفریک قرار دارد. این توربین‌های بخار را توربین‌های بخار با فشار عقب (Back-Pressure Steam Turbine) نیز می‌نامند.

بخار خروجی این نوع توربین انرژی کافی برای ایجاد گرمایش در فرآیند یا ساختمان را داراست.

هر دو نوع توربین بخار را می‌توان به سیستمی که بتوان در آنها بخشی از بخار توربین را در یک یا چند محل و با فشاری بین فشار ورودی و خروجی گرفت، مجهز کرد. بخار حاصل شده را می‌توان برای نیازهای غیر فرآیندی یا گرمایش در درجه حرارتهای بالاتر مورد استفاده قرار داد.

توربین‌های غیر تقطیر کننده در طیف گسترده‌ای از توان خروجی (۵۰ KW تا ۱۰۰ MW) وجود دارند. فشارهای بخار ورودی از ۱۵۰ تا ۲۰۰۰ Psig بوده و درجه حرارتهای ورودی در محدوده ۵۰۰ تا ۱۰۵۰°F قرار دارند. بسته به طراحی مشخص و کاربرد بخصوص نسبت حرارت به توان الکتریکی برای توربین‌های بخار از ۴ تا ۱۰ متغیر بوده و راندمان حرارتی با بزرگتر شدن اندازه توربین افزایش یافته و می‌تواند از ۸ تا ۲۰٪ تغییر کند.

اگر چه منبع عمده انرژی حرارتی، بخار حاصل شده یا خروجی است، ولی در بعضی موارد اگزوز بویلر نیز می‌توانند بعنوان منبع ثانویه انرژی حرارتی تلقی گردد.

۱-۲- توربین گاز (Gas Turbine)

توربین‌های گازی ثابت همانند توربین‌های بخار در بسیاری از نیروگاهها بعنوان تجهیزات عمدهٔ طرح می‌باشند. بسیاری از تجهیزات توربین‌های گازی ثابت مشابه با توربین‌های گاز هواپیما می‌باشد.

در حقیقت، هم توربین‌های ثابت (صنعتی) و هم توربین‌های گاز هواپیما در سیستم‌های تولید همزمان مورد استفاده قرار می‌گیرند. در توصیف کوتاهی که در پی می‌آید خصوصیات مهمی که در توربین گاز و در سیستم تولید همزمان بکار گرفته می‌شود، تشریح می‌گردد. توربین‌های گازی در اندازه‌ها، طرحها و شکل‌های مختلفی وجود دارند.

در توربین گازی با سیکل ساده از هیچگونه روش خارجی مثل بازیابی حرارت (Regeneration) برای بهبود راندمان استفاده نمی‌شود. بنابراین راندمان حرارتی توربین‌های گازی با سیکل ساده را با استفاده از چند روش خارجی می‌توان افزایش داد، اما در این شرایط طراحی و شکل توربین گاز پیچیده خواهد شد. بسیاری از این تغییرات در توربین گاز با سیکل ساده در جهت استفاده از انرژی گازهای اگزوز است تا توان الکتریکی خروجی و راندمان افزایش یابد. البته، اینچنین تغییراتی میزان انرژی در دسترس اگزوز را کاهش خواهد داد.

بنابراین توربین گاز با بالاترین راندمان برای بکار بردن در سیستمهای تولید همزمان، ممکن است بهترین انتخاب نباشد.

توربین‌های گازی در طیف گسترده‌ای از میزان خروجی یعنی از ۱۰۰ KW تا بیش از ۱۰۰ MW وجود دارند. منوط به نوع طراحی مخصوص، نسبت حرارت به توان الکتریکی برای توربینهای گازی می‌تواند از ۱ تا ۳ تغییر کند.

راندمان حرارتی طراحی با اندازهٔ توربین گاز (سطح قدرت) و پیچیدگی آن تغییر کرده و با افزایش آن، افزایش می‌یابد که معمولاً از ۱۵ تا ۳۰٪ می‌باشد، در مقایسه با توربین‌های بخار بالاتر بودن راندمان حرارتی باعث پائین‌تر بودن نسبت حرارت به توان الکتریکی می‌شود. این راندمان بالا برای کارکرد در حالت تمام بار (از جهت طراحی) می‌باشد. در حالت کارکرد با بخشی از بار، راندمان توربین گاز بسرعت کاهش پیدا می‌کند. همانطور که قبلاً توضیح داده شد، با استفاده از **Reheating. Intercooling. Regenerating** و دیگر تغییرات می‌توان عملکرد کلی توربین گازی را با سیکل ساده بهبود بخشید.

بعلت مقادیر زیاد هوای اضافی مصرفی (جرم هوای کل در مقایسه با جرم سوخت در حدود ۱۰۰ برابر می‌باشد) در فرآیند احتراق توربین گاز، گاز اگزوز خروجی دارای غلظت نسبتاً زیادی نیتروژن و اکسیژن می‌باشد.

توربین گازی فاقد سیکل خنک‌کن است و تنها منبع حرارتی گازهای خروجی از توربین است که دمای در حدود $500^{\circ}c$ دارد. این منبع امکان تولید بخار در واحد **Heat recovery steam Generator (HRSG)** را فراهم می‌سازد که یک بویلر ساده و بدون آتش است. بدین شکل ۶۰٪ انرژی سوخت بشکل حرارت بازیافت شده و راندمان کلی ۹۰-۸۵٪ با **H/P= ۲/۱:۵** برای **CHP** قابل دستیابی است.

بعلاوه در واحدهای بزرگتر می‌توان با بکارگیری روش احتراق تکمیلی راندمان کلی را تا ۹۵٪ نیز افزایش داد که با کاهش آلایندگی سیستم نیز همراه است، چرا که بدلیل خنک کاری درون توربین مقداری هوای اضافه مصرف می‌شود و لذا درصد اکسیژن در گازهای خروجی حدود ۱۴-۱۲٪ می‌باشد که قابل ملاحظه بوده و احتراق مجدد را ممکن می‌سازد. به این ترتیب به حرارت تولیدی سیستم **CHP** افزوده می‌شود.

همانطور که گفته شد علاوه بر تولید بخار می‌توان از حرارت بازیافتی در **oven** (اجاق) یا خشک‌کن نیز استفاده کرد.

بنابراین می‌توان اگزوز توربین گاز را بصورت هوای بسیار گرم شده در نظر گرفت و از آن برای مصارف فرآیند یا گرمایش استفاده کرد. در توربین‌های گازی می‌توان از سوخت‌های مایع نظیر سوخت جت یا نفت سفید و یا سوختهای گازی نظیر گاز طبیعی یا پروپان استفاده کرد.

بالاترین عملکرد را می‌توان با استفاده از سوختهای مایع بدست آورد اما باید توجه داشت کمترین میزان آلایندگی از کار کردن با گاز طبیعی گزارش شده است.

برای سیکلهای کارکرد بصورت دائمی (پیوسته) و مقطعی مقادیر توان الکتریکی متفاوتی برای توربین‌های گازی تعریف می‌شود.

توان الکتریکی در حالت دائمی نسبت به حالت کارکرد مقطعی، کمی کمتر است تا عمر و دوام کارکرد بیشتر باشد.

در هر دو حالت، قدرت خروجی برای شرایط کارکرد استاندارد(که بنام شرایط **ISO** نامیده می‌شود) مشخص گردیده است. شرایط **ISO**، شامل فشار ۱ اتمسفر، **۵۹°F** (**۱۵°C**) همسطح دریا و بدون افت فشار در ورودی و در اگزوز می‌باشد.

برای یک کاربرد بخصوص، می‌بایست شرایط محلی در نظر گرفته شود تا توان نامی **(Rated Power)** تنظیم شده و شرایط کارکرد واقعی مشخص شود. بیشتر تولید کننده‌ها تنظیمات پیشنهادی را بسته به اختلاف بین شرایط محلی و استاندارد برای مصرف کننده ارائه می‌کنند. بخصوص درجه حرارت هوای ورودی در محل که تأثیر زیادی بر خروجی توربین گاز دارد.

با افزایش درجه حرارت هوای محیط، عملکرد یک توربین گازی کاهش پیدا می‌کند که علت آن کاهش دانسیته می‌باشد.

توربین‌های گاز نسبت به توربین‌های بخار، احتیاج به نگهداری بیشتر و تخصصی‌تری دارند. غالب تعمیرات اساسی بعد از ۷۵۰۰۰ تا ۲۰۰۰۰۰ ساعت کارکرد بسته به نوع استفاده و تولید کننده انجام می‌گیرد. طراحی توربین‌های گاز هواپیما بدین صورت است که قسمت داغ " **Hot Section**" را به تولید کننده بر می‌گردانند و به جای آن یک قسمت آماده شده و تعمیر شده را جایگزین می‌کنند تا زمان توقف را به حداقل برسانند البته این تعمیر اساسی گرانتر می‌باشد.

توربین‌های گاز صنعتی به نحوی طراحی می‌شوند که تعمیرات اساسی در محل انجام گرفته و در نتیجه عمدهٔ عملیات ارزانتر می‌باشد.

۱-۳- موتورهای رفت و برگشتی (Reciprocating Engines)

نوع دیگری از محرکهای اولیه برای سیستم‌های تولید همزمان احتراق داخلی (IC)، موتورهای رفت و برگشتی می‌باشد. اگر چه از موتورهای پره‌ای نیز می‌توان در سیستم‌های تولید همزمان استفاده کرد، ولی کاربرد خاصی برای آنها شناخته نشده است.

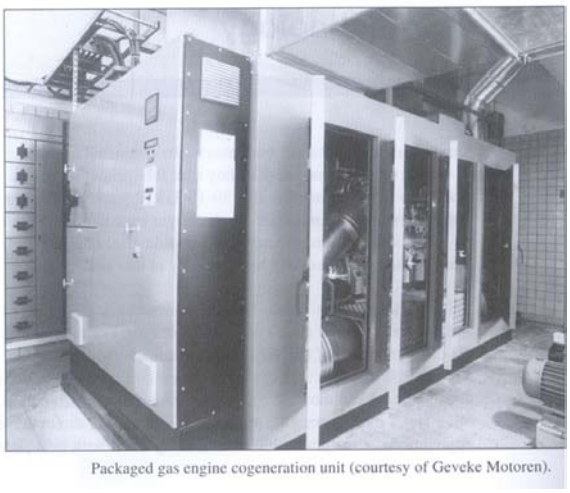
موتورهای احتراق داخلی به چندین صورت وجود دارند و شاید معمول‌ترین شکل از موتورهای رفت و برگشتی، موتورهای بنزینی با احتراق جرقه‌ای در اتومبیل‌ها باشد.

عمدهٔ موتورهای رفت وبرگشتی را در سیستم‌های تولید همزمان با اندازه‌های متوسط تا بزرگ موتورهای دیزل ثابت که با سوخت دیزل (گازوئیل) یا در یک حالت دو گانه با گاز طبیعی کار می‌کنند، تشکیل می‌دهد.

این موتورها ضمن وجود برخی خصوصیات مشترک با یکدیگر، موارد اختلافی نیز در کاربردهای تولید همزمان دارند. قدرت موتورهای رفت و برگشتی همانند توربین‌های گازی و برای دو حالت کار دائم و مقطعی ارائه شده است. قدرت اسمی موتورهای رفت و برگشتی همانطور که برای توربین‌های گاز نیز مطرح است در شرایط استاندارد درجه حرارت محیط، فشار و اختلاف سطح نسبت به دریا بوده و قدرت استاندارد باید برای شرایط محلی نصب دستگاه مزبور تنظیم گردد. این نوع موتورها برای کاربرد تولید همزمان، در بسیاری از سطوح قدرت و با طرحهای مختلف وجود دارند. این سطوح قدرت می‌توانند از کمتر از ۵۰ KW تا بیشتر از ۲۰۰ MW تغییر کنند. بعضی از تولید کننده‌ها حتی سیستم‌های تولید همزمان کوچک را با قدرت خروجی کم (تا میزان ۶ KW) نیز پیشنهاد می‌کنند.

سیستم‌های با موتور سیلندر پیستونی*(reciprocating engine systems)* موتورهای سیلندر پیستونی رایج‌ترین محرک اولیه (موتور) در سیستم‌های CHP در اندازه‌های ^{Kwe} ۱۰۰۰-۱ است. استفاده از این نوع موتور زمینه‌ای مناسب برای سازندگان این سیستم‌ها فراهم می‌آورد تا هر چه بیشتر به خواسته‌های مصرف‌کنندگان نزدیک شوند. پنج نوع اصلی موتور که امروزه بکار می‌رود عبارتند از :

- موتور صنعتی *(Industrial Engine)*
- موتور خودرو *(Automotive Derived Engine)*
- موتور دیزل *(Diesel Engine)*
- موتور گازی *(Gas Engine)*
- موتور استرلینگ *(Stirling Engine)*



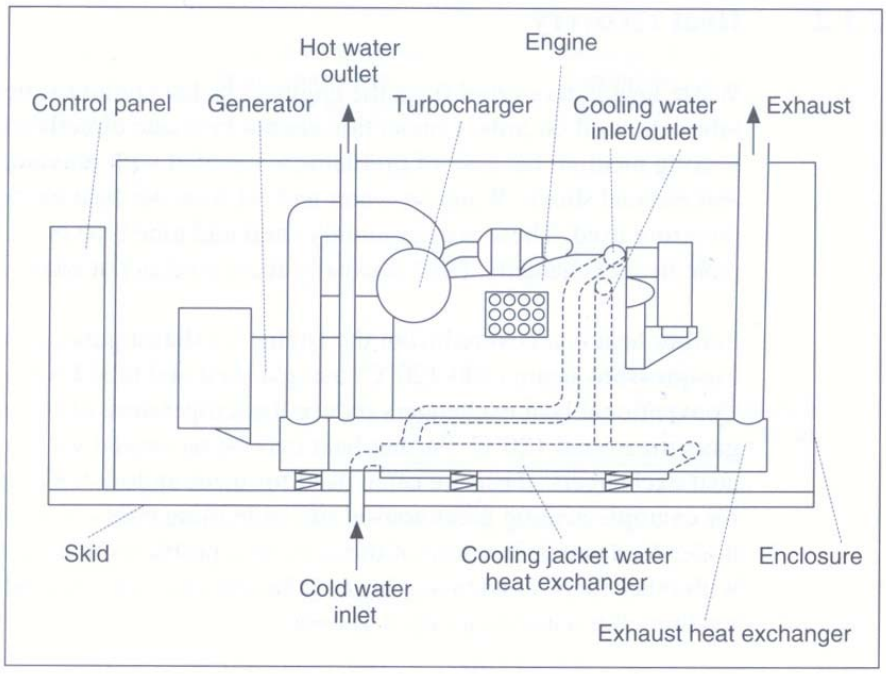
شکل ۱ – واحد تولید مشترک موتور گازسوز

سوخت اغلب این موتورها گاز طبیعی است که در موتورهای گازی با سیستم جرقه زنی مصرف می‌شود. همچنین گاهی در واحدهای بزرگتر از ۵۰۰ ^{Kwe} موتورهای با قابلیت مصرف دوگانه سوخت گاز- دیزل بچشم می‌خورد.

موتورهای صنعتی *(Industrial Engine)*

موتورهای صنعتی موتورهای پرقدرت، بزرگ و از نوع ثابت (*Stationary*) هستند که برای تولید قدرت مطمئن (reliable) با حداقل هزینه تعمیر و نگهداری طراحی شده‌اند. اجزاء این موتورها با هدف بیشترین استحکام در برابر سایش و همچنین سادگی در تعمیر و نگهداری آن ساخته شده است وطول عمر بالایی دارند. بگونه‌ایکه نمونه‌های زیادی با ساعت کارکرد بیش از ۵۰۰۰۰ ساعت وجود دارد. این موتورها در هر دو نوع جرقه‌ای (SI) با سوخت گاز و دیزل (CI) موجود است که البته در سیستم‌های CHP بیشتر از نوع جرقه‌ای استفاده می‌شود. کاربرد اصلی این موتورها برای پمپ کردن سیالات و نیز بکار انداختن ژنراتورها در موقع قطع برق بوده است (مانند صنعت نفت) . موتورهای صنعتی معمولاً در سیستم‌های CHP با توان الکتریکی بیش از ۱۵۰-۲۰۰ ^{Kwe} بکار برده می‌شود.

در دهۀ اخیر برای ساخت موتورهای با دور بالاتر، به منظور افزایش قدرت ویژه ***(Specific Power)*** انجام شده است. چنانچه امروز بیشتر موتورها با سرعت 1500^{rpm} / H_Z ۵۰ کار می‌کنند و تجربه نشان می‌دهد که هزینه تعمیر و نگهداری آن به ازاء هر کیلووات ساعت کمتر از موتورهای مشابه با سرعت کارکرد 1000^{rpm} است.



Typical packaged cogeneration system with a turbo-charged gas engine.

شکل ۲ – سیستم تولید مشترک با موتور گاز سوز

موتور خودرو (Automothive Derived)

عموماً موتور خودرویی که در سیستم CHP بکار برده می‌شود، موتورهای کامیون است که با اصلاحات و تغییراتی در ساختمان آن گازسوز شده، توسط سیستم جرقه *(Spark Jgnidion)* کار می‌کنند. امروزه استفاده از این نوع موتورها گسترهٔ بیشتری پیدا کرده است. در سیستم‌های CHP تا اندازه ^{Kwe} ۲۰۰ قابل استفاده است و از طرف دیگر برای واحدهای بسیار کوچک CHP با اندازه‌های کمتر از ^{Kwe} ۳۰ کارایی زیاد دارد. طول عمر این نوع موتور در سیستم CHP بخاطر سرعت کارکرد مداوم ^{rpm} ۱۵۰۰ در شرایط پایدار بیش از طول عمر آنها بر روی خودرو است که بیش از ^{hr} ۳۰،۰۰۰ – ۲۰ نخواهد بود.

موتور دیزل (ژنراتورهای اضطراری/Stardby Generotor)

دو نوع مصرف عمدهٔ موتوردیزل (CI) عبارت است از ماشین‌های سنگین جاده‌ای و مولدهای برق اضطراری که در هر دو صورت سوخت آن گازوئیل است. یکی از راه‌های تهیه CHP برای یک واحد، تبدیل مولد برق اضطراری موجود به سیستم CHP است، که در این صورت هزینهٔ سرمایه‌گذاری کمتری بر مصرف‌کننده تحمیل می‌شود. اگر چه غالباً محرک این ژنراتورها نیز از نوع موتورهای صنعتی است، اما در موفقیت‌آمیز بودن این تبدیل در درازمدت شبهاتی وجود دارد.

عموماً CHP بدست آمده، از میزان نیاز آن واحد بزرگتر است که هم از نظر راندمان و هم از نظر اقتصادی اصلاً موجه نیست و نیز هزینه تعمیر و نگهداری در مقایسه با نمونه‌های مشابه بیشتر است. از لحاظ عملکرد نیز نسبت حرارت به توان الکتریکی (H/P) موتورهای دیزل کمتر از موتورهای جرقه‌ای با سوخت گاز طبیعی می‌باشد.

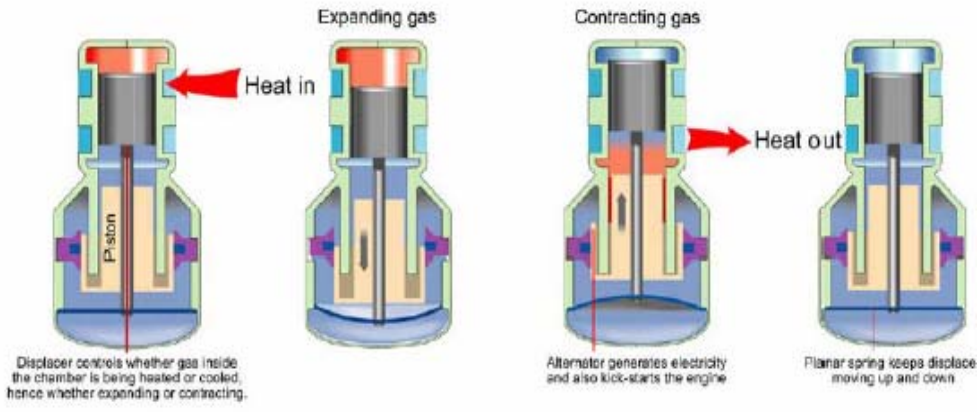
موتور گازی (Gas Engine)

موتور گازی مانند موتور خودرو از انواع احتراق جرقه‌ای *(Spark Ignition)* است و با سوخت گاز طبیعی یا گاز مایع کار می‌کند. بعبارت دیگر مکانیزم عملکرد این موتور همانند موتور خودرو است، اما ساختمان آن برای استفاده در سیستم‌های CHP بسیارکوچک (*mini CHP*) در اندازه‌های کمتر از ^{Kwe} ۶ تخصصی شده است. موتور گازی، تک سیلندر است و توانایی کار در مدت زمان زیاد را دارد. امروزه این موتور از موتورهای موفق و مناسب

درسیستم‌های **Mini CHP** محسوب می‌شود و نمونه‌های تجاری آن با قیمت مناسب عرضه شده است. اما از طرف دیگر اندازه بزرگ موتور و تولید صدای زیاد آن که برای واحدهای مسکونی نامناسب است، بهمراه هزینه تعمیر و نگهداری نسبتاً بالای آن از عیوب قابل ذکر موتور گازی است.

موتور استرلینگ (Stirling Engine)

موتور استرلینگ یک نوع موتور حرارتی است که بر خلاف موتورهایی که تاکنون نامبرده شد، از انواع برونسوز است. گرچه امروزه موتور استرلینگ از موتورهای پرکاربرد محسوب نمی‌شود، اما توانایی آنرا دارد که از بازدهی بیشتری نسبت به موتورهای دیزل برخوردار باشد.



شکل ۳ – سیکل موتور استرلینگ

مهمترین ویژگی‌های این موتورعبارتند از :

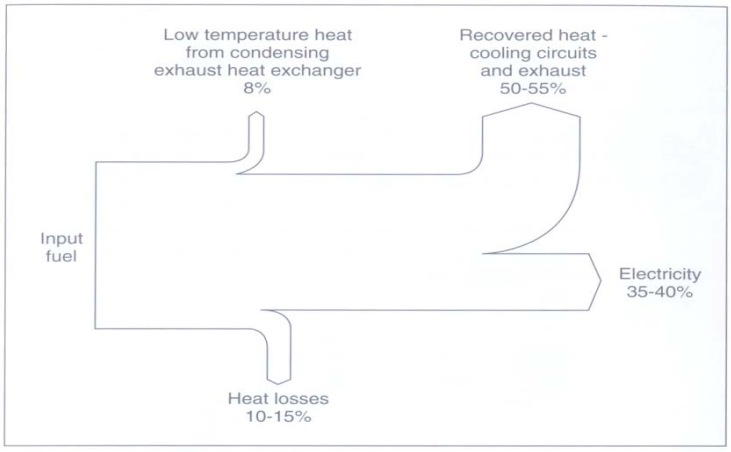
- امکان استفاده از سوخت‌های متنوع از جمله بیوگاز
- آلایندگی کم
- نیاز اندک به تعمیر و نگهداری
- تولید صدای کم درهنگام کار

با این حال دو نقطه ضعف بسیار مهم در موتور استرلینگ وجود دارد که از گسترش آن در بازار مصرف ممانعت می‌کند. اول آنکه این نوع موتورها قبل از راه‌اندازی و تولید قدرت

مفید، نیاز به زمان برای گرم شدن دارند . مورد دوم عدم توانایی انطباق سریع موتور با تغییرات بار است.

امروزه کاربرد جدیدی که برای موتور استرلینگ پیشنهاد شده است، سیستم‌های CHP است که در اندازه‌های کمتر از ^{Kwe} ۱۰۰ قابل استفاده می‌باشد. در این میان نصب موتور استرلینگ در سیستم‌های Mini CHP با موفقیت بیشتری همراه بوده است و نمونه‌های تجاری آن نیز در بازار مصرف عرضه شده است.

راندمان الکتریکی بدست آمده از موتورهای سیلندر پیستونی ۴۰-۳۰ ٪ (و برای موتورهای استرلینگ ۲۹-۲۵٪) است که در میان سایر انواع محرک‌ها بیشترین می‌باشد و نسبت توان حرارتی به توان الکتریکی (H/P) ۱:۱ و ۱:۲ دارد. در این نوع سیستم‌های CHP تا ۹۰٪ اتلاف حرارتی موتور به صورت آب داغ یا بخار کم فشار قابل بازیافت است .



Typical energy balance of a gas engine cogeneration system with condensing exhaust heat exchanger. Input based on the lower heating value of the fuel.

شکل ۴ – بالانس انرژی سیستم تولید مشترک موتور با سوخت گاز

در اینجا منابع حرارت عبارتند از :

- **آب خنک‌کن پوسته موتور**
- **سیستم روغنکاری**
- **گازهای خروجی از موتور**

جدول ۲- منابع بازیافت حرارت برای موتور سوخت گاز

Heat recovery sources for a turbo-charged gas engine.

	Source temperature (°C)	Recovered heat temperature (°C)	Recovered heat as % of fuel input
Water and oil cooling	95	85-90	30
Exhaust	550	100-120	25
Exhaust - latent heat	120	35-40	8

بخاطر وجود مشکلات ناشی از فشار، خوردگی و شوک حرارتی نمی‌توان مستقیماً از سیال موجود در سیستم حرارتی سایت استفاده کرده به همین دلیل بکارگیری و انواع مبدل‌های حرارتی لازم است.

در برخی از انواع طراحی بازیافت حرارت از گازهای خروجی در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحلهٔ اول که در همه انواع طراحی ثابت است، آب داغ یا بخار کم فشار توسط یک مبدل Shell & Tube تولید می‌شود. در انتخاب این مرحله دمای گازهای خروجی به حدود ۱۲۰ °c می‌رسد که مجدداً بنا بر نیاز مصرف‌کننده توسط یک مبدل Condensing Heat Exchanger می‌توان حرارت بیشتری بازیافت نمود. بدین‌ترتیب۶۰-۵۰٪ انرژی سوخت ورودی بشکل حرارت بازیافت می‌شود و برای این سیستم CHP راندمان ۹۰-۸۰٪ قابل دسترسی است.

برای موتورهای رفت و برگشتی، احتراق داخلی که توسط مایع خنک کاری می‌شوند (عمده موتورهای مورد نظر در اینجا) مایع خنک کاری، منبع ثانویه برای انرژی حرارتی می‌باشد.

اگر چه گاز خروجی در درجه حرارتهای بالا نیست اما انرژی حاصل از آن را می‌توان برای تولیدآب گرم یا بخار فشار پائین استفاده کرد. چند نوع طراحی برای بازیابی انرژی در مایع خنک کاری وجود دارد. در این طرحها از یک یا چند مبدل حرارتی مستقیم یا غیر مستقیم برای تولیدآب گرم یا بخارفشار پائین استفاده می‌کنند.

مبدلهای حرارتی مایع به مایع می‌توانند با راندمان‌های بالائی بیشترین انرژی را بازیابی کنند (البته در درجه حرارتهای نسبتاً پائین). دیگر منابع انرژی برای موتورهای رفت و برگشتی شامل خنک کننده‌های روغن و توربوشارژ افتر کولرها هستند.

این انرژی معمولاً در درجه حرارتهای زیر ۱۶۰°F (۷۰°C) بوده و آنرا تنها می‌توان برای احتیاجات با درجه حرارت پائین بازیابی کرد. دیگر فایده موتور رفت وبرگشتی مسأله نگهداری و تعمیرات آن است که در مقایسه با توربین گاز احتیاج به تخصص پائین‌تری دارد. اما از طرف دیگر نگهداری در دفعات و با هزینه‌های بیشتر انجام می‌گیرد.

۱-۴- مشخصه حرارت به قدرت الکتریکی (Heat-to-Power-Characteristics)

همانطور که پیش از این گفته شد یک ویژگی مهم در انتخاب یک محرک اولیه برای تولید همزمان، همانا نسبت حرارت به توان الکتریکی است. این نسبت می‌تواند در مورد یک گروه بخصوصی از محرکهای اولیه بصورت مقدار ثابتی ارائه شود. شکل شماره ۵ و ۶ نشان‌دهنده توان الکتریکی خروجی بصورت تابعی از ظرفیت انرژی حرارتی خروجی برای یک گروه مشخص از توربین‌های گاز و موتورهای رفت و برگشتی است.

شکل ۵ – قدرت الکتریکی که بصورت تابعی از انرژی حرارتی مفید (واحدهای دلخواه) برای تعدادی از توربین‌های گازی با سیکل ساده نسبت متوسط حرارت به توان الکتریکی برای این گروه از توربین‌های گازی برابر با ۲ بوده و با خط پر نشان داده شده است.

(نقاط) علائم در منحنی‌ها بیان کنندهٔ قدرت و حرارت خروجی برای هر یک از توربین‌های گاز و موتورها در هر دو گروه می‌باشد. خطوط پر بهترین معادل خطی برای این اطلاعات بوده و بیان کننده متوسط نسبت حرارت به توان (Heat-to-Power(HP برای هر گروه می‌باشد.

شکل ۶ – توان الکتریکی بصورت تابعی از انرژی حرارتی مفید (یا با واحدهای اختیاری) برای موتورهای دیزلی مشابه. متوسط نسبت حرارت به توان الکتریکی برای این گروه از موتورهای رفت و برگشتی برابر با ۰/۵ بوده و با خط پر نمایش داده شده است.

همانطور که نشان داده شده، اطلاعات در اطراف خط پراکنده است ولی شاخص اعلام شده برای هر گروه از محرک اولیه مقدار متوسط خوبی است. همچنانکه مشاهده می‌شود، متوسط نسبت حرارت به توان برای توربین گازی ۲ و برای موتورهای رفت و برگشتی ۰/۵ می‌باشد. این مقادیر معرف این ۲ گروه محرک اولیه هستند. این خصوصیات (نسبت حرارت به توان) در انتخاب مناسب یک محرک اولیه برای یک کاربرد بخصوص مورد استفاده قرار می‌گیرد.

جدول ۳- مقایسه محرکهای اولیه سیستم‌های تولید مشترک کوچک

Comparison of small-scale cogeneration prime movers.

	Reciprocating engines (spark ignition or diesel)	**Gas turbines (simple cycle)**	**Steam turbines**
Fuel type used	Gas Diesel Biogas Landfill gas	Gas Biogas Gas oil	Any fuel
Capacity range	from 30 kW_e	from 600 kW_e	from 250 kW_e
Heat:Power ratio	1:1 to 2:1	2.5:1 (5:1 with supplementary firing)	from 3:1
Heat recovered as	Hot water 85°C (possibility for low grade steam)	Medium grade steam	Steam
Electrical generating efficiency (%)	35-40	20-25	<20
Overall efficiency (%)	80-90	70-80	75-85

۲- تجهیزات الکتریکی (Electrical Equipment)

تجهیزات الکتریکی برای سیستمهای تولید همزمان شامل ژنراتورها، ترانسفورمرها، تجهیزات سوئیچینگ، مدار شکن‌ها (Circuit Breakes)، رله‌ها، کنتورها، کنترلها، خطوط انتقال و دیگر تجهیزات وابسته می‌باشد.

علاوه بر تجهیزاتی که در تولید توان الکتریکی برقی مورد نیاز است، سیستم‌های تولید همزمان ممکن است نیاز به تجهیزاتی برای اتصال به سیستم شبکه داشته باشد تا برای بهره‌برداری اضطراری و نیز فروش نیروی برق به شبکه، مورد استفاده قرار بگیرد.

در این قسمت بصورت خلاصه به تشریح برخی از ویژگی‌های مربوط به ژنراتورهای برقی، اتصالات پرداخته خواهد شد. ژنراتور برقی وسیله‌ای است که انرژی مکانیکی چرخنده از یک محرک اولیه را به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کند. اصول اساسی در این فرآیند را به نام " اثر فاراد" می‌شناسند که عبارتست از اینکه با حرکت یک جسم هادی برق مثل یک سیم درون یک میدان مغناطیسی، جریان برق در درون سیم ایجاد می‌شود.

این عمل را به شکل‌های گوناگون می‌توان محقق کرد و در نتیجه چندین نوع ژنراتور برقی وجود دارد. فرکانس خروجی ژنراتور بستگی به سرعت چرخشی مجموعه دارد.

یک مشخصه مهم ژنراتور این است که آنها احتیاج به یک میدان مغناطیسی برای عملکرد خود دارند.

بسته به منبع انرژی برای این میدان مغناطیسی دو نوع ژنراتور وجود دارد. اگر ژنراتور به یک منبع برقی متصل باشد و از آن برای میدان مغناطیسی استفاده کند، آنرا ژنراتور آسنکرون می‌نامند. در این حالت ژنراتور بالاتر از سرعت سنکرون کار کرده و اگر جریان خارجی (معمولاً برق شبکه) وجود نداشته باشد، نمی‌تواند عمل کند. از طرف دیگر اگر میدان مغناطیسی با استفاده از یک آلترناتور کوچک از خود سیستم نیرو بگیرد، ژنراتور را به نام سنکرون نامیده و با سرعت سنکرون کار می‌کند.

ژنراتورهای سنکرون می‌توانند مستقل از شبکه برق خارجی نیز عمل کنند.

ژنراتورها (Generators)

در سیستم‌های CHP هر دو نوع ژنراتور سنکرون و آسنکرون بکار برده می‌شود. توان خروجی این ژنراتورها از ^{Kw} ۱۸ آغاز شده و برق سه فاز متناوب (AC) با ولتاژ ^{volt} ۴۱۵ تولید می‌کنند. در سیستم‌های CHP با اندازه‌های کوچکتر از ^{Kwe} ۱۸ و سیستم‌های Micro-CHP از ژنراتورهای DC استفاده می‌شود. این مولدها از نوع بدون جاروبک (Bruoshlebs) هستند و بطور مستقیم به چرخ طیار محور موتور نصب می‌شوند. در کنار این ژنراتور، یک Inverter برای تبدیل الکتریسته تولیدی به برق سه فاز و همچنین یک چرخهٔ آب خنک‌کن در نظر گرفته می‌شود.

ژنراتور سنکرون (synchronous Generators)

بهترین ویژگی سنکرون آن است که می‌تواند مستقل از شبکه برق کار کند و یا بعبارت دیگر در زمان قطع برق شبکه به کار خود ادامه دهد. زمانی که این ژنراتور به شبکه متصل می‌شود باید تحت یک ضریب ثابت فرکانس اصلی (۱۰۰۰ ، ۱۵۰۰ یا ۳۰۰۰ دور بر دقیقه) کار کند. از طرفی نیازی به تصحیح قدرت ندارد، (حتی وقتی به عنوان مولد اضطراری دو برابر تولید را دارد) و در عوض بیشتر برای کنترل ضریب قدرت بکار می‌رود. این نوع ژنراتور سیستم پیچیده‌تری از آسنکرون دارد، چون باید فرکانس خود را در حد استاندارد نگهداشته و با

شبکه سنکرون بماند. لذا ژنراتور سنکرون در سیستم‌های CHP بزرگتر از ۳۲ Kwe مورد استفاده قرار می‌گیرد.

ژنراتور آسنکرون (Mains Excited Asynchronous Generators)

این نوع ژنراتور کمتر بکار برده می‌شود و نمی‌توان از آن بعنوان مولد برق اضطراری (Standby) استفاده کرد، چون برای کار نیاز به توان راکتیو شبکه دارد. بعبارت دیگر در این ژنراتور جریان میدان تحریک از شبکه فراهم می‌شود و با قطع شبکه از کار می‌افتد. این نوع ژنراتور مانند یک موتور القایی رفتار می‌کند و لذا می‌تواند بعنوان استارتر (Starter) موتور نیز استفاده شود و وقتی موتور براه افتاد تبدیل به مولد شده و توان خروجی موتور را به الکتریسیته تبدیل نماید. سرعت روتور حدود ۲/۵٪ سریعتر از ژنراتور سنکرون است و البته با توان خروجی الکتریکی تغییر می‌کند. این ژنراتور در سیستم‌های CHP در اندازه‌های Kwe ۵۰۰ تا ۲۶ استفاده می‌شود و در حدود ۲۹-۲۶٪ انرژی سوخت را به توان الکتریکی تبدیل می‌کند. ضریب قدرت ژنراتور کمتر از ۱ می‌باشد و با انتخاب درست و استفاده از تصحیح کننده ضریب توان این انحراف را می‌توان به حداقل رساند.

غالباً تولید کنندگان محرک اولیه، ژنراتور و محرک اولیه را بصورت یکجا و در یک مجموعه پکیج بنام (gen-set) ارائه می‌کنند. خصوصیات عملکرد ژنراتورها شامل قدرت، راندمان ولتاژ، ضریب قدرت و مقدار جریان می‌باشد. در هنگام انتخاب ژنراتور مناسب برای یک کاربرد مشخص بایستی هر یک از این خصوصیات عملکرد در نظر گرفته شوند. ژنراتورهای الکتریکی ممکن است راندمان‌های تبدیل بین ۵۰ تا ۹۸٪ را داشته باشند.

با افزایش اندازه و قدرت ژنراتور، مقدار راندمان ژنراتور نیز افزایش می‌یابد. فقط بزرگترین ژنراتورهای برقی (مثلاً در محدوده KW ۱۰۰) می‌توانند راندمان ۹۸٪ را داشته باشند. در بسیاری از حالات، سیستم تولید همزمان احتیاج به آن دارد که به برق شبکه متصل شود. اگر چه یک سیستم تولید همزمان می‌تواند از برق شبکه مجزا باشد، ولی دلایل متعددی در مورد اتصال سیستم به برق شبکه، وجود دارد.

اتصال به شبکه از جهت دریافت قدرت برق اضطراری لازم است. همچنین اگر ازمولد همزمان برای فروش قدرت اضافی استفاده می‌شود باز هم اتصال به شبکه مورد نیاز است. تجهیزات اتصال شامل رله‌ها، قطع کننده‌های مدار (Circuit Breaker)، فیوزها، سوئیچ‌ها، ترانسفورمرها، سنکرونیزرها (سنکرون کننده‌ها) و کنتورها می‌باشد.

عمدهٔ تجهیزات و طراحی مخصوص برای اتصال، اجباراً توسط سیستم شبکه و بدلایل ایمنی و هماهنگ کنندگی (Compatbility) مشخص می‌شوند. سیستم شبکه (نیروگاه) مسؤولیت‌های خاصی در قبال یکپارچگی (Integrity) شبکه برق و نگهداشتن کیفیت قدرت برق دارد.

۳– تجهیزات بازیابی حرارت (Heat Recovery Equipment)

تجهیزات بازیابی حرارت اولیه که در سیستم‌های تولید همزمان مورد استفاده قرار می‌گیرند، انواع تجهیزات تولید کننده بخار و آب گرم را شامل می‌شود. بعلاوه چیلرهای جذبی را نیز در این قسمت می‌توان در نظر گرفت که البته چیلرها را در بخش خود مورد بررسی قرار خواهیم داد. چندین نوع از تجهیزات بازیابی حرارت وجود دارد. همانطور که قبلاً توضیح داده شد این تجهیزات را می‌توان به نام تجهیزات تولید بخار از حرارت بازیابی شده یا "HRSG" (Heat Recovery Steam Generation) نامید. تجهیزات مزبور غالباً به چند دسته تقسیم می‌شوند :

۱ – بدون احتراق (Unfired)

۲ – احتراق جزئی (Partially Fired)

۳ – احتراق کامل (Fully Fired)

یک سیستم HRSG بدون احتراق همانا یک مبدل حرارتی کنوکسیونی می‌باشد.

یک سیستم HRSG با احتراق جزئی از یک کانال احتراق تشکیل شده که غالباً برای افزایش درجه حرارت گاز خروجی از یک مشعل گاز در بالادست HRSG استفاده می‌شود.

یک سیستم HRSG با احتراق کامل اساساً یک بویلر است که در آن از گاز خروجی بصورت هوای پیش‌گرم استفاده می‌کنند.

در اکثر این تجهیزات، گاز خروجی از دستگاه عبور کرده و از بالای دستگاه خارج می‌شود. انرژی گاز خروجی برای گرم کردن و تبخیر آب و سوپر هیت کردن بخار مورد استفاده قرار می‌گیرد.

شکل شمارهٔ (۷) نشان‌دهنده این فرآیند در یک دیاگرام درجه حرارت می‌باشد.

شکل ۷ – درجه حرارت گاز خروجی و آب یا بخار بصورت تابعی از میزان انتقال حرارت و برای فرآیند تولید بخار در یک HRSG نشان داده شده است.

خط فوقانی نشان دهنده آن است که درجه حرارت گاز خروجی از چپ به راست و با گرفتن انرژی از گاز به منظور گرمایش آب، کاهش می‌یابد. خط پائین معرف آن است که درجه حرارت آب از راست به چپ دیاگرام افزایش یافته و گرم می‌شود.

درجه حرارت پائین‌تر گاز خروجی برای پیش گرم کردن آب تا شرایط اشباع در اکونومایزر استفاده شده و نهایتاً گاز خروجی با بالاترین درجه حرارت برای سوپر هیت کردن بخار مورد استفاده قرار می‌گیرد.

اختلاف درجه حرارت بین گاز خروجی و آب موقعی که شروع به تبخیر می‌نماید، به عنوان نقطه پینچ اختلاف درجه حرارت می‌نامند. این نقطه دارای کمترین اختلاف درجه حرارت HRSG بوده و عملکرد کلی وسیله بازیابی حرارت را محدود می‌کند. از آنجایی که میزان انتقال حرارت متناسب با اختلاف درجه حرارت است، هر قدر که مقدار این اختلاف بیشتر باشد، میزان انتقال حرارت بزرگتر است.

از طرف دیگر با افزایش اختلاف درجهٔ حرارت، بایستی از میزان جریان بخار کاسته شده و از انرژی گاز خروجی کمتری استفاده شود.

برای استفاده از اختلاف درجه حرارتهای کوچکتر و تثبیت میزان انتقال حرارت بالاتر، سطوح انتقال حرارت بزرگتری مورد نیاز است.

سطوح انتقال حرارت بزرگتر طبعاً به سرمایه‌گذاری‌های بیشتری نیاز دارد . نتیجه این که برای استفاده از یک وسیله بازیابی حرارت در طراحی سیستم تولید همزمان باید بین دو گزینهٔ فوق حالت تعادل را بدست آورد.

انتخاب مناسب از تجهیزات HRSG بستگی به محرک اولیه، شرایط بخار مورد نیاز و دیگر پارامترهای وابسته دارد.
بعضی از این ملاحظات در ادامه توضیح داده خواهد شد.

بیشتر این موارد به نقطه بهینه بین دو پارامتر افزایش عملکرد و هزینه سرمایه‌گذاری اولیه بستگی دارد. هنگامی که فشار انتهائی و راندمان HRSG افزایش می‌یابد، هزینه‌های واحد HRSG افزایش پیدا می‌کند. واحدهای موفق غالباً دارای فشار انتهایی تا میزان ۱۰ تا ۱۵ اینچ آب می‌باشند. همانطور که قبلاً ذکر شد، انتخاب " نقطه پینچ " اختلاف درجه حرارت بر عملکرد و هزینه تأثیر می‌گذارد. نقطه پینچ اختلاف‌های درجه حرارت معمولاً بین ۱۰ تا ۳۰°C می‌باشد.

واحدهای با راندمان بالا و با هزینه‌های زیاد ممکن است از اختلاف درجه کمی به میزان ۵°C نیز استفاده کنند. درجه حرارت نهائی گاز دودکش بایستی آنچنان انتخاب شود که از ایجاد اسید به مقدار زیاد جلوگیری کند.

این امر نیاز به آن دارد که درجه حرارت خروجی دودکش بیشتر از درجه حرارت تقطیر آب باشد و این نقطه معمولاً بالاتر از ۳۰۰°F (۱۵۰°C) می‌باشد. میزان سولفور در سوخت بر این تصمیم‌گیری اثر می‌گذارد، چون سولفور تشکیل اسید سولفوریک می‌دهد و با افزایش مقدار سولفور در سوخت، درجه حرارت پیشنهادی برای گاز خروجی از دودکش افزایش می‌یابد.

توجه نهائی به درجه حرارت و فشار بخار می‌باشد. این تصمیم‌گیری پیچیده‌ای است که به بسیاری از عوامل نظیر کاربرد برای بخار، منبع گاز دودکش، درجه حرارت گاز دودکش و مقدار آن و درجه حرارت و شرایط آب ورودی بستگی دارد.

۴ – چیلرهای جذبی (Absorption Chillers)

در چیلرهای جذبی می‌توان از انرژی حرارتی موجود در سیستم‌های تولید همزمان برای ایجاد سرمایش یک محل استفاده کرد.

در این قسمت بطور خلاصه عملکرد چیلرهای جذبی و کاربرد آنها برای سیستمهای تولید همزمان تشریح خواهد شد.

در چیلرهای جذبی از سیالات بخصوص و سیکل ترمودینامیکی مشخصی استفاده می‌شود که درجه حرارتهای پائین را بدون نیاز به یک کمپرسور بخار که در چیلرهای مکانیکی وجود دارد ایجاد می‌کنند.

یک چیلر جذبی بجای استفاده از کمپرسور بخار. از پمپهای مایع و منابع با درجه حرارت پائین مثل آب گرم، بخار یا گاز دودکش استفاده می‌کند.

درچیلرهای جذبی از سیالات محلولی استفاده می‌شود که از دو جزء تشکیل شده‌اند. اصول کلی عملکرد چیلر جذبی بر این اساس است که بعد از پمپ شدن محلول به فشار بالا، از انرژی با درجه حرارت پائین برای تبخیر یک جزء محلول استفاده می‌شود. از این جزء بعنوان مبرد در این سیکل استفاده می‌شود. نمونه‌هائی از محلول‌ها به شرح زیر می‌باشند:

– آب و آمونیاک
– لیتیوم بروماید‌و آب
– لیتیوم کلراید‌و آب

در مورد اول آمونیاک بعنوان مبرد بوده و در ۲ مورد دیگر آب بعنوان مبرد مورد استفاده قرار می‌گیرد. در کاربردهای تولید همزمان، ویژگی مهم چیلرهای جذبی آن است که آنها از انرژی درجه حرارت نسبتاً پائین که بطور مستقیم و یا غیر مستقیم از محرک اولیه بدست می‌آید، می‌توانند برای تولید آب سرد در سرمایش استفاده کنند. استفاده از چیلرهای جذبی بخصوص برای محل‌هائی که بارهای حرارتی آب و فضاها در مدت معینی از سال حداقل می‌باشند، مفید می‌باشد. برای این موارد، خروجی حرارتی یک سیستم تولید همزمان را می‌توان برای گرمایش در خلال فصل سردتر سال و با استفاده از چیلر جذبی برای سرمایش در خلال فصل گرمتر سال استفاده کرد. ضمن اینکه عدم استفاده از چیلرهای تراکمی، باعث ثابت‌تر شدن بارهای الکتریکی در خلال سال می‌شود. (در آب و هواهای گرم، چیلرهای جذبی اگر نگوئیم که یکی از اجزاء ضروری است. یک جزء مهم از جهت تکنیکی و اقتصادی در موفقیت سیستمهای تولید همزمان می‌باشد.

بعضی از ماشین‌ها بصورت واحدهای احتراق غیر مستقیم طراحی شده‌اند تا از آب داغ یا بخار استفاده کنند.

بعنوان مثال یک واحد یا طبقه می‌تواند از بخاری در ۲۵۰°F (۱۲۵°C) برای ایجاد یک تن سرمایش و به ازاء هر ۱۸ پوند بخار در هر ساعت استفاده کند. یک واحد دو طبقه بخار °F ۳۶۵ (۱۸۵°C) برای ایجاد یک تن سرمایش به ازاء هر ۱۰ پوند از بخار در ساعت نیاز دارد.

اگر آب داغ در دسترس باشد می‌توان به ازاء هر ۲۲۰ پوند آب داغ ۱۹۰°F (۸۸°C) یک تن سرمایش در هر ساعت تولید کرد.

سایر تجهیزات از گاز داغ بصورت مستقیم استفاده کرده و به آنها واحدهای عملکرد مستقیم (احتراق مستقیم) Direct-Fired Units می‌گویند. دراین موارد درجه حرارت گاز خروجی بایستی بین ۵۵۰ تا ۱۰۰۰°F (۵۳۸-۲۷۸°C) باشد. هر قدر درجه حرارت گاز بالاتر باشد انرژی کمتر (یا جریان گاز خروجی کمتر) به ازای هر تن سرمایش مورد نیاز است.

برای مثال برای ۱۰۰۰°F درجه حرارت گاز خروجی، یک تن سرمایش احتیاج به جریان ۷۷ پوند بر ساعت دارد. در حالیکه برای درجه حرارت گاز خروجی ۵۵۰°F، یک تن سرمایش احتیاج به جریان ۳۱۳ پوند بر ساعت دارد.

۵- مسائل مربوط به طراحی فنی (Technical Design Issues)

۵-۱- انتخاب نوع و اندازه محرک اولیه(Selecting and Sizing the Prime Mover)

انتخاب یک محرک اولیه برای یک سیستم تولید همزمان توجه به مسائل فنی و غیر فنی گوناگونی را می‌طلبد. مسائل فنی که غالباً در انتخاب فرآیند مطرح می‌شود، شامل حالات عملکرد نظر و نسبت مورد نیاز حرارت به توان برای واحد مورد نظر، مقدار توان کلی و هرگونه مسائل خاص محلی مثل صدای کم و غیره می‌باشد. دیگر مسائل که در انتخاب فرآیند نقش دارند، استفاده از تجهیزات و مهارت پرسنل موجود در واحد می‌باشند. البته تصمیم‌گیری نهائی متأثر از مسائل اقتصادی می‌باشد.

اگر سوخت انتخابی زغال سنگ یا دیگر سوختهای جامد باشد معمولاً از توربین‌های بخار و بویلرها در یک سیستم تولید همزمان استفاده می‌شود. گاهی برای سیستم‌های خیلی بزرگ (بزرگتر از ۵۰ MW) که در بار پایه کار می‌کنند، می‌توان از یک سیستم توربین بخار با سوخت مایع یا گاز نیز استفاده کرد.

همچنین از توربین‌های بخار و بویلرها در زمانی که نسبت بالای حرارت به توان مورد نیاز است، استفاده می‌شود.

توربین‌های بخار ممکن است در حالات خاص برای سیستم تولید همزمان استفاده شوند. برای مثال می‌توان بجای یک شیر فشارشکن بزرگ در سیستم بخار موجود، از یک توربین بخار استفاده کرد و در نتیجه توان الکتریکی و انرژی حرارتی تولید کرد. در بسیاری کاربردها،

از توربینهای بخار برای کارکرد همزمان با یک توربین گاز در یک نیروگاه سیکل ترکیبی استفاده کرده و قدرت خروجی را افزایش می‌دهند.

از توربین‌های گازی در سیستم‌های تولید همزمان که نسبت حرارت به توان و توان الکتریکی مورد نیاز بالا باشد، استفاده می‌شود. همچنین از توربین‌های گازی در جاهائی که ارتعاش کم و نسبت وزن به توان پائین است (در حالتی که سیستم در روی سقف نصب شده است) استفاده می‌شود.

موتورهای رفت و برگشتی در مواقعی که نسبت حرارت به توان نسبتاً کم و نیز درجه حرارت انرژی حرارتی پائین است و بیشترین راندمان الکتریکی به دلایل اقتصادی مورد نیاز می‌باشد، استفاده می‌شود.

بعلاوه، موتورهای رفت و برگشتی را در واحدی بکار می‌گیرند که پرسنل خبره‌تری از جهت راه‌اندازی و نگهداری این موتورها در آن واحد برای این کار وجود داشته باشند.

انتخاب اندازهٔ محرک اولیه می‌بایست مناسب‌ترین حالت عملکرد اقتصادی تولید مشترک را مشخص کرد. تحقق این هدف ابتدا با داشتن نیازهای واحد مربوطه به انرژی حرارتی و الکتریکی عملی می‌گردد. سپس حالتهای کارکرد گوناگون را در جهت برآورده شدن این نیازها می‌بایست در نظر گرفت. با انجام یک تجزیه و تحلیل اقتصادی همه جانبه، اقتصادی‌ترین حالت کارکرد و اندازه محرک اولیه را می‌توان تعیین کرد. در ادامه این بخش انتخاب محرک اولیه مناسب برای بار مشخص پرداخته خواهد شد.

۵-۲- همخوانی بارهای حرارتی و برقی
(Matching Electrical and Thermal Loads)

برای انتخاب مناسب حالت عملکرد و اندازه محرک اولیه، بارهای حرارتی و الکتریکی واحد مورد مطالعه را باید بدست آوریم. برای اینکه بیشترین حالت همخوانی بدست آید، احتیاج به اطلاعات مربوطه بر اساس ساعات روز، ماهانه و سالانه می‌باشد. شکل شماره (۸) مثالی در مورد بارهای حرارتی و برقی بر حسب ساعت در خلال یک روز کاری زمستان و در مورد یک واحد فرضی می‌باشد.

شکل ۸ – بارهای حرارتی و برقی (بر حسب واحدهای دلخواه) بصورت تابعی از ساعات روز برای یک واحد فرضی و در خلال یک روز کاری زمستان می‌باشد.

همانطور که نشان داده شده است، دیماند حرارتی و برقی از ساعت ۶ صبح با شروع فعالیتهای روزانه افزایش پیدا می‌کند.

بار حرارتی بسرعت و تا ساعت ۸ صبح به اوج خود می‌رسد و سپس برای بقیه روز کاهش پیدا می‌کند.

در خلال بقیه ساعات کاری روز بار برقی ثابت مانده و در خلال بعد ازظهر و شب کمتر هم می‌شود.

شکل ۹- بارهای حرارتی و برقی (بر حسب واحدهای دلخواه) بصورت تابعی از ماههای مختلف سال برای یک واحد فرضی نمایش داده شده‌اند.

شکل شماره (۹) نشان‌دهنده بارهای حرارتی و برقی کل برای همان واحد صنعتی و در خلال ماههای مختلف بیانگر " بارهای پایه " **Base Loads** برای بارهای برقی و حرارتی می‌باشد.

بارهای پایه حداقل بارهایی هستند که در خلال سال وجود داشته و پایه یا کف را برای بارهای کلی نشان می‌دهند. غالباً اندازه سیستم‌های تولید مشترک را به گونه‌ای انتخاب می‌کنند که تنها بارهای پایه را تأمین کند. در این حالت بویلرهای کمکی می‌توانند بارهای اضافی مورد نیاز در خلال روزهائی که بارهای حرارتی از بار پایه تجاوز می‌کند را تأمین نمایند.

بطور مشابه، توان برقی را می‌توان از شبکه خریداری کرد تا به بار پایه‌ای که توسط سیستم تولید مشترک تولید شده اضافه گردد.

در همخوان کردن بارهای حرارتی و توان الکتریکی مورد نیاز برای یک محرک اولیه در سیستم تولید مشترک چندین انتخاب وجود دارد. برای نشان‌دادن این فرآیند (همخوان کردن) شکل شماره(۱۰) که نشاندهنده توان الکتریکی بصورت تابعی از انرژی حرارتی است را در نظر بگیرید.

سه خط چین موجود در شکل (۳) گروه مختلف از محرک‌های اولیه را در مورد نسبت حرارت به توان الکتریکی نشان می‌دهد. در این مثال نسبت‌های حرارت به توان از **A** تا **B** و سپس تا **C** افزایش پیدا می‌کند.

توان الکتریکی و انرژی حرارتی مورد نیاز واحد بصورت خط نقطه افقی و عمودی نشان داده شده است.

غالباً این انرژی حرارتی و توان الکتریکی مورد نیاز بار پایه برای واحد مورد نظر می‌باشند.

در شکل شماره (۱۰) پنج حالت عملکرد مشخص شده‌اند

۱ – نقطه ۱ بیانگر همخوانی صد در صد بین توان الکتریکی و انرژی حرارتی مورد نیاز واحد بوده و توان الکتریکی وانرژی حرارتی در دسترس از یک محرک اولیه را با خصوصیت **B** که نسبت حرارت به توان الکتریکی می‌باشد، نشان داده است. اینچنین همخوانی صد در صد متحمل نبوده و یا مطلوب نیست و در نتیجه سایر نقاط عملکرد را می‌بایست در نظر گرفت.

۲ – نقطه ۲ بیانگر موردی است که یک محرک اولیه با خصوصیت **C** بدینصورت انتخاب شده که بارهای حرارتی مورد نیاز همخوانی دارد ولی توان الکتریکی تأمین شده خیلی کم است.

در این حالت، واحد مورد نظر توان برقی کمکی را باید از شبکه خریداری کند. این موردی شایع است که غالباً از جهت عملیاتی و اقتصادی بهترین می‌باشد.

۳ – نقطه ۳ بیانگر حالتی است که یک محرک اولیه با خصوصیت C انتخاب شده، به آنصورت که با توان برقی مورد نیاز همخوانی داشته ولی انرژی حرارتی نیز وجود دارد. عموماً این حالت یک انتخاب اقتصادی مناسب نیست چون راندمان کلی سیستم پائین است. ولی بهر حال در موارد خاص می‌توان از این موارد استفاده کرد. برای مثال، اگر انتظار می‌رود که بارهای حرارتی در آینده افزایش پیدا کنند یا اینکه بتوان مشتری مناسبی برای خرید انرژی حرارتی اضافی پیدا کرد می‌توان از این انتخاب استفاده کرد.

۴ – نقطه ۴ بیانگر حالتی است که یک محرک اولیه باخصوصیت A انتخاب شده، به آنصورت که با توان الکتریکی مورد نیاز همخوانی وجود دارد ولی انرژی حرارتی در دسترس، نیاز واحد را تأمین نمی‌کند. در این حالت از بویلرهای کمکی برای تأمین انرژی حرارتی اضافی می‌توان استفاده کرد. این حالت بهترین انتخاب اقتصادی می‌باشد. بخصوص اگر بویلرهای موجود در دسترس بوده و هدف آن باشد که اندازه سیستم تولید مشترک به گونه‌ای انتخاب شود که تمام انرژی حرارتی استفاده شود.

۵ – نقطه ۵ بیانگر حالتی است که یک محرک اولیه با خصوصیت A بگونه‌ای انتخاب شده که نیازهای حرارتی همخوانی دارند ولی توان الکتریکی ایجاد شده بسیار زیاد است. در این حالت تنها با داشتن یک مشتری خارجی (شبکه) که توان الکتریکی اضافی را بخرد، اقتصاد بودن سیستم تأمین می‌شود.

این حالت را غالباً به نام تولید کنندگان همزمان با شخص ثالث می‌نامند که یک واحد مالکیت و عملکرد یک سیستم تولید مشترک را خود بر عهده داشته و انرژی حرارتی و توان الکتریکی را به یک یا چند مشتری می‌فروشد.

شکل ۱۰- قدرت برقی بصورت تابعی از انرژی حرارتی مفید (بر حسب واحدهای دلخواه)

این موارد بیانگر اختلافات مشخص در حالت‌های عملکرد می‌باشد. در عمل، بایستی دیگر ابعاد فنی و غیر فنی را در انتخاب نهائی در نظر گرفت. موارد اشاره شده برای نشان دادن فرآیند کلی تصمیم‌گیری می‌باشد.

ممکن‌ترین حالت‌های عملکرد کلی برای یک نیروگاه تولید مشترک را غالباً در یکی از ۳ گروه زیر دسته‌بندی می‌کنند :

۱ – نیروگاه تولید مشترک می‌تواند بر اساس بار پایه و با تغییرات کم یا بدون تغییرات در قدرت خروجی عمل کند. نیروگاههای بار پایه با بیش از ۶۰۰۰ ساعت در سال کار می‌کنند و قدرت مورد نیاز بیش از بار پایه، عموماً با اتصال به برق شبکه یا با استفاده از نیروگاه کمکی تأمین می‌گردد.

۲ – نیروگاه تولید مشترک می‌تواند بصورت سیستم واسطه برای کارکرد بین ۳۰۰۰ تا ۴۰۰۰ ساعت در سال در نظر گرفته شود. این سیستم‌ها کمتر از سیستم‌های بار پایه استفاده می‌شود ولی در عین حال اگر محاسبات اقتصادی مثبت بود برای محل‌هائی مثل مراکز تجاری که بصورت دائم مورد استفاده نیستند، کاربرد دارند.

۳ – نهایتاً گروه سوم از نیروگاه‌های تولید مشترک، سیستم بار پیک می‌باشد که فقط برای ۱۰۰۰ ساعت یا کمتر در سال کار می‌کند. نیروگاههای جانبی غالباً از سیستم‌های پیک برای تأمین قدرت پیک در خلال ساعات پر مصرف برق استفاده می‌کنند. برای کاربردهای تولید همزمان، واحدهای تأمین همزمان، واحدهای تأمین پیک در جاهائی که بطور غیر معمول هزینه برق بالاتر از حد معینی است، می‌تواند اقتصادی باشد. این واحدها را گاهی به نام سیستم‌های از بین برندهٔ قله می‌نامند.

سیستم‌های کنترل و مانیتورینگ (Control Panel and Monitoring)

کنترل روند روشن و خاموش شدن سیستم **CHP**، بنا بر برنامه قبلی و یا در حالت‌های اضطراری و نیز نظارت بر شرایط مکانیکی و الکتریکی آن در مدت عملکرد عادی بر عهدهٔ واحد کنترل سیستم است، که از یک بُرد الکترونیکی تا میکروپروسسورهای پیشرفته با امکان کنترل از راه دور بصورت **on-line** تنوع دارند.

سیستم کنترل به **CHP** امکان می‌دهد تا بشکل خودکار پاسخگوی نیاز سایت باشد و در عین حال مواردی همچون راندمان بالا، کیفیت خوب توان خروجی الکتریکی و حرارتی و شرایط بهینه برای حداقل آلایندگی را حفظ کند. در اغلب موارد با توجه به شرایط سیستم، لازم است پیش از براه افتادن آن بخش‌هایی مانند سیستم روغنکاری و خنک کن شروع بکار کنند و یا در هنگام خاموش شدن دستگاه، واحد خنک کن همچنان کار کرده و از شوک و تنش‌های حرارتی و اعوجاج ناشی از آن پیشگیری نماید. از طرفی با نظارت (***Monitoring***) می‌توان در مواقع اضطراری که یک یا چند پارامتر سیستم، خارج از محدوده تنظیم اولیه شوند، سیستم را توسط واحد کنترل بطور مطمئن و بی‌خطر از ادامهٔ کار بازداشته و از صدمات بیشتر و پیش آمدن خطر جلوگیری نمود.

در سیستم‌های پیشرفته می‌توان شرایط سیستم را از طریق مردم (**Modem**) همواره در اختیار داشت که علاوه بر نظارت، امکان مطالعه نحوهٔ عملکرد و زمان آنرا فراهم می‌آورد که این اطلاعات جهت برنامه‌ریزی برای تعمیرات ضروری سیستم مفید و کارآمد می‌باشد.

وظیفه دیگر واحد کنترل پیروی از برنامه زمانبندی شده‌ای است که مطابق با نیاز عمومی سایت و نیز تعرفه‌های برق و سوخت منطقه، زمان کار **CHP** را طی ۲۴ ساعت و یا در طول سال تعیین می‌کند.

محفظه اکوستیک (عایق صدا) (Acoustic Enclosure)

سرو صدای ناشی از سیستم **CHP** بدون عایق صوتی در محدوده قابل قبول است اما با این حال با توجه به محل بکارگیری و نصب آن معیارها می‌تواند متغیر باشد. بعبارتی در مصارف صنعتی نیاز به عایق صوتی نیست ولی در مصارف ساختمانی عایق صوتی لازم است. بیشتر سیستم‌های (**Packaged System**) شامل عایق محافظ آتش‌سوزی و پوشش ضدصدا (اکوستیک) می‌باشند که متشکل از فولاد یا فایبرگلاس و ماده میراکننده صوت است. البته

باید در نظر داشت که تهویهٔ هوا برای سیستم بسیار ضروری است و نباید محدود شود، که در پاره‌ای از موارد به همین جهت از فن (با سرعت‌های گوناگونِ متناسب با شرایط) در جعبه دستگاه استفاده می‌شود. اگر سیستم خارج از ساختمان و در محیط باز قرار گیرد باید در برابر شرایط آب و هوایی نیز حفاظت شود.

تکنولوژی‌های جدید

امروزه توجه ویژه‌ای به سیستم‌های CHP در اندازه‌های کوچکتر از ^{Mwe} ۱ می‌شود که می‌توان مهمترین عامل آنرا راندمان بالای این دستگاه‌ها درمقایسه با واحدهای مجزای تولید برق و حرارت دانست. استفاده از کنترل‌های پیشرفته باعث صرفه‌جویی‌های اقتصادی و کاهش مصرف سوخت شده است. همچنین کاهش آلاینده‌های زیست محیطی با مصرف گاز طبیعی، پیشرفت در طراحی موتور رقیق‌سوز و استفاده از کاتالیزورهای مبدل از امتیازات دیگر CHP می‌باشد.

تحقیقات بازاریابی در انگلستان (UK) نشان‌دهندهٔ تمایل روزافزون برای سیستم‌های CHP کمتر از ^{Kwe} ۵۰۰ با توربین گاز است که بویژه برای سایت‌های صنعتی بخاطر گرمای درجه بالا و آلایندگی اندک و همچنین برای بیمارستان‌ها بدلیل تولید بخار و کم‌صدا بودن آن کارآمد می‌باشد.

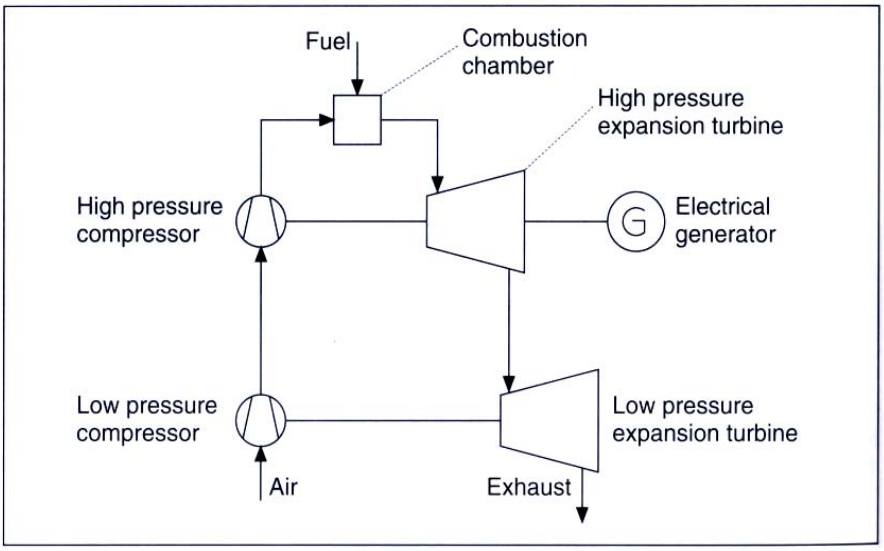
اما مشکلاتی از جمله راندمان کم، گرانی و اندک بودن شرکت‌های عرضه‌کننده آن در این مقیاس کوچک وجود دارد. بعلاوه سرعت توربین گاز ۶ تا ۸ برابر سرعت روتورژنراتور است، که برای کاهش آن به جعبه دنده نیاز است و این خود تلفات مکانیکی را بهمراه دارد . برای رفع مشکل اخیر در چند دانشگاه در کشور هلند تحقیقاتی انجام شده و ژنراتوری با دور بالا، ^{rpm} ۲۵۰۰۰ و توان خروجی ^{Kwe} ۵۰۰ طراحی شده است.

در مجموع برای رفع موانع موجود در مصرف گسترده توربین گاز در سیستم‌های CHP دو فن‌آوری زیر پیشنهاد شده است.

توربین گازی اپرا (The OPRA Gas Turbine)

این توربین گازی بصورت یک توربین جریان شعاعی (radial-flow) طراحی شده است که خروجی آن در حدود ^{Kwe}۴۵۰ می‌باشد. هدف از طراحی آن رقابت با موتور سیلندر پیستونی با هزینه تمام شدهٔ تقریباً یکسان است. بعلاوه آلودگی کم، هزینه نگهداری پایین و

دمای خروجی بسیار بالا برای بازیافت گرما از مزایای آن می‌باشد. سوخت مصرفی آن گاز و سوخت‌های مایع است و راندمان الکتریکی ۲۷٪ دارد. در این فناوری استفاده از محفظه احتراق حلقوی شکل و تنظیم‌کننده سیستم سوخت و هوا باعث کاهش آلاینده NO_x خروجی (۲۰ g/GJ) شده است. پیش‌بینی می‌شود با افزودن رکوپراتور (recuperator) و (intercooler) به این سیستم بتوان راندمان الکتریکی را تا ۳۷٪ بهبود بخشید.



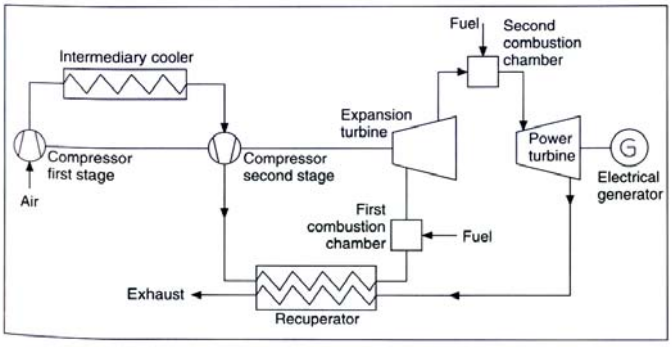
The Opra turbine cycle.

شکل ۱۱ – سیکل توربین Opra

جدول ۴- مشخصات توربین گاز Opra در مقایسه با سایر محرکهای اولیه سیستم تولید مشترک

Characteristics of the Opra gas turbine compared with those of other cogeneration prime movers.

	Conventional gas engine	Conventional gas turbine	Opra turbine
Power output	500 kW_e	500 kW_e	450 kW_e
Electrical efficiency	35-40%	20-25%	27%
Thermal Efficiency	50%	55%	50%
NO_x (g/GJ fuel)	140	90	<20
Investment cost (NLG/kW_e)	1500	4000	1800



The Heron turbine cycle.

شکل ۱۲ – سیکل توربین Heron

The HERON Gas Turbine

این توربین نیز یکی دیگر از فن‌آوری‌های جدید عرضه شده در هلند است. با نصب رکوپراتور recuperator در مسیر گازهای خروجی، راندمان الکتریکی آن حدود ۴۰٪ و توان خروجی مکانیکی آن ^{Mw} ۱/۴ می‌باشد. دمای گازهای خروجی سیستم ^{o}c ۲۲۰ و نسبت حرارت در توان الکتریکی بین ۰/۸ تا ۱ است که برای سیستم‌های CHP پایین بوده و لذا کارایی توربین HERON در CHP محدود می‌شود . شاید بهترین بازار مصرف آن گلخانه‌ها باشند که به دمای حرارت پایینی نیاز دارند. پیش‌بینی می‌شود که اگر هر کمپرسور با توربین مستقل و مجزا کار کند راندمان الکتریکی تا ۴۳٪ افزایش می‌یابد.

جدول ۵ – مشخصات توربین گاز Heron در مقایسه با سایر محرکهای اولیه سیستم تولید مشترک

	Coventional gas engine	Conventional gas turbine	Heron turbine
Power output kw_e	1400	1000	1400
Electrical efficiency %	35-40	25	42
Thermal efficiency %	50	55	36

فصل چهارم

مباحث ترمودینامیکی و جنبه‌های زیست محیطی CHP

۱– مباحث ترمودینامیکی نیروگاه (CHP)

۱–۱– نمونه‌های متداول نیروگاههای CHP

طرحهایی که نسبت به سایر نمونه‌های **CHP** متداولتر می‌باشند در شکل شماره (۱) نشان داده شده است. البته نبایستی تصور شود که این طرحها نمونه‌های استاندارد بوده و عدول از آن ممکن نیست، بلکه آنها مقدمه و زمینهٔ قابل کاربردی برای طرحهای اساسی‌تر **CHP** می‌باشند. بنابراین طرحهای مزبور فقط نمونه‌های اساسی و مبنا می‌باشند و طرحهای پیچیده‌تر و با جزئیات بسیار زیادتری وجود دارند. شکل مذکور شامل ۵ طرح اساسی **CHP** می‌باشد، (از طرح **F** گرفته تا **G**، **H**، **J** و **K**). البته شکلهای **A**، **B**، **C**، **D** و **E** سیستم‌های متداول تولید الکتریسیته یا تولید حرارت بطور مجزا می‌باشند. در این شکل ستون اول نوع توربین و نام سیستم را بیان می‌نماید. ستون دوم شکل شماتیک نیروگاه مورد نظر را رسم نموده است و ستون سوم و چهارم به ترتیب مقدار و میزان کار و حرارت سودمند نیروگاه مورد نظر را ارائه داده است.

در طرح **H** بجای توربین گاز می‌توان از موتور دیزل استفاده نمود و کاربرد موتور دیزل نیز در چنین سیکلی می‌باشد. در این طرح گازهای خروجی از توربین گاز وارد « ریکوپراتور بازیاب حرارت **(Waste Heat Recuperator)** » شده و مقداری از حرارت آن بازیافت و بقیه آن (۰/۱۱ **F**) به دودکش فرستاده می‌شود. زیرا اگر حرارت گازهای خروجی را بیش از حد جذب نمائیم، دمای آن به دمای شبنم بعضی از گازهای مخلوط آن رسیده و در دودکش تولید اسید می‌کند (مثلاً دمای شبنم SO_2 باعث تولید H_2SO_3 می‌گردد.) همچنین در طرح **J** از بویلر بازیافت حرارت **(Waste Heat Boiler)** استفاده می‌شود و علاوه بر استفاده از حرارت بازیافت شده از گازهای خروجی، مقداری از آن نیز وارد **HRSG** شده و در توربین بخار

شکل ۱ – متداول‌ترین نیروگاههای تولید برق (بخار)

مربوطه، تولید توان می‌نماید. البته بسته به میزان حرارت درون بویلر بازیاب، که به اندازه باشد یا کم، بویلر بازیاب بدون مشعل یا مشعل‌دار می‌باشد. مشعل درون این نوع بویلرها باعث افزایش بیشتر دمای گاز، جهت تولید بخار می‌شود.

۱-۲- معیارهای کارآیی نیروگاههای تولید مشترک (CHP)

کارآیی نیروگاه مرسوم همان کارآیی کلی سیکل مورد نظر آن می‌باشد. یعنی $\eta_{\circ} = \eta_{TH}.\eta_B = \frac{W}{F}$ که این معیار کارآیی، ارتباط و تناسب کمتری برای نیروگاه CHP که تولید حرارت و الکتریسیته می‌کند، دارد. معیارهایی که در ذیل می‌آید بیان بهتری از کارآیی CHP دارند.

I – فاکتورهای کاربرد انرژی (Energy Utilisation Factor)

معیار منطقی‌تر کارآیی CHP که توسط Porter و Mastanaiah (1982) ارائه شده، به شکل زیر تعریف می‌شود :

برای موتور CHP $EUF = \frac{W + Q_U}{Q_B}$

برای نیروگاهها یا سیکل باز $EUF = \frac{W + Q_U}{F}$

که Q_U مقدار حرارت سودمند در دمای T_U (بالاتر از دمای محیط، $T_{\circ}$)می‌باشد که بار حرارتی را تأمین می‌کند.

II – **فاکتور کاربرد انرژی وزن‌دار** (Value - Weighted Energy Utilisation Factor)

بایستی به خاطر داشت که کار و توان در سطح بالاتری از نظر بها و قیمت نسبت به حرارت تولید می‌شود. بنابراین EUF بعلت اینکه ارزش یکسانی به Q_U و W می‌دهد، بعنوان معیار کارآیی کاملاً رضایت بخش محسوب نمی‌شود.

بنابراین راه حل دیگری که اختلاف میان قیمت توان الکتریکی و بار حرارتی را محاسبه می‌کند، در نظر می‌گیریم. اگر قیمت فروش توان الکتریکی Y_E (C/KWh) و بار حرارتی Y_H و قیمت سوخت φ باشد، EUF وزن دار بصورت زیر تعریف می‌شود :

$$(EUF)_{VW} = \frac{Y_E W + Y_H Q_U}{\varphi_F} = \frac{Y_E}{\varphi}\left[\frac{W}{F} + \frac{Y_H}{Y_E}\frac{Q_U}{F}\right] = \frac{Y_E}{\varphi}\eta_{eq}$$

معمولاً $\frac{Y_H}{Y_E}$ (قیمت برق / قیمت حرارت) = ۱/۳ در نظر می‌گیریم.

III – **راندمان حرارتی مصنوعی** (Artifical Thermal Efficiency)

معیار متناوب کارآیی که اغلب بصورت مصنوعی و ساختگی کاربرد دارد. راندمان حرارتی مصنوعی می‌باشد.

به این صورت که میزان سوختی که به مصرف می‌رسد تا Q_U تولید شود را از کل سوخت کم می‌نمائیم و فرض می‌کنیم که این سوخت در بویلر صرفاً بطور جداگانه، جهت تولید Q_U با راندمان حرارتی $(\eta_B)_H$ به مصرف می‌رسد. پس η_a بصورت زیر تعریف می‌شود :

$$\eta_a = \frac{W}{\left(\frac{Q_U}{\eta_{B_H}}\right)} - \frac{(\eta_\circ)_{CG}}{1 - \left[\frac{Q_U}{(\eta_B)_H F}\right]}(\eta_B)_H$$

که معمولاً $0.9 =$

به عبارت دیگر این راندمان معیاری است از نسبت کار بدست آمده به سوختی که صرف آن کار شده است.

IV – نسبت صرفه‌جوئی در سوخت (انرژی سوختی) (Fuel Energy Saving Ratio)

یکی دیگر از معیارهای کارآیی برای نیروگاههای CHP، مقایسه بین سوخت مورد نیاز برای تولید توان و حرارت در نیروگاه CHP با سوخت مورد نیاز برای نیروگاههای عادی و رایج بطور جداگانه می‌باشد. بنابراین اگر نیروگاه الکتریسیته مرسوم دارای کارآیی $(\eta_{\circ})_C$ و راندمان بویلر صرفاً تولید حرارت $(\eta_B)_H$ باشد، و F مقدار سوخت نیروگاه CHP که به انرژی حرارتی و الکتریکی تبدیل می‌شود، مقدار سوخت صرفه‌جوئی شده برابر است با :

$$\Delta F = \frac{Q_U}{\eta_{B_H}} + \frac{W}{\eta_{\circ C}} - F$$

و نسبت صرفه‌جوئی در انرژی سوختی بصورت " نسبت یا کسر صرفه‌جوئی (ΔF) به انرژی سوختی مورد نیاز در نیروگاههای مرسوم " تعریف می‌شود، یعنی :

$$FESR = \frac{\Delta F}{\left(\frac{Q_U}{\eta_{B_H}} + \frac{W}{\eta_{\circ C}} \right)}$$

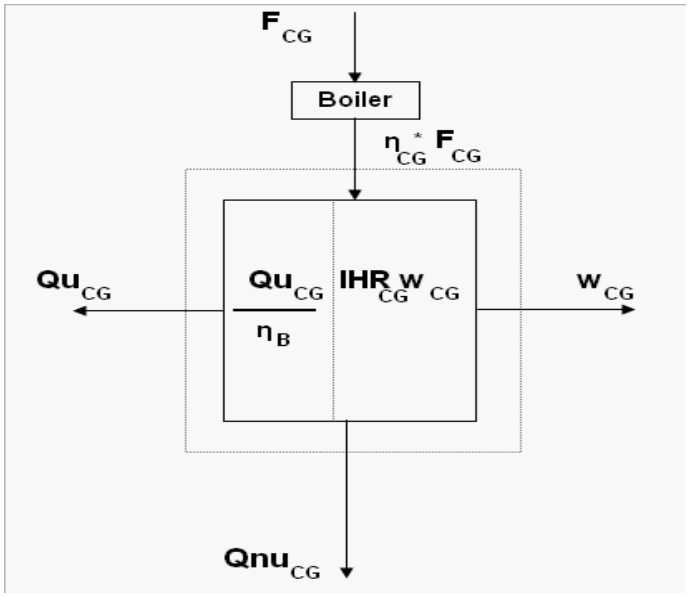
$$FESR = 1 - \frac{\eta_{\circ C} / \eta_{\circ CG}}{\left[1 + \left(\lambda_{CG} . \eta_{\circ C} / \eta_{B_H} \right) \right]}$$

که $\lambda_{CG} = \frac{Q_{U_{CG}}}{W_{CG}}$ و $\eta_{\circ CG}$ راندمان کلی نیروگاه CHP می‌باشد.

- نکته : این معیار ترمودینامیکی کارآیی (FESR) نسبت به سایر معیارهای ذکر شده سودمندترین معیارها برای ارزیابی و برآورد اقتصادی نیروگاههای CHP می‌باشد. Polsky (۱۹۸۰) که از این تکنیک طرفداری می‌نمود، بحث سودمندی را راجع به نحوهٔ تغییر FESR با پارامترهای ترمودینامیکی (مثلاً شرایط گرمایش مجدد و شرایط ورودی، فشار پشت و غیره) در طرحهای CHP ارائه داد.

V – **نرخ حرارتی افزایشی** (Incremental Heat Rate)

Porter و Mastanaiah این معیار ترمودینامیکی را که در تحلیل ترمودینامیکی و بطور همزمان تحلیل اقتصادی نیروگاه CHP کاربرد دارد، تعریف نموده‌اند. انرژی سوختی (F_{CG}) دریک بویلر با کارآیی η_{BCG} (یا در اتاق احتراق در یک توربین گاز یا موتور دیزل) تزریق و تغذیه می‌شود.



شکل ۲- نمودار شماتیک نیروگاه برای تعریف نرخ حرارتی افزایشی

در این نیروگاه CHP مقداری از انرژی سوختی تبدیل به حرارت و بقیهٔ آن برای ایجاد بالانس به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود. بنابراین خواهیم داشت :

$$F_{CG} = \frac{Q_{U_{CG}}}{\eta_{B_{CG}}} + IHR_{CG}.W_{CG}$$

از طرفی با توجه به شکل و قانون اول ترمودینامیک داریم :

(برای سیستم خط چین)

$$\eta_{B_{CG}} F_{CG} = Q_{U_{CG}} + W_{CG} + Q_{NU_{CG}}$$

که از دو رابطه فوق IHR_{CG} (نرخ حرارتی افزایش = مقدار حرارت مصرف شده برای تولید کار به کار تولید شده) بدست می‌آید :

$$IHR_{CG} = \frac{F_{CG}}{W_{CG}} - \frac{Q_{U_{CG}}}{\eta_{B_{CG}} W_{CG}} = \frac{1}{\eta_{\circ CG}} - \frac{\lambda_{CG}}{\eta_{B_{CG}}}$$

$$\eta_{B_{CG}} \approx \eta_{B_H} \Rightarrow IHR_{CG} = \frac{1}{\eta_a} = \frac{F_{CG} - \left(Q_{U_{CG}} / \eta_{B_H}\right)}{W_{CG}} = \frac{1}{\eta_{\circ CG}} - \frac{\lambda_{CG}}{\eta_{B_H}}$$

یعنی اگر $\eta_{B_{CG}} \approx \eta_{B_H}$ باشد، نتیجه می‌گیریم که نرخ حرارتی افزایشی، بالعکس راندمان حرارتی مصنوعی (ساختگی) می‌باشد.

برای نیروگاههای CHP منظور شده در شکل (۱)، می‌توان مقادیر مربوط به معیارهای پیش گفته را بعنوان نمونه بدست آورد. که در این شکل گزینه‌های F، G، H، J را (بهمراه مقادیر معیارهای مختلف ترمودینامیکی که تاکنون بحث شده است)، نشان می‌دهد. فرض‌هایی جهت ساده سازی و بدست آوردن مقدار عددی برای فرمول‌های معیارها در زیر جدول ذکر شده است.

- نکته : همانطور که از مقایسهٔ حالت‌های ذکر شده در جدول مشاهده می‌شود، توربین با فشار پشت در نیروگاه بخاری CHP و توربین گاز با WHB، بیشترین نسبت صرفه‌جوئی سوخت را دارا می‌باشند.

۲ – جنبه‌های زیست محیطی CHP

CHP یک فرآیند با بازده انرژی بالاست و در مقایسه با سیستم‌های مولد حرارت و قدرت، مقدار قابل توجهی محصولات احتراق در واحد انرژی مصرف شده را کاهش می‌دهد. عملکرد روش CHP، معمولاً مصرف سوخت محل (سایت) را مقداری افزایش می‌دهد (در مقایسه با یک مولد حرارتی تنها، مانند بویلر، با توان خروجی مشابه). اما در مقایسه با مصرف سوخت هر دو مولد برق و حرارت بشکل مجزا، حدود ۳۵٪ صرفه‌جویی در مصرف را بدنبال دارد.

روشـــن اســـت که اندازه و نوع تجهیزات سیستم CHP در اثرات زیست محیطی آن مؤثر خواهند بود . مهمترین این اثرات شامل انتشار محصولات احتراق، صدا و پساب سیستم است. بعـــلاوه مـــی‌تـــوان به تأثیر آن بر چشم‌انداز ساختمان و ذخیره و نگهداری سوخت‌های مصرفی نیز اشاره کرد.

محصولات احتراق در موتور CHP عبارتست از:

CO_2 : مهمترین محصول احتراق محسوب می‌شود که در پدیده گلخانه‌ای و تغییر آب و هـــوا مؤثـــر است. مقدار تولید این گاز وابسته به مقدار سوخت مصرفی است و لذا با بکارگیری سیستم CHP و کاهش مصرف سوخت از تولید CO_2 نیز کاسته می‌شود.

NO_x : اکسیدهای نیتروژن محصول احتراق هر نوع سوختی می‌باشد اما میزان تولید آن بـــه عواملـــی چون دمای احتراق، فشار احتراق، هندسه محفظه احتراق و نسبت سوخت به هوا بســـتگی دارد. انتشـــار بـــی‌رویه این گاز در جو باعث پدیده‌های دودمه (*smog*) ، تجزیه اُزن و بـــاران‌هـــای اســـیدی است و به همین دلیل بیشترین تحقیقات بر کاهش این گاز متمرکز شده است.

SO_2 : ایـــن گـــاز محصـــول احـــتراق ســـوخت‌هـــای سولفوردار است و در کنار آب، اسید خورنـــده‌ای را تشـــکیل مـــی‌دهـــد، لـــذا انتشـــار بیش از حد آن در جو موجب ریزش باران‌های اســـیدی خواهـــد شـــد و همچنین اگر گازهای خروجی از CHP تقطیر شوند، خوردگی بسیار شـــدید در دودکش و مبدل‌ها بوجود می‌آورد. مقدار سولفور در گاز طبیعی بسیار کم است ولی در دیزل و بیوگاز قابل توجه بوده و باید تمهیدات لازم اندیشیده شود.

CO : یـــک گـــاز ســـمی و مرگـــبار است که بر اثر احتراق ناقص تشکیل شده و با کنترل صحیح نسبت سوخت به هوا قابل رفع می‌باشد.

هیدروکربـــن‌هـــای نسوخته (UHC) : مولکول‌های آلی با زنجیر بلند کربنی هستند کـــه در اثـــر کنترل ضعیف فرآیند احتراق بهمراه ذرات معلق و CO تولید می‌شود . در شرایط عـــادی مـــیزان خـــروج ایـــن ترکیـــبات به عنوان یک مسأله مهم مورد توجه نمی‌باشد. انتشار بی‌رویه آن باعث آلودگی هوا و پدیده گلخانه‌ای می‌شود.

ذرات معلـــق : ایـــن ذرات ریز جامد نیز بر اثر احتراق ناقص موتور تشکیل شده و بشکل دود رنگـــدار وارد محـــیط بـــیرون مـــی‌شوند. به این ترتیب علاوه بر اختلال در تنفس جانوران، عکس العمل شدید عمومی را نیز در پی دارد.

شرایط سوخت و آلاینده‌ها

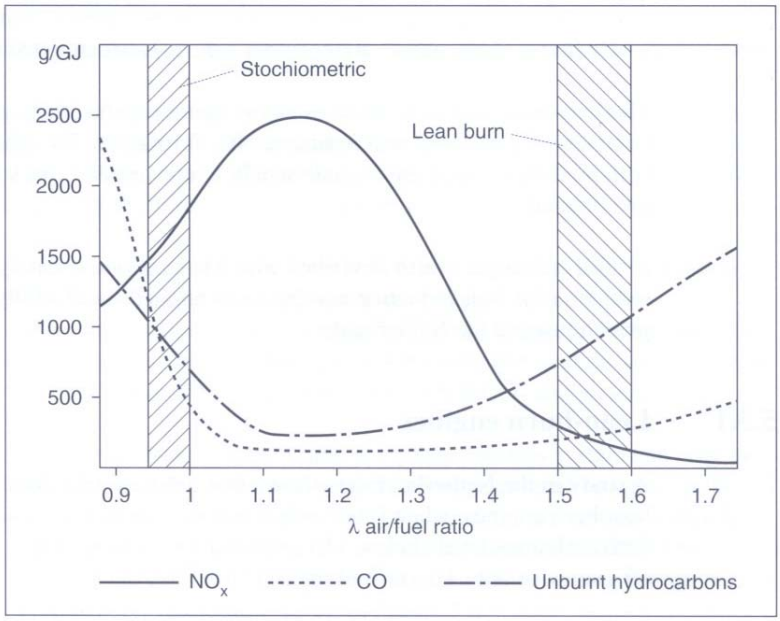
بطـور کلـی بیشـتر حساسـیت آلودگـی‌هـای زیسـت محیطـی بـر تولید NO_x است و محدودیـت‌هـای آلایندگـی کشورها بر اساس آن تنظیم می‌شود. در مراتب بعد میزان CO و UHC نیز تحت نظارت قرار می‌گیرد.

بـه غـیر از تولـید SO_2 کـه وابسته به سوخت مصرفی است، سایر آلاینده‌ها به شرایط احـتراق بسـتگی دارند و مهمترین آنها نسبت سوخت به هوا λ است . به این ترتیب سه نوع احتراق وجود دارد:

جدول ۲- انواع احتراق با در نظر گرفتن λ (نسبت سوخت به هوا)

λ =۱	استوکیومتریک (*Stochiometric*)	مانند موتور بنزینی / گازی (SI)
λ <۱	سوخت با غلظت بالا (*run rich*)	هدف سوخت اضافه و دمای احتراق بالاتر، مانند موتورهای احتراق تراکمی (CI)
λ >۱	رقیق سوز (*lean burn*)	هوای اضافی و دمای احتراق کمتر مانند توربین گازی

نسـبت سوخت به هوا بر راندمان، توان خروجی و تولید آلاینده‌ها بویژه NO_x مؤثر است. در شـکل زیـر تأثیر نسبت سوخت به هوا بر تشکیل آلاینده‌های NO_x ، CO ، UHC نمایش داده شده است.



Effect of air/fuel ratio on engine emissions.

شکل ۳ – اثر نسبت سوخت به هوا بر انتشار آلاینده‌های موتور

بیشترین توان قابل دستیابی از موتور با نسبت هوا به سوخت بین ۰/۹ تا ۱ است. این درحالی است که با اندکی افزایش λ تولید NO_x بشدت افزایش یافته و اندکی کاهش λ نیز باعث تولید بیش از حد CO و UHC و نیز نزول راندمان خواهد شد.

موتورهایی که در محدودهٔ رقیق‌سوز (۱/۴ > λ >۱/۲) تنظیم شده باشند با وجود از دست دادن مقدار کمی از توان و راندمان علاوه بر کاهش تولید NO_x در آنها ، آلاینده‌های CO و UHC نیز در حد مطلوب تشکیل می‌شود. اما عملکرد اغلب موتورها با نسبت هوا به سوخت بیشتر(۱/۶ > λ >۱/۵) بوده و ضمن کاهش شدید NO_x با افزایش CO و UHC همراه است. در این موارد با استفاده از یک Turbo- Charging ضعف توان را جبران می‌کنند.

آلاینده NO_x

NO_x تولیدی در یک فرآیند احتراق معمولاً شامل بیش از ۹۰٪ NO و کمتر از ۱۰٪ ، NO_2 است. تشکیل این آلاینده در موتورهای قدیمی با داشتن نسبت هوا به سوخت

استوکیومتری، در حدود $^{gr/GJ}$ ۱۸۰۰ است و در موتورهای جدید به حدود $^{gr/GJ}$ ۱۴۰ و حتی گاهی نصف آن رسیده است.

روش‌هایی که توسط طراحان برای کاهش NO_x ارائه شده است عبارتند از :

- استفاده از موتور رقیق‌سوز (و فوق رقیق سو) با کنترل λ
- استفاده از موتورهای استوکیومتری با کاتالیزورمبدل‌سه راهه(3-way Catalytic Converter)
- استفاده از (Selective Catalytic reduction)

در روش اول از ابتدا از تشکیل بیش از حد NO_x پیشگیری می‌شود و در روش‌های دیگر NO_x تولیدی را به اکسیژن و نیتروژن تبدیل می‌کنند.

موتورهای رقیق سوز (Lean-burn Engines)

مهندسان در نسل جدید موتورهای امروزی با اضافه کردن یک توربو شارژر و نیز کنترل کردن λ توانسته‌اند تشکیل آلاینده NO_x را به حدود $^{gr/GJ}$ ۱۴۰ کاهش دهند که البته با از دست دادن تنها ۱٪ راندمان مکانیکی موتور همراه بوده است.

از طرفی حتی در شرایط ایده‌آل با بهینه کردن زمان جرقه زدن و تنظیم λ بین ۱/۵ تا ۶ /۱ توانسته‌اند تشکیل NO_x را به پایین‌ترین حد یعنی $^{gr/GJ}$۵۰ برسانند . قابل ذکر است که ثابت نگهداشتن λ در این محدوده بخاطر تغییرات بار موتور و گرفتگی فیلترهای هوای ورودی کار دشواری است.

در عمل برای کنترل λ دو روش وجود دارد که عبارتند از اندازه‌گیری اکسیژن یا NO_x در گازهای خروجی ویا استفاده از یک bypass burner که با نسبت هوا به سوخت مشابه کار می‌کند.

اکثر شرکت‌های سازندهٔ سیستم‌های CHP با استفاده از موتورهای رقیق سوز، شاخص آلاینده NO_x در حدود $^{gr/GJ}$ ۱۶۰ و برخی با استفاده از موتورهای فوق رقیق سوزλ <۱/۸ >۱/۷ شاخصی در حدود $^{gr/GJ}$ ۸۰ را دارا هستند. موتورهای فوق رقیق سوز به گونه‌ای است که باید در تمام محفظه احتراق مخلوط سوخت و هوای بسیار همگنی موجود باشد. در غیر اینصورت افزایش فراوان NO_x ، هیدورکربن‌های نسوخته (UHC) ، نوسانات توان تولیدی، کاهش راندمان و افزایش استهلاک موتور را بدنبال خواهد داشت.

در مجموع می‌توان گفت بار موتور، شرایط کلی موتور و وضعیت فیلترهای ورودی هوا بر λ بهینه تأثیر می‌گذارد.

موتورهای استوکیومتری با کاتالیزورهای مبدل سه راهه[1]

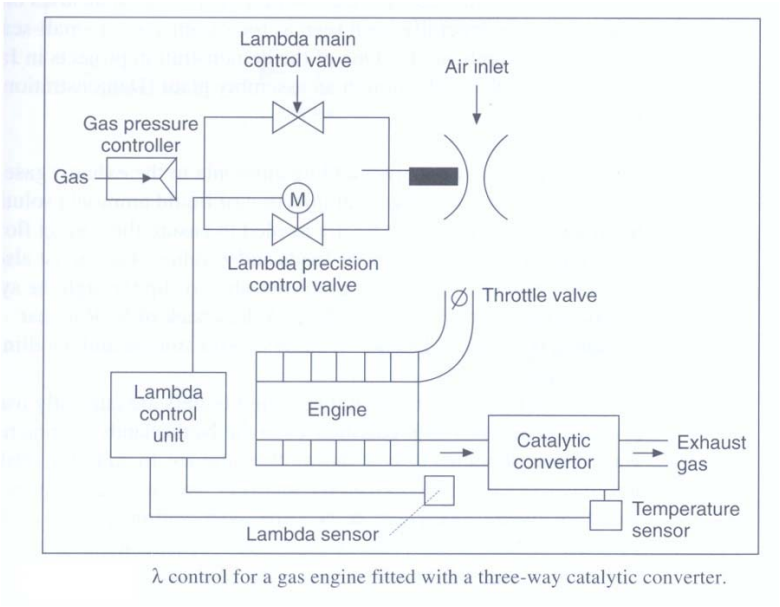
ایـن کاتالـیزورها برای کاهش NO_x موجود در گازهای خروجی موتورهای استوکیومتری بکـار می‌روند و آنرا به اکسیژن و نیتروژن تبدیل می‌کنند. این کاتالیزور متشکل از یک زمینه سـرامیکی پوشـانده شـده بـا دو لایه از سیلیکا و رادیم است و لذا یک سطح واکنشی بسیار خـوب بـا کمترین مقاومت در برابر هوا را دارد . این نوع مبدل از کاتالیزور کاهنده غیرحساس (NSCR) None Selective Catalytic Reduction استفاده می‌کند.

رادیـم، اکسیژن NO_x را گرفته و N_2 آزاد می‌کند. سپس این اکسیژن را در اختیار CO و UHC گذاشـته و CO_2 و آب تشـکیل مـی‌شـود. از آنجایی که برای کسب حداکثر راندمان خروجـی نـباید O_2 وجـود داشـته باشـد، بـاید فرآیند احتراق با یک کنترل بسیار دقیق در محـدوده اسـتوکیومتری نگهداشـته شود. یعنی در محدوده ($1 > \lambda > 0/95$)، که بازه کوچکی است و دمای عملکرد بین $450\ ^{\circ}c$ و $700\ ^{\circ}c$ ، چون واکنش گرمازاست.

کـار ایـن مـبدل بـه گونـه‌ای اسـت که شاخص NO_x در حدود $50\ ^{gr/GJ}$ حفظ می‌شود و همچنین میزان UHC و CO کاهش چشمگیری دارد. هزینه یک موتور استوکیومتری بهمراه ایـن نوع مبدل کاتالیزو۱۰ تا ۲۰ درصد بیشتر از هزینه یک موتور رقیق سوز با کنترل λ است و نیز از طرفی خرابی این نوع کاتالیزور باعث آلایندگی بیشتری نسبت به تنظیم نبودن موتور رقیق‌سوز می‌شود.

یک روش دیگر نیز که برای موتورهای استوکیومتری بکار برده می‌شود، چرخه مجدد گاز خروجـی اسـت. در ایـن روش بـا بـاز گـرداندن ۴۰٪ از گازهای خروجی سرد شده به موتور مـی‌تـوان بـه ویژگی‌هایی نظیر موتور رقیق سوز دست یافت . نتایج حاصل از این کار عبارت است از کاهش NO_x (۸۰ تا ۹۰٪) ، کاهش Co(۸۰٪) و کاهش هیدروکربن‌های نسوخته (۵۰٪)، اما از طرف دیگر از توان خروجی این موتور نیز کاسته می‌شود.

1- Three-way catalytic converter



λ control for a gas engine fitted with a three-way catalytic converter.

شکل ۴ – کنترل λ برای موتور استوکیومتری

کاتالیزور کاهنده حساس (Selecitive Catalytic Reduetion)

کاتالیزور کاهنده حساس برای موتورهای رقیق‌سوز بکار می‌رود و فقط NO_x را حذف می‌کند، بهمین دلیل کلّیت دو روش پیش را نداشته و برای مقیاس‌های کوچک، اقتصادی نیست. این روش بر پایه تزریق آمونیاک مایع در داخل گازهای خروجی است و برای تنظیم مقدار آمونیاک، یک کنترل دقیق بر بار موتور و اندازه λ ضروری است. لازم به ذکر است که آمونیاک ماده‌ای سمی است و نگهداری و استفاده از آن نیاز به احتیاط فراوانی دارد. همچنین باید مطمئن بود که آمونیاک بکار برده شده در سیستم وارد جو نشود.

طراحان سیستم CHP با توجه به ویژگی‌های گلخانه‌ها به بهبود و کاربردی‌ترکردن این روش اقدام کرده‌اند.

گاز خروجی سیستم CHP که بدون آلاینده NO_x بوده و درصد بالایی گاز CO_2 داشته باشد، در گلخانه‌ها کارایی فراوانی دارد. در این زمینه طراحان از SCR با مایع پایه اوره (Urea) استفاده می‌کنند که هم ارزانتر است و هم بدلیل سمی نبودن امنیت بیشتری بهمراه دارد. محلول اوره به درون گازهای داغ خروجی اسپری شده و با جذب حرارت، آب آن بخار و اوره به آمونیاک و گاز CO_2 تجزیه می‌شود. آمونیاک بدست آمده با عبور از کاتالیزور، گاز

NO_x را بـه اکسـیژن و نیتروژن تبدیل می‌کند و در آخر گازهای خروجی مَملو از گاز CO_2 به محیط گلخانه فرستاده می‌شود.

آلاینده SO_2

تشـکیل آلایـنده SO_2 در گازهـای خروجی فقط وابسته به وجود گوگرد (S) در سوخت اسـت. در گاز طبیعی، گوگرد به مقدار بسیار ناچیزی وجود دارد و بهمین دلیل با مصرف آن در سیسـتم‌هـای CHP، مـی‌توان از مبدل حرارتی کندانسور در مسیر گازهای خروجی استفاده کـرد. در سـوخت دیـزل مقـداری گوگرد وجود دارد، اما میزان آن از حد مرزهای آلایندگی تجـاوز نمـی‌کند. با این حال طراح سیستم CHP با سوخت دیزل برای پیشگیری از خوردگی زودهنگام باید از فولاد مقاوم (Stainless Steel) در مبدل‌ها استفاده کند.

در سـوخت بیوگاز به مقدار قابل توجهی گوگرد وجود دارد. بهمین دلیل یا قبل از استفاده از آن در موتـور یـا توربین، باید گوگرد را جدا کرد و یا اینکه در طراحی دمای درون موتور را بیش از $120\ ^{\circ}c$ در نظر گرفت تا از تقطیر شدن سولفور در موتور جلوگیری شود.

آلاینده‌های CO و هیدروکربن‌های نسوخته (UHC)

وجـود مونوکسـیدکربن و هیدروکربـن‌های نسوخته در میان محصولات احتراق ناشی از شـرایط کـاری نامناسـب برای احتراق و تنظیم نبودن λ است. میزان تولید این آلاینده‌ها در اکثر کشورها مورد توجه قرار داشته و حدودی نیز بعنوان استاندارد وضع شده است. در موتور رقیق سوز بخاطر نواقصی مانند نسبت هوا به سوخت بالا و عملکرد غلط، CO و UHC زیادی تولـید می‌شود که باعث کاهش سرعت شعله و کاهش دما می‌شوند. از ویژگی‌های موتور رقیق سوز با توربو شارژر، توان مخصوص بالا، تولید اندک NO_x بدون استفاده از کاتالیزور سه راهه و نیز در صورت لزوم کاهش CO و UHC توسط کاتالیزور اکسیدکننده، قابل ذکر است.

آلودگی صوتی

میزان سروصدای یک سیستم CHP در حدود ^{db}۱۰۰ در یک متری است که با استفاده از پوشش عایق صوت به حدود ^{db}65-75 می‌رسد و این در حالی است که بطور استاندارد باید کمتر از ^{db}۸۵ باشد. محفظه‌های اکوستیک که در این موارد بکار می‌رود در مدخل ورودی هوا و وِنت‌های خروجی، دمپر دارد، پنل‌ها برای تعمیر به راحتی برداشته می‌شود و ارتعاشات کم می‌شود (از موتور و لوله‌های انتقال سیالات) که این مسأله برای واحدهایی که روی بام ساختمان یا روی فنداسیون قرار می‌گیرند مهم است. در موارد بسیار خاص نیز از محفظه‌هایی استفاده می‌شود تا صدای سیستم به حدود ^{db}۳۰ در ۶۰ متری برسد.

فصل پنجم

بررسی اقتصادی استفاده از CHP
و مطالعات موردی

سیستم‌های **CHP**، بعنوان محصولاتی جدید، باید مزیت‌هایی نسبت به سیستم‌های رایج کنونی داشته باشند تا در جلب نظر مشتریان و ترویج در بازار مصرف موفق شده و جایگزین این سیستم‌ها گردند. بهره‌وری بسیار خوب از انرژی سوخت و جنبه‌های مثبت زیست محیطی دستگاه از امتیازات درخشان سیستم است که همواره قابل دسترسی می‌باشد.

سومین امتیازی که برای سیستم **CHP** عنوان می‌شود، صرفهٔ اقتصادی آن است که شاید نتوان به قطع و یقین و مستقل از نظام اقتصادی کشورها در مورد آن نظر داد.

قیمت حامل‌های انرژی، عادت مصرف انرژی مصرف‌کنندگان و نوع نظام اقتصادی در هر کشور اهرم‌های نیرومندی هستند که بر ملاحظات اقتصادی مصرف‌کنندگان **CHP** تأثیر جدی می‌گذارند.

از دیدگاه اقتصادی با خرید یک سیستم **CHP** جریانی از درآمدها و هزینه‌ها برای واحد مصرف‌کننده شکل می‌گیرد. سرمایه‌گذاری اولیه و قیمت تمام شدهٔ نصب دستگاه در ابتدای امر، هزینه سالیانه تعمیر و نگهداری دستگاه و هزینه سوخت مصرفی (اغلب مصرف سوخت **CHP** بیش از بویلری با همان توان حرارتی است، چون سیستم **CHP** در کنار حرارت ، برق نیز تولید می‌کند!) رایج‌ترین هزینه‌های دستگاه هستند که برای هر سیستم دیگری قابل بیان است، اما از طرف دیگر صرفه‌جویی ناشی از تأمین برق مورد نیاز واحد و جلوگیری از خرید برق از شبکه و نیز فروش برق مازاد بر مصرف در شبکه از درآمدهای سیستم **CHP** برای مصرف‌کننده محسوب می‌شود.

حال با توجه به این هزینه‌ها و درآمدها و مد نظر داشتن طول عمر مفید دستگاه (تا اولین **overhaul**) ممکن است :

- درمجموع این سال‌ها درآمد ناشی از دستگاه نه تنها هزینه‌های آنرا پوشش داده، بلکه به مرحله سوددهی نیز برسد.
- درآمدها بتوانند فقط با هزینه‌ها سر به سر شوند.
- همواره هزینه‌ها از درآمدها بیشترباشد.

شرایط اقتصادی حاکم بر کشورهای اروپایی و آمریکا که از مصرف‌کنندگان در حال رشد سیستم **CHP** هستند، به گونه‌ای است که سرمایه‌گذاری برای خرید این سیستم‌ها با برگشت سرمایه همراه است. یعنی بطور میانگین جهت سرمایه‌گذاری برای سیستم‌های **CHP** در اندازه‌های کوچک تا بزرگ مدت بازگشت سرمایه در حدود ۳ تا ۱۰ سال متغیر است. لذا با طول عمر متوسط ۱۵سال برای هر دستگاه، تمام آنها به مرحله سوددهی نیز می‌رسند.

تحلیل اقتصادی سیستم CHP از دید خانوارهای مصرف کننده ایران

داخلی

تاکنون بجز چند پروژهٔ صنعتی، تجربه دیگری از سیستم‌های **CHP** در ایران وجود ندارد. عدم آشنایی اولیه با مخارج اولیه و ثانویه **CHP** در ایران و نیز در دست نبودن اطلاعات جامعی در مورد نحوه مصرف انرژی در بخش‌های مختلفی مانند خانگی و تجاری باعث می‌شود از فرض‌های گوناگون در محاسبات زیر استفاده شود:

بر اساس ترازنامه سال ۱۳۸۰

- تعداد مشترکین خانگی ۱۳۶۸۲۵۶۳ مشترک
- مصرف برق در بخش خانگی ^{Gwhe} ۳۲۸۹۱

هر مشترک ^{Mwh} ۲/۴ مصرف برق در سال

با اعمال ضریب تصحیح مصرف با توجه به پیک‌های سالیانه (۳۳٪) (یعنی به این مقدار ۳۳٪ افزوده می شود):

در بخش خانگی هر مشترک ^{Mwhe} ۳/۲ مصرف برق در سال

- تعداد مشترکین[1] در بخش خانگی = ۴۸۲۸۲۸۲ مشترک
- مصرف گاز طبیعی در بخش خانگی = ۲۰۱۶۰ میلیون متر مکعب

مصرف گاز طبیعی هر خانوار ^{m3} ۲۱۲۸ در سال است.

۲۱۲۸ m^3 NG× ۹/۴۳۳ $^{Kwhth\ per\ m3NG}$ = ۲۶۶۱۰/۱۱۷ $^{Kwh}_{th}$

قیمت خرید برق خانگی از شبکه	۸۵/۳ ریال
قیمت فروش برق خانگی به شبکه	۳۰۰ ریال
قیمت خرید گاز طبیعی	۷۰ ریال

برای انتخاب اندازه مناسب CHP (Micro CHP) دانستن پیشینه نیاز حرارتی خانه ضروری است. تجربه نشان می‌دهد ۸۵٪ انرژی حرارتی برای گرمایش محیط، ۱۰٪ برای آب مصرفی و ۵٪ برای پخت و پز مصرف می‌شود.

جدول ۱- میزان انرژی حرارتی و الکتریکی مورد نیاز

	Part of energy	10^3 Kwh hr	Hour Per Yr	Power (Kwth)
Heating	٪۸۵	۲۲/۶	۳۶۰۰	۶/۲۷
DHW	٪۱۰	۲/۶۷	۹۱۳	۲/۹
Coocking (درchp دخالتی ندارد)	٪۵	۱/۳۳	۱۸۲۵	۰/۷۲۸

لذا حداکثر توان حرارتی مورد نیاز kw_{th} ۹/۲ است.

با توجه به حداکثر دیماند حرارتی و اطلاعات موجود از منابع بدست آمده می‌توان از یک سیستم Mini CHP استفاده کرد.

با توجه به راندمان وسایل گرمایشی و دانستن میزان مصرف سوخت می‌توان نیاز حرارتی سالیانه خانه را بدست آورد :

۱- در ایران هر مشترک برق در بخش خانگی را می توان یک خانوار در نظر گرفت. اما بطور متوسط هر مشترک گاز طبیعی شامل ۱/۴۸ خانواراست.

$\%۹۰ \times ۲۶/۶ \times ۱۰^{۳}$ $KWH_{th} = ۲۴ \times ۱۰^{۳}$ KWH_{th}

SPB : IR1

نیاز الکتریسیته سالانه ۳/۲ Mwhe

نیاز حرارتی سالانه ۲۴×۱۰^{۳} Kwh_{hr}

تعداد ساعت کارکرد CHP در سال $۲۴ \times ۱۰^{۳} \div ۹ Kw_{th} = ۲۶۶۷ (hr)$

کل تولید الکتریسیته سالانه $۳ (kwe) \times ۲۶۶۷ (hr) = ۸ Mwh$

درصد مصرف داخلی الکتریسیته ۴۰٪

درصد مصرف مازاد بر مصرف داخلی الکتریسیته ۶۰٪

صرفه‌جویی سالانه ناشی از تأمین برق مورد نیاز

$۳/۲ \times ۱۰^{۳}$ Kwh×۸۵/۳ Rial/Kwh = ۲۷۳/۰۰۰ Rial

درآمد ناشی از فروش برق به شبکه

$۴/۸ \times ۱۰^{۳}$ Kwh×۳۰۰ Rial/Kwh= ۱/۴۴۰/۰۰۰ Rial

محاسبه مصرف سوخت اضافه شده بر اثر جایگزینی سیستم CHP با وسایل گرمایشی موجود:

مصرف سوخت بویلر : $\%۹۵ \times ۲۸۲۱ m^3 = ۲۶۶۰ (m^3)$

مصرف سوخت CHP: $۱/۲ m^3/hr \times ۲۶۶۷ hw = ۳۲۰۰ (m^3)$

مصرف سوخت افزوده شده ۵۴۰ (m^3)

$۵۴۰ m^3 \times ۷۰ Rial/m^3 = ۳۷/۸۰۰ Rial$

هزینه تعمیر و نگهداری ریال ۱۵۰/۰۰۰

قیمت نهایی دستگاه ۲۰/۷۵۰/۰۰۰ Rial = ۲۵۰۰ $

مجموع هزینه‌های ثانویه در سال(ریال)= ۱۵۰۰۰۰+ ۲۷۳۰۰۰ +۱۴۴۰۰۰۰ -۳۷/۸۰۰ $\sum =$ **1525200**

Simple pay back :۱۳≈۱۴ yrs

SPB: IR2

در مثال دوم شرایط اقتصاد ایران با یک نمونه واقعی در انگلستان بررسی می شود.

واحد مسکونی مورد مطالعه :

- نیاز حرارت سالانه ۳۰۰۰۰Kwh
- نیاز برق سالانه ۴۵۰۰ Kwh

از سیستم CHP مدل Sigma بامشخصات $۳Kw_e/۹\ Kw_{th}$ استفاده می‌شود:

نیاز حرارت سالانه ۳۰۰۰۰Kwh

تعداد ساعات کار دستگاه ۳۳۳۰ hr

برق تولید شده ۱۰۰۰۰ Kwh

صرفه‌جویی سالانه ناشی از تأمین برق مصرفی ۳۸۳۸۵۰ Rial

صرفه‌جویی سالانه از محل فروش برق مازاد مصرف ۱/۹۵۰/۰۰۰ Rial

ارزش کل برق تولیدی ۲/۳۳۳/۸۵۰ Rial

قیمت گاز مصرفی اضافه شده ۵۰/۰۰۰ Rial

قیمت نهایی دستگاه ۲۰/۷۵۰/۰۰۰ Rial = ۱۳۸۳۰ Rial/£ × ۱۵۰۰ £

Simple pay back= 9 yrs

در ادامه بخش قبل که برای یک خانوار ایرانی طراحی شده است، به محاسبه NPV می‌پردازیم. ضرورت این بررسی از آنجایی است که با وجود مواردی همچون:

۱- نرخ سود رایج سیستم اقتصادی برای انواع سرمایه‌گذاری‌ها

۲- نرخ تورم

۳- افزایش سالیانه بهای حامل‌های انرژی

نمی‌توان تنها به محاسبه ساده برگشت سرمایه اکتفا کرد و تأثیرات این پارامترها را نادیده گرفت:

NPV : IR1

هزینه سرمایه‌گذاری ۲۰/۷۵۰/۰۰۰ ریال

درآمد سالیانه از CHP ۱/۶۷۵/۲۰۰ ریال (فقط در سال اول)

هزینه تعمیر و نگهداری ۱۵۰/۰۰۰ ریال

عمر دستگاه تا اولین over haul ۴۰/۰۰۰ ساعت

تعداد ساعات کار دستگاه در سال ۲۶۶۷ ساعت در سال

نرخ بهره ۲۲-۱۸٪

نرخ تورم ۱۸-۱۶-۱۲%

مدت زمان کار دستگاه ۱۵yr = $\frac{۴۰۰۰۰}{۲۶۶۷}$

جدول 2 – تعیین ارزش فعلی و NPV بدون در نظر گرفتن تورم

No Inflation

year	Cash flow/ income	Cash flow/ O&M Cost	Fsp , ٪۲۰	present worth	Net Present Value
۰	۲۰،۷۵۰،۰۰۰ ریال =				
۱	ریال ۱،۶۷۵،۲۰۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۸۳۳۳	ریال ۱،۲۷۱،۰۰۰	
۲	ریال ۲،۰۱۰،۲۴۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۶۹۴۴	ریال ۱،۲۹۱،۸۳۳	
۳	ریال ۲،۴۱۲،۲۸۸	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۵۷۸۷	ریال ۱،۳۰۹،۱۹۴	
۴	ریال ۲،۸۹۴،۷۴۶	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۴۸۲۳	ریال ۱،۳۲۳،۶۶۲	
۵	ریال ۳،۴۷۳،۶۹۵	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۴۰۱۹	ریال ۱،۳۳۵،۷۱۸	
۶	ریال ۴،۱۶۸،۴۳۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۳۳۴۹	ریال ۱،۳۴۵،۷۶۵	
۷	ریال ۵،۰۰۲،۱۲۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۲۷۹۱	ریال ۱،۳۵۴،۱۳۸	
۸	ریال ۶،۰۰۲،۵۴۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۲۳۲۶	ریال ۱،۳۶۱،۱۱۵	
۹	ریال ۷،۲۰۳،۰۵۳	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۹۳۸	ریال ۱،۳۶۶،۹۲۹	
۱۰	ریال ۸،۶۴۳،۶۶۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۶۱۵	ریال ۱،۳۷۱،۷۷۴	
۱۱	ریال ۱۰،۳۷۲،۳۹۷	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۳۴۶	ریال ۱،۳۷۵،۸۱۲	
۱۲	ریال ۱۲،۴۴۶،۸۷۶	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۱۲۲	ریال ۱،۳۷۹،۱۷۷	
۱۳	ریال ۱۴،۹۳۶،۲۵۱	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۹۳۵	ریال ۱،۳۸۱،۹۸۰	
۱۴	ریال ۱۷،۹۲۳،۵۰۲	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۷۷۹	ریال ۱،۳۸۴،۳۱۷	
۱۵	ریال ۲۱،۵۰۸،۲۰۲	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۶۴۹	ریال ۱،۳۸۶،۲۶۴	۵۱۱،۳۲۱ ریال-
۱۶	ریال ۲۵،۸۰۹،۸۴۳	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۵۴۱	ریال ۱،۳۸۷،۸۸۷	ریال ۸۷۶،۵۶۶
۱۷	ریال ۳۰،۹۷۱،۸۱۱	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۴۵۱	ریال ۱،۳۸۹،۲۳۹	ریال ۲،۲۶۵،۸۰۵
۱۸	ریال ۳۷،۱۶۶،۱۷۳	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۳۷۶	ریال ۱،۳۹۰،۳۶۶	ریال ۳،۶۵۶،۱۷۱
۱۹	ریال ۴۴،۵۹۹،۴۰۸	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۳۱۳	ریال ۱،۳۹۱،۳۰۵	ریال ۵،۰۴۷،۴۷۶
۲۰	ریال ۵۳،۵۱۹،۲۸۹	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۲۶۱	ریال ۱،۳۹۲،۰۸۷	ریال ۶،۴۳۹،۵۶۳
			∑=	ریال ۲۷،۱۸۹،۵۶۳	
			NPV=	ریال ۶،۴۳۹،۵۶۳	

جدول 3 – تعیین ارزش فعلی و NPV با در نظر گرفتن تورم

current dollars approach

d=i+f+i.f=۰/۴۴

year	Cash flow / income	Cash flow / O&M Cost	Fsp , ٪۴۴	present worth
۰	ریال -۲۰ ،۲۰۰،۶۵۰			
۱	ریال ۱،۶۷۵،۲۰۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۶۹	ریال ۱،۰۵۹،۱۶۷
۲	ریال ۲،۰۱۰،۲۴۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۴۸	ریال ۸۹۷،۱۰۶
۳	ریال ۲،۴۱۲،۲۸۸	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۳۳	ریال ۷۵۷،۶۳۶
۴	ریال ۲،۸۹۴،۷۴۶	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۲۳	ریال ۶۳۸،۳۴۰
۵	ریال ۳،۴۷۳،۶۹۵	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۶	ریال ۵۳۶،۷۹۵
۶	ریال ۴،۱۶۸،۴۳۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۱۱	ریال ۴۵۰،۶۹۴
۷	ریال ۵،۰۰۲،۱۲۰	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۸	ریال ۳۷۷،۹۱۵
۸	ریال ۶،۰۰۲،۵۴۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۵	ریال ۳۱۶،۵۵۲
۹	ریال ۷،۲۰۳،۰۵۳	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۴	ریال ۲۶۴،۹۲۰
۱۰	ریال ۸،۶۴۳،۶۶۴	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۳	ریال ۲۲۱،۵۴۹
۱۱	ریال ۱۰،۳۷۲،۳۹۷	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۲	ریال ۱۸۵،۱۶۸
۱۲	ریال ۱۲،۴۴۶،۸۷۶	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۱	ریال ۱۵۴،۶۸۴
۱۳	ریال ۱۴،۹۳۶،۲۵۱	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۱	ریال ۱۲۹،۱۶۵
۱۴	ریال ۱۷،۹۲۳،۵۰۲	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۱	ریال ۱۰۷،۸۲۰
۱۵	ریال ۲۱،۵۰۸،۲۰۲	۱۵۰،۰۰۰ ریال-	۰/۰۰	ریال ۸۹،۹۷۶
			∑=	ریال ۶،۱۸۷،۴۸۷
			NPV=	ریال -۱۴،۵۶۲،۵۱۳

در جـدول (۲) از نـرخ تورم صرفنظر می‌کنیم. یعنی در این نوع سرمایه‌گذاری ظرف مدت ۱۵ سـال درحـدود ۱۳۸۰۰۰۰ریـال از سـرمایه اولـیه جـبران می‌شود و کل آن برگشت داده نمـی‌شود. لازم به یادآوری است که این محاسبه در شرایط اقتصادی ایده‌آل فرض شده است وبا این وجود ارزانی حامل‌های انرژی، همچنان خرید CHP را غیراقتصادی می‌نماید.

در جدول (۳)، NPV با نرخ تورم ۲۰٪ محاسبه شده است.

در جـدول ۱۰ نـرخ‌هـای مـتفاوت بهـره و تورم محاسبه شده است. در این میان بهترین شرایط برای نرخ بهره ۱۸٪ و تورم ۱۲٪ (وضعیت حال حاضر) بچشم می‌خورد.

ایـن نتـیجه گویای این مسأله است که هر چه نرخ بهره و تورم در سیستم اقتصادی کمتر باشد، سرمایه‌گذاری در خرید CHP مقرون به صرفه‌تر است.

خـارجـی

بـرای ایجـاد شـرایط مقایسهٔ ایران با کشورهای خارجی نمونه های مشابه واقعی یا شبیه سازی شده نیز بررسی می شود:

USB : US1

جدول ۴ – بررسی اقتصادی CHP در ایران در مقایسه با نمونه خارجی

مصرف سالیانه گاز طبیعی (KWh th)	۲۴۰۰
مصرف سالیانه برق (KWh e)	۳۲۰۰
مدت زمان کار در طول سال (ساعت)	۲۶۶۷
تولید برق در سال (KWh e)	۸۰۰۰
درصد مصرف داخلی برق تولیدی	۴۰
درصد فروش برق تولیدی به شبکه (KWh e)	۶۰
بهای برق خریداری شده از شبکه $/kwh	۰/۰۸
بهای برق فروخته شده به شبکه $/kwh	۰/۰۴
بهای گاز طبیعی $/۳m	۰/۰۵
کل ارزش سالیانه برق تولیدی $	۴۴۸
هزینه مصرف سوخت افزوده شده $	۲۷
هزینه تعمیر و نگهداری $	۸۰
بهای دستگاه $	۲۴۷۵
زمان بازگشت سرمایه	۷

USB : US2

جدول ۵ – بررسی اقتصادی CHP در ایران در مقایسه با نمونه مشابه دیگر

مصرف سالیانه گاز طبیعی (KWh th)	۳۰۰۰۰
مصرف سالیانه برق (KWh e)	۴۵۰۰
مدت زمان کار در طول سال (ساعت)	۳۳۳۳
تولید برق در سال (KWh e)	۱۰۰۰۰
درصد مصرف داخلی برق تولیدی	۴۵
درصد فروش برق تولیدی به شبکه (Kwh e)	۵۵
بهای برق خریداری شده از شبکه $/kwh	۰/۰۸
بهای برق فروخته شده به شبکه $/kwh	۰/۰۴
بهای گاز طبیعی $/۳m	۰/۰۵
کل ارزش سالیانه برق تولیدی $	۵۸۰
هزینه مصرف سوخت افزوده شده $	۳۲/۱۵
هزینه تعمیر و نگهداری $	۰
بهای دستگاه $	۲۴۷۵
زمان بازگشت سرمایه	۵

جدول ۶ – بررسی اقتصادی CHP در کشور انگلستان

Annual heat demand	30,000	kWh
Running hours	3,330	hours
Electricity generated	10,000	kWh
Own use of generation	45	%
Unit cost of avoided import	6.5	p/kWh
Value of avoided import	315	£
Unit value of export	3	p/kWh
Value of export	165	£
Total value of generation	480	£
Additional gas cost	61	£
Marginal cost of unit	1,500	£
Simple payback	3~4	years

اکـنون مقایسـه بین مدت زمان برگشت سرمایه (SPB) در ایران و دو کشور انگلستان و امـریکا فـراهم است. این مقایسهٔ کوچک، اختلاف بوجود آمده از ارزان بودن حامل‌های انرژی در ایـران را بـا دو کشور اروپایی نشان می‌دهد و این اختلاف در بخش‌های آینده این بررسی اقتصـادی، اثـرات سـوء خـود را بیشـتر آشـکار می‌کند.علاوه بر ارزانی، سیاستگذاری برای تعـرفه‌هـای خرید و فروش در ایران برعکس خارج است و در ایران از خرید برق توسط دولت استقبال می شود.

روشن است که کمتر بودن مدت بازگشت سرمایه در نمونه IR2 در مقایسه با IR1 بیشتر بودن دیماند الکتریکی و حرارتی خانه می‌باشد.

در ادامه محاسبات ارزش خالص کنونی (NPV) سرمایه گذاری آمده است:

شرایط اقتصادی امریکا
بهای برق
خرید از شبکه ۸ cent/kwh
فروش به شبکه ۴ cent/kwh
بهای گاز طبیعی ۵ cent/m3
نرخ بهره ٪۴
نرخ تورم ٪۲

NPV : US1

جدول ۷ – محاسبه ارزش خالص کنونی در حالت اول

مصرف سالیانه گاز طبیعی (KWh th)	۲۴۰۰
مصرف سالیانه برق (KWh e)	۳۲۰۰
عملکرد n ساله دستگاه	NPV
۷	$۵۷۶/۸
۸	$۳۶۴/۱
۹	$۱۶۳/۷
۱۰	$۲۵/۳
۱۱	$۲۰۳/۵

NPV : US2

جدول ۸ – محاسبه ارزش خالص کنونی د رحالت دوم

مصرف سالیانه گاز طبیعی (KWh th)	۳۰۰۰۰
مصرف سالیانه برق (KWh e)	۴۵۰۰
عملکرد n ساله دستگاه	NPV
۵	$۱۷۲/۳
۶	$۲۱۲/۲
۷	$۵۷۴/۶
۸	$۹۱۶/۳

نتایج بدست آمده از خارج با شرایط واقعی انطباق خوبی دارد و مهیا بودن زمینه استفاده از CHP در آنجا را تأ کید می کند. در همه نمونه های خارجی این سرمایه گذاری به سوددهی می رسد.

تحلیل اقتصادی سیستم CHP از دید مصرف کنندهٔ تجاری

بخش تجاری شامل بیمارستان‌ها، هتل‌ها، مراکز آموزشی، ادارات، مراکز ورزشی، تفریحی و ... می‌شود که هر کدام متناسب با کاربری خود خصوصیات ویژه‌ای برای مصرف برق و حرارت دارند. لذا در این بخش نمی‌توان از یک مقدار متوسط دیماند الکتریکی و حرارتی برای تمام موارد استفاده نمود. از طرفی متأسفانه آمار دقیقی از نحوهٔ مصرف انرژی در بخش تجاری کشور بطور مجزا بدست نیامده است. (یعنی با توجه به جستجوی فراوانی که صورت گرفت احتمال وجود آن بسیار کم است).

بدین جهت با فرض آنکه می‌توان مصرف انرژی در بخش‌های تجاری را در تمامی دنیا تقریباً یکسان دانست و بعبارت دیگر تفاوت‌های زیاد موجود در عادات مصرف انرژی بخش خانگی در کشورهای گوناگون در بخش تجاری وجود نداشته یا بسیار اندک است، از آمارهای منتشره مربوط به ایالات متحده در مورد مصرف انرژی در بخش تجاری استفاده شده است.

دوم آنکه بهای حامل‌های انرژی در بخش تجاری و صنعتی مشمول تعرفه‌های ویژه‌ای می‌شود که با وجود تأثیر چشمگیر آن بدلیل دید کلی حاکم بر مسائل از آن چشمپوشی می‌شود.

سوم آنکه معیار توصیه شده برای اندازه‌بندی سیستم CHP در ابعاد small-scale و larg-scale با آنچه در بخش‌های قبل و نیز این بخش ارائه می‌شود، تفاوت دارد. در یک جمله می‌توان گفت برخلاف روش ارائه شده که تمام نیاز حرارتی را بر دوش CHP قرار می‌دهیم ، بطور استاندارد تنها بخشی از نیاز حرارتی واحد توسط CHP تأمین می‌شود و باقی آن از روش‌های دیگر است. اما رعایت این موضوع بدلیل دید کلی حاکم بر مسأله غیرممکن می‌باشد و لذا به همین شیوه اکتفا می‌کنیم.

با استفاده از محاسبات انجام شده متوسط دیماند الکتریکی و حرارتی هر واحد بدست می‌آید که بر اساس آن نتایج مندرج در جدول شماره (۹) بدست می‌آید.

جدول ۹ – متوسط انرژی الکتریکی و حرارتی مورد نیاز در بخش‌های مختلف

	site electricity consumption per building (MWh e)	natural gas consumption per building (MWh th)
education	۲۳۰/۲۸	۲۹۵/۶۰
health care	۵۳۵/۲۴	۸۷۰/۹۷
inpatient	۴۵۸۱/۴۵	۶۳۴۸/۳۳
Outpatient	۱۵۱/۵۵	۱۰۲/۳۲
Lodging	۳۷۵/۳۵	۵۰۹/۹۳
Office	۳۰۴/۵۱	۱۴۱/۹۶

در ایـن زمیـنه نـیز استفاده از CHP در ایران مقرون به صرفه به نظر نمی‌رسد. بعبارتی حتـی بـا علم به انحرافاتی که با فرضیات مذکور در دید کلی مسأله از واقعیات هر واحد بطور مـنفرد وجـود دارد، شکافی که بین هزینه‌ها و درآمدهای واحدها به چشم می‌خورد، غیرقابل جبران بنظر می‌رسد.

اما در سناریوی خارجی (امریکا) گرچه همان دید کلی بر مسأله حاکم بوده و انطباق و دقت لازم را بر واقعیات بخش تجاری ندارد، اما بدلیل شرایط اقتصادی بهتر در اکثر موارد استفاده از CHP مقرون به صرفه است البته در مواردی هم که اینگونه نیست، می‌توان خطای ناشی از کلی بینی موجود در مسأله ویا مهمتر از آن نبود دیماند حرارتی و الکتریسیته قابل انطباق با اندازه بندیهای جدول (۱) را مؤثر دانست.

مبنای محاسبات جداول این بخش، متوسط شاخص‌های طبقه بندی شده در سیستم‌های CHP موجود است که در جدول (۱) گردآوری شده است. ابتدا بدون هیچگونه قضاوتی برای هر واحد تجاری اعم از بیمارستانی، آموزشی و ...، تمام سیستم‌های ارائه شده در جدول ۵ قابل استفاده فرض شده وهر یک بطور کامل از دید اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. این موضوع به این دلیل است که اولاً بدلیل کلی نگری مسأله، در ابتدا هیچ دید کلی در مورد انتخاب مناسبترین سیستم برای هر واحد وجود نداشت و دوم آنکه با این روش می توان با مشاهده شرایطِ تمامی نمونه ها، زمینه ای برای مقایسه آنها فراهم آورد.

بر اساس دیماند حرارتی هر واحد بطور مستقل وتوان خروجی سیستم مورد بررسی (مانند بخش‌های پیشین) پارامترهای زیر محاسبه و در جداول آورده شده است:

- مقدار تولید برق توسط CHP درسال
- تعداد ساعات کار دستگاه در سال
- عمر دستگاه تا اولین overhaul
- صرفه جویی انجام شده ناشی از بی نیاز شدن واحد در رابطه با خریداری برق از شبکه
- درآمد فروش برق مازاد بر مصرف تولیدی
- هزینه تعمیر و نگهداری
- هزینه تمام شده نصب دستگاه
- Simple pay-back
- Actual pay-back: مدت بازگشت تمام سرمایه(با احتساب نرخ سود و تورم)
- Net present value

لازم به ذکر است که در تحلیل این بخش، شرایط اقتصادی و قیمت حاملهای انرژی تنها متغیر بین بخش داخلی و خارجی است.

بر اساس داده های بدست آمده سرمایه گذاری‌های ایرانی نه تنها به سوددهی نمی رسد، بلکه مقدار جبران سرمایه نیز بسیار کم است.البته در این مورد می توان نقش گرانی بیش ازحد خود دستگاه را نیز مد نظر داشت. بطوری که در مقایسه با سایر محصولاتی که نمونه های داخلی آن ساخته شده است، می‌توان انتظار داشت که با تولید داخلی این سیستم قیمت تمام شدهٔ دستگاه با کاهش فراوانی همراه باشد و این ضعف بزرگ کمرنگ‌ترشود. این مسأله در مورد هزینه تعمیر و نگهداری نیز صادق است که باید درمحاسبات اقتصادی ایران، بومی شود.

مجدداً لازم به یادآوری است که انتظارآن نبود که در بررسی تمام سیستم‌ها، نتایج عملی، جدای از توجیه اقتصادی، بدست آید. بعبارت دیگر در این میان نتایج نامتعارف زیادی بچشم می خورد که مسلماً بر نا مناسب بودن نمونه مزبور صحه می گذارد. بعنوان مثال سیستم‌های با ساعات کارکرد کم(وبسیار کم) هیچ توجیه اجرایی ندارد و از جانب دیگر ساعات کارکردهای بیش از ۸۷۶۰ ساعت در سال بی معنی است. بر اساس معیار مشابه، می توان عملی ترین سیستم‌ها را از میان نمونه های موجود انتخاب کرد.

محاسبات انجام گرفته نشان می‌دهد هر چه نیاز مصرفی حرارتی و الکتریکی واحد بیشتر باشد شرایط اجرایی و اقتصادی برای استفاده از CHP هموار تر است.کمترین مقادیر simple pay-back که بین ۱۴ تا ۴۰ سال بدست آمده گویای این موضوع می‌باشد، هر چند می دانیم که در واقعیت این سرمایه گذاری با بازگشت همراه نیست.

در بین تمامی نمونه های بررسی شده بین بخش‌های بیمارستانی، هتل، آموزشی، ادارات و تجاری بهترین مورد مربوط به بخش درمانی(health care) است که با نصب یک سیستم ۷۵-۴۵ کیلو واتی به قیمت متوسط ۵۲ میلیون تومان، کمترین زمان برگشت سرمایه ساده (۱۴ سال) را داشته و در شرایط واقعی ۱۶٪ از سرمایه آن بازگشت دارد.

در بخش سناریوی خارجی تحلیل اقتصادی سیستم CHP با وجود تمام کلی نگری ها، جنبه مثبت و قدرتمند مزیت اقتصادی این سیستم نمایان می شود. نتایج محاسبات با واقعیات اجرایی تطابق دارد و انتزاعی و دور از ذهن نیستند. به گونه ای که می توان با موارد واقعی موجود بخوبی مقایسه نمود.

در اینجا نیز مناسب ترین شرایط در بخش بیمارستانی فراهم است که ناشی از دیماند بالای حرارتی و برق آن است. بازگشت واقعی سرمایه در کمتر از ۵ سال و سود دهی معادل ۱۴٪ کل سرمایه گذاری می تواند نظر صاحبان بیمارستان ها را به خود معطوف دارد.

روشن است که تمامی این دستاوردها و نتایج مطلوب در سناریوی خارجی در درجه اول از شرایط با ثبات اقتصادی و سپس قیمت گذاری حاملهای انرژی متناسب با ارزش واقعی آنها در جهان حاصل شده است. نرخ پایین بهره و تورم، بسترمناسب برای هر گونه سرمایه گذاری را فراهم می کند که البته در زمینه CHP نیز صادق است. همچنین سیاست دولت در یارانه‌های انرژی از یکسو و نیز تشویق به تأمین برق مورد نیاز واحدهای پر مصرف بوسیله خود آنها بستر سازی مناسبی برای اجرای اینگونه پروژه‌ها ایجاد می‌کند.

تحلیل اقتصادی سرمایه گذاری در نصب سیستم CHP از دید ملی

در بخش‌های قبلی هزینه‌های حاصل از نصب سیستم Micro CHP برای یک خانوار و small-scale CHP در بخش تجاری ایران بررسی شد و دیدیم که در هر صورت بدلیل ارزان بودن حامل‌های انرژی در کشور، از نظر اقتصادی مقرون به صرفه بنظر نمی‌رسد. اما از زاویه‌ای دیگر منافع نصب این سیستم از دیدگاه ملی چیست؟

کل برق تولیدی توسط سیستم CHP به دو بخش تقسیم می‌شود. بخشی که مورد استفاده خود واحد شده و آنرا از شبکه برق کشوری بی‌نیاز می‌کند و بخش دیگر که بصورت مازاد بر مصرف به شبکه برق تحویل داده می‌شود. به این ترتیب کل برق تولیدی CHP مقدار باری است که از دوش نیروگاه‌های عمدهٔ کشور برداشته می‌شود و این خود معادل مزیت‌های ملی این سیستم است.

سناریوی اول : تک خانوار

ملی :IR1

کل برق تولیدی یک خانوار در سال ^{Kwhe} ۸۰۰۰

با در نظر گرفتن راندمان نیروگاه‌ها :

◄ ارزش معادل برق تولیدی یک خانوار در سال ۱۴/۰۸ بشکه نفت خام می‌باشد که با در نظر گرفتن قیمت هر بشکه نفت خام حدود، ۲۰ دلار، بهای برق تولیدی CHP ۲۸۱/۶$ خواهد بود. در حالیکه با توجه به بهای برق در کشور، ارزش برق تولیدی توسط CHP ۱/۷۱۳/۰۰۰ ریال در سال است، که معادل ۲۰۴$ (ریال 8440 = 1$) می‌باشد. یعنی حدود ۷۷/۶ دلار یا ۶۵۱/۸۴۰ ریال از ارزش واقعی برق تولیدی توسط CHP به خانوار داده نمی‌شود، که در صورت در نظر گرفتن ارزش واقعی محاسبه شده، مدت بازگشت سرمایه ساده از ۱۵ سال به ۱۰ سال کاهش می‌یابد. لازم به ذکر است ما به التفاوت بدست آمده، مازاد درآمدی است که درصورت بکارگیری سیستم CHP توسط کاربران عاید دولت می گردد و مسلماً شایسته این است که این میزان سود به فراهم آورندگان اصلی اش بازگردد.

هزینه برق مازاد CHP که توسط دولت خریداری می‌شود حدود ۱۷۱ دلار است که این مقدار با درآمد حاصل از صادرات نفت خام معادل برای تولید آن میزان برق، یعنی ۱۶۹$ قابل مقایسه است.

سناریوی دوم : تجاری

مشابه بررسی فوق در بخش تجاری انجام شده است و اختلاف شرایط(درآمد) استفاده کنندگان ایرانی از این سیستم با شرایط جهانی محاسبه شده است .

همانطور که در ابتدای بخش گفته شد با نصب سیستم‌های CHP در کشور، دولت این امکان را پیدا می کند که بجای تأمین انرژی مصرف کننده داخلی آن را در بازارهای جهانی

عرضه کند. از آنجایی که اختلاف زیادی بین قیمت حاملهای انرژی در ایران و بازارهای جهانی وجود دارد با صادرات مازاد انرژی فراهم شده، برای کشورسود حاصل خواهد شد. بعبارت دیگر مقادیری که در این قسمت بعنوان "اختلاف ایران با بازار جهانی" محاسبه شده، سودی است که از تعاملات اقتصادی بین دولت و مصرف کننده داخلی و دولت و بازار جهانی نصیب دولت می شود. روشن است که اگر امکان حذف دولت از این میان می بود، این اختلاف در درآمد برای مصرف کنندگان داخلی از بین می رفت و رشدی حدود ۴۰٪ در درآمدها حاصل می شد.

از طرف دیگر همانطور که در بخش‌های قبلی ارائه شد در آمد یک خانواده ایرانی از نصب سیستم CHP معادل ۲۰۴ دلار است؛ در حالیکه یک خانواده در ایالات متحده درآمدی حدود ۴۴۷دلار بر اساس ارزش برق تولیدی خود دارد(در بخش تجاری نیز همین شرایط حاکم است). عامل اصلی بوجود آورنده این اختلاف، ارزان بودن حاملهای انرژی در ایران است که چنانچه پیشتر هم گفته شد باعث کم رنگ شدن مزایای اقتصادی سیستم CHP در ایران می شود.

بر اساس "ارزش سوخت برای تولید یک مگاوات ساعت برق"، ارزش برق در خارج ۱۶ برابر آن در کشور است. در ایران برای تولید برق تقریباً $1^{\$/MWh}$ هزینه سوخت پرداخت می شود در حالیکه در خارج حدود $^{\$/MWh}$ ۱۶ هزینه می شود.

جدول 10- محاسبهٔ ارزش سوخت مصرف شده برای تولید هر مگاوات ساعت برق در نیروگاههای مختلف کشور در سال ۱۳۷۹

نوع نیروگاه	میزان تولید برق (مگاواتساعت)	کل میزان مصرف سوخت(۱) (مترمکعب معادل نفت کوره)	میزان مصرف سوخت به ازای هر مگاواتساعت برق تولید شده (متر مکعب معادل نفت کوره به مگاواتساعت)	کل ازرش مصرف سوخت (۲)		ارزش سوخت برای تولید یک مگاوات ساعت برق	
				داخلی (میلیون ریال)	جهانی (میلیون ریال)	داخلی (ریال/مگاواتساعت)	جهانی (ساعت /مگاواتساعت)
بخاری	۷۸۳۳۱۸۲۳	۱۹۹۵۰۱۹۰	۰/۲۶	۶۳۵۱۸۶	۱۲۴۷۹۳۸	۸۱۰۹	۱۵۹۳
گازی	۸۲۵۰۲۵۹	۳۴۶۱۱۶۶	۰/۴۲	۱۳۶۲۵۲	۲۲۸۱۸۴	۱۶۵۱۵	۲۷۶۶
چرخهٔ ترکیبی	۲۵۱۱۴۹۶۷	۶۶۹۹۷۲۶	۰/۲۷	۱۷۲۵۵۰	۳۲۰۶۸۴	۶۸۷۰	۱۲۷۷
دیزلی	۳۶۱۴۸۱	۱۰۲۳۲۱	۰/۲۸	۱۱۸۲۲	۱۷۰۸۹	۳۲۷۰۴	۴۷۲۷
جمع کل	۱۱۲۰۵۸۵۳۰	۳۰۲۱۳۴۰۳	۰/۲۷	۹۵۵۸۱۰	۱۸۱۳۸۹۵	۸۳۳۰	۱۶۱۹

۱ – شامل نفت گاز ، نفت کوره و گاز طبیعی

۲ – از اطلاعات جدول شماره ۵ استفاده شده است .

از جانب دیگر وجه مثبت این اختلاف به موضوع CHP از دید ملی بیشتر نمایان می‌شود. یعنی دولت میتواند مستقیماً معادل برق تولیدی سیستم‌های CHP را در بازار بین الملل بفروش برساند و از سود $/MWh^{\$}$ ۱۵ آن برخوردار شده و با بازگرداندن این میزان سود به دارندگان CHP در بهبود شرایط اقتصادی آنها مؤثر باشد.

نتایج حاصل از این بررسی عبارتند از :

- اولین و بزرگترین مانع رسیدن به صرفه اقتصادی در سرمایه‌گذاری روی سیستم CHP، قیمت بسیار ارزان حامل‌های انرژی در ایران است. به گونه‌ای که حتی می‌تواند جنبه‌های مثبت یک سیستم اقتصادی سالم را نیز تحت‌الشعاع قرار داده و همچنان اهرمی قدرتمند در محاسبات اقتصادی مربوطه باشد.
- در شرایط کنونی کشور، درهیچ یک از دو بخش خانگی و تجاری، نمی‌توان به صرفه اقتصادی سیستم CHP امیدوار بود. اگر چه محاسبات انجام شده از دیدی کلی و دقتی کم برخوردار بود، اما اختلاف میان هزینه‌ها و درآمدها جبران ناپذیر بنظر می‌رسد.
- بطور کلی هزینهٔ تمام شده محصولاتی که در خود کشور تولید شوند به مراتب ارزانتر از نمونه‌های خارجی است. لذا تولید داخلی آن می‌تواند به عنوان اولین راهکار در ترویج فرهنگ استفاده از CHP باشد؛ چرا که قیمت نهایی این سیستم‌ها بسیار گران بوده و جبران هزینه پرداختی آن در کشور دشوار است.
- یارانه‌های دولت و سیاست قیمت گذاری حامل‌های انرژی در ایران باعث متضرر شدن دارندگان CHP می‌شود. چون این گروه از برخورداری از ارزش واقعی برق تولیدیشان محروم شده و این خود از درآمدهای آنها می کاهد. دولت می‌تواند با پرداخت این مابه التفاوت به دارندگان CHP کمک نموده وبستر استفاده از CHP را هموار تر نماید .
- تولید و صادرات برق در ایران بدلیل دسترسی ارزان به منابع انرژی به هر نحوی سودآور است. لذا دولت می تواند با فراهم کردن زمینهٔ مناسب، امکان برخورداری دارندگان CHP از این بازار سود آور را بوجود آورده و باعث جلب توجه سرمایه گذاران در این بخش گردد.
- بررسی اقتصادی سیستم CHP از یک واحد به واحد دیگر بسیار متغیر است. لذا نگاه اجمالی به این موضوع نمی‌تواند صد در صد واقعیات را بیان کند. از این رو هنوز نمی‌توان بطور قطع و یقین صرفه اقتصادی CHP را در ایران منتفی دانست و لازم است تا بررسی‌های

بیشتری، حتی المقدور بر روی چند نمونه از هر بخش، بطور کامل و با رعایت اصول و روش‌های استاندارد شده انجام شود تا صحت و سقم این موضوع بیشتر روشن گردد.

در اینجا مجدداً تأکید می‌شود که نتیجه بدست آمده از این قسمت که توجیه نا پذیری و گران بودن هزینه های مربوط به CHP در ایران است، نباید بر سایر مزایای درخشان ومنحصر بفرد این سیستم سایه افکنده و آنها را به حاشیه سوق دهد. لذا شایسته است تا برای محروم نشدن کشورمان از این فن آوری نوین، در راستای سیاست برخورداری از فن آوریهای زمینه ساز بهره وری در کشور وتکنولوژی‌های سبز، حمایت دولت متوجه متقاضیان داخلی سیستم CHP بگردد.

مطالعات موردی

مطالعه موردی (استفاده از CHP در یکی از شرکتهای صنایع شیر (میشل استون) در ایرلند).

این شرکت با استفاده از سیستم CHP به صرفه‌جوئی قابل توجهی دست یافته است، بطوریکه با نصب این سیستم تا ۳۰٪ مصرف انرژی را کاهش داده است.

سودمند بودن این سیستم در صرفه‌جوئی انرژی سالیانه‌ای است که اثرات آن در سالهای آتی نمایان‌تر خواهد شد.

در حال حاضر در ایرلند بیش از ۴۲ مورد سیستم CHP نصب شده است که محدوده تولید برق آنها از ۴۰ KW تا ۱۴ MW می‌باشد، که بیش از ۱۵ مورد تولید برق آنها در حدود ۱ MW و حتی بیشتر می‌باشد.

در این شرکت با یکپارچه کردن بخش غذایی و بخش کره پاستوریزه، کارآیی و بهره‌وری سیستم به شکل قابل توجهی افزایش یافت.

این شرکت برای نصب و استفاده از سیستم CHP با همکاری یکی از سازمانها که بعنوان مهندس مشاور فعالیتهای مقدماتی ممیزی انرژی را جهت استفاده از CHP برای دو کمپانی Dairy gold , Fingleton انجام داد.

بعد از تجزیه وتحلیل سیستم و تعیین میزان مصرف بخار و برق مورد نیاز، یک توربین گازی MW ۴/۷ انتخاب شد. دمای گازهای خروجی از توربین گازی در حدود $540^{\circ}C$ بود که با استفاده از حرارت اتلافی آن در بویلر بازیافت، بخار مورد نیاز تهیه می‌گردد. بطوریکه از بویلر بازیافت تا ۳۵٪ بخار مورد نیاز تأمین می‌شود و مابقی بخار مورد نیاز از مشعلهای اضافی تأمین می‌شود.

مشخصات توربین و بویلر استفاده شده در این شرکت به شرح زیر می‌باشد.

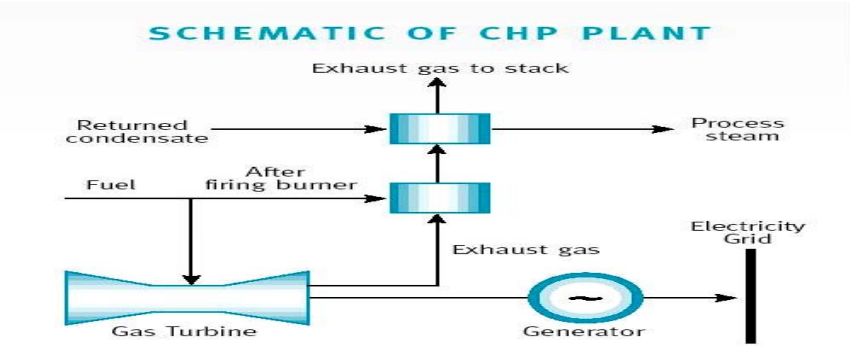
توربین

نوع	Centrax KB7
قدرت	۴/۷ MW
راندمان برق تولیدی	٪۲۹/۴
سرعت توربین	۱۴۵۰۰ Rpm
سرعت ژنراتور	۱۵۰۰ Rpm

بویلر بازیافت

نوع	Wellmann Robey
خروجی بدون مشعل	۱۱/۵ Ton/hr
خروجی با مشعل	۲۳ Ton/hr
راندمان کل	بیش از ٪۸۸

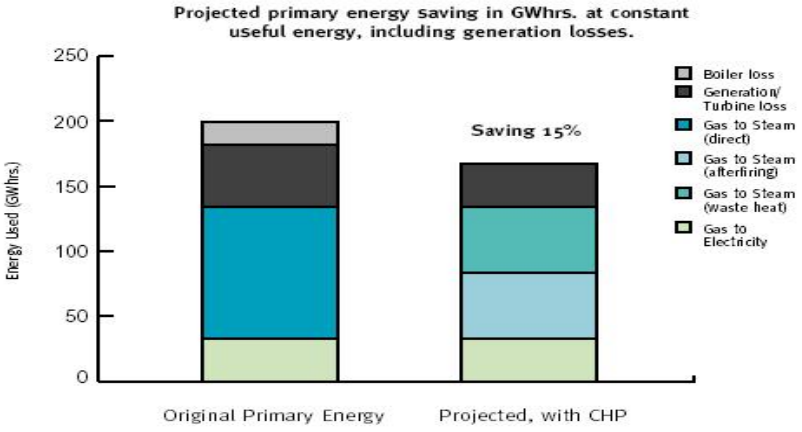
نمای شماتیک CHP نصب شده در این شرکت بصورت زیر می‌باشد.



شکل ۱ – شماتیک CHP نصب شده

یک ساختمان جدید برای سیستم CHP و سرویس‌های جانبی (شامل بویلر بازیافت، سوئیچ‌گیر) ساخته شد.

در شکل زیر میزان صرفه‌جوئی انرژی و مصرف انرژی در دو حالت قبل از نصب CHP و بعد از آن نشان داده شده است.



شکل ۲ – مقایسه میزان صرفه‌جوئی انرژی بعد از نصب CHP

میزان صرفه‌جوئی انرژی

صرفه‌جوئی انرژی و میزان هزینه‌ها در نمودار زیر بصورت مختصر آمده است. همانطور که در شکل زیر ملاحظه می‌شود کل سرمایه‌گذاری انجام شده شامل (نصب سیستم CHP و کارهای عمرانی) حدود ۳ میلیون پوند بوده است. بازگشت سرمایه بطور تقریبی در حدود ۳/۷ سال می‌باشد. البته با کمک‌هایی که توسط مرکز انرژی ایرلند انجام شد این مدت به ۳/۲ سال رسید. با توجه به شکلهای قبلی و شکل زیر میزان صرفه‌جوئی انرژی ۱۵٪ و میزان صرفه‌جوئی پوندی انرژی ۳۰٪ می‌باشد که نشاندهنده سودمند بودن نصب سیستم CHP می‌باشد.

شکل ۳ – میزان صرفه‌جوئی هزینه بعد از نصب CHP

مطالعه موردی امکان سنجی استفاده از سیستم تولید مشترک (Co-generation) در یک پالایشگاه روغن نباتی در بنگلادش

بنگلادش کشوری است که به لحاظ منابع اولیه انرژی با کمبود مواجه بوده و از شرایط بحرانی برخوردار است. بیش از ۸۶٪ تولید برق این کشور وابسته به گاز طبیعی می‌باشد. در حال حاضر حداکثردیماند برق تولیدی در حدود ۲۳۰۰ MW است در حالیکه ظرفیت تولید شبکه برق این کشور ۲۹۰۰ MW می‌باشد.

در واقع ظرفیت عملی آن به دلیل مشکلاتی از قبیل نگهداری، کمبود سوخت، از مدار خارج شدن مکرر و ناخواسته توربین و نوسان آب در پشت سدهای خاکی خیلی کمتر از ظرفیت تولید می‌باشد.

اکنون تنها ۱۳٪ از جمعیت این کشور از برق تولیدی بهره‌مند هستند. طبق اعلام نظر مرکز سیاستگذاری انرژی ملی بنگلادش، بالاترین رشد دیماند سالانه به منظور برآورده شدن تقاضا در کشور به ۱۰ ٪ می‌رسد در واقع سالانه MW ۴۰۰-۳۰۰ جهت تأمین تقاضا مورد نیاز است. با توجه به چنین تقاضایی و همچنین با توجه به پیمان کیوتو برای کاهش گازهای گلخانه‌ای، استفاده از سیستم ترکیبی (CHP) علاوه بر توجه به موارد مذکور می‌تواند کاهش هزینه‌های انرژی را نیز به دنبال داشته باشد.

در چنین سیستمی با توجه به راندمان آن (۸۵٪) در مقایسه با تولید برق به تنهایی (با راندمان ۳۵٪-۳۰٪) بسیار سودمندتر می‌باشد و از سوخت مصرفی به بهترین مشکل ممکن استفاده می‌شود.

مزایای استفاده از سیستم CHP **بدین شرح می‌باشد :**

۱ – کاهش هزینه‌های سوخت مصرفی

۲ – کاهش سوخت مصرفی

۳ – کاهش آلودگی‌های ناشی از گازهای گلخانه‌ای

با توجه به اینکه تولید برق با استفاده از سیستم CHP حتی ممکن است بیش از نیاز باشد، این انرژی اضافی بعنوان یک منبع قابل عرضه برای جاهای دیگر و حتی به شبکه برق کشور انتقال داد.

در شرکت پالایش روغن نباتی هر دو انرژی حرارتی و الکتریکی مصرف می‌شود. برق مصرفی از شبکه ملی و گاز طبیعی نیز برای تولید بخار با فشار کم از شبکه ملی گاز تأمین می‌شود که عمدتاً برای فرآیند مصرف می‌شود. در واقع ۳۵٪ از هزینه تولید و پالایش مربوط به انرژی‌های مصرفی است.

شکل ۴ – نمودار انرژی مصرفی در ماههای مختلف سال

مصرف انرژی :

مصرف ماهانه انرژی الکتریکی در شکل زیر نشان داده شده است. بیشترین مصرف در ماه اکتبر (۴۳۵ MWh) و کمترین مصرف در ماه مارس (۲۹۸ MWh) می‌باشد.

بخار مصرفی :

با بررسی ماهانه مصرف بخار پیداست که بیشترین مصرف بخار در ماه می (۱۱۷۰ ton) و کمترین مصرف در ماه دسامبر(۹۹۲ ton) می‌باشد.

فرضیات مورد در مطالعه امکان سنجی :

- **استفاده از توربین بخار ۱۲۰۰ دلار/KW**
- **استفاده از توربین گاز ۱۰۰۰ دلار/KW**
- **استفاده از موتورهای رفت و برگشتی (پیستونی) ۹۰۰ دلار/KW**

در این مطالعه امکان استفاده از هر یک از سه نوع سیستم تولید برق وجود دارد. حال با تجزیه و تحلیل سیستمها و پیدا کردن ارزش خالص فعلی برای هر سه نوع سیستم، بهترین حالت ممکن انتخاب می‌شود.

اطلاعات کلی :

۰/۴۸ = نسبت برق تولیدی به حرارت (مورد نیاز)

۶۵۰ KW = حداکثر دیماند مصرفی

۵۱۰ KW = حداقل دیماند مورد نیاز

۴۲۲۹ MWh = برق سالانه مورد نیاز

۶۸۱ Kg/hr = حداکثر بخار مصرفی

۱۴۲۶ Kg/hr = حداقل بخار مصرفی

در جدول زیر نتایج بررسی‌های اقتصادی و فنی هر یک از انتخابهای ممکن آمده است.

	توربین بخار		موتور دیزل		توربین گازی	
	تولید حرارت	تولید قدرت	تولید حرارت	تولید قدرت	تولید حرارت	تولید قدرت
قدرت نصب شده (KW)	۱۰۱	۵۲۰	۱۸۰۴	۵۲۰	۷۷۲	۵۲۰
سوخت مصرفی(TJ/yr)	۳۶/۸	۱۹۰/۵	۱۶۴	۴۷/۳	۸۵/۲	۵۷/۴
برق تولیدی (MWh)	۷۷۱	۳۹۸۴	۱۳۸۱۹	۳۹۸۴	۵۹۱۴	۳۹۸۴
انرژی حرارتی تولیدی (TJ/yr)	۳۰/۲	۱۵۶/۳	۳۰/۲	۸/۷	۳۰/۲	۲۰/۲
نسبت برق تولیدی به حرارت	۰/۰۹۲	۰/۰۹	۱/۸۷	۱/۸۷	۰/۸	۰/۸
هزینه کل نصب و راه‌اندازی (تاکا) *	۵۷۹۳۵۹۹	۲۹۹۵۲۰۰۰	۷۷۹۲۷۴۰۶	۲۲۴۶۴۰۰۰	۳۷۰۵۷۴۹۱	۲۴۹۶۰۰۰۰
ارزش خالص فعلی (تاکا)	۶۶۱۵۳۴۷	۶۲۲۹۳۶۷	۱۰۲۶۸۷۰۸۷	۳۹۸۲۰۸۴۴	۴۹۲۶۷۳۶۰	۳۷۶۱۱۱۰۲
نرخ بازگشت داخلی (٪)	۳۱/۹	۱۸/۳	۳۴/۳	۴۰/۳	۳۴/۴	۳۶/۸

* TAKA (تاکا) واحد پولی کشور بنگلادش می‌باشد.

واضح است که توربین بخار انتخاسب مناسبی به نظر نمی‌رسد چرا که در حالت ترکیبی حرارت و قدرت، میزان قدرت تولیدی کمتر از ۲۰٪ قدرت مورد نیاز می‌باشد، بنابراین برای این سیستم نمی‌توان آنالیز حساسیت انجام داد.

با استفاده از توربین گاز در حالت ترکیبی، برق تولیدی حدود ۳۵٪ بیشتر از قدرت مورد نیاز می‌باشد که می‌تواند گزینهٔ قابل قبولی باشد.

با استفاده از موتور دیزل اگر چه که قدرت تولیدی آن ۲۳۵٪ بیشتر از قدرت مورد نیاز است ولی سودآوری این سیستم بستگی به میزان فروش انرژی الکتریکی دارد. با توجه به پائین بودن برق تولیدی شبکه و تقاضای بیش از اندازه، استفاده از این سیستم در نصب CHP می‌تواند اقتصادی باشد.

پیشرفت‌های انجام شده در استفاده از CHP

ساخت میکروسیستم ترکیبی قدرت و حرارت از جمله پیشرفت‌هایی است که در این زمینه انجام شده است.

مشخصات این سیستم به شرح زیر می‌باشد :

برق تولیدی	۲-۴/۷ KW
حرارت تولیدی	۶-۱۲/۵ KW
مصرف گاز	۰/۸۸-۱/۹ m^3/hr
راندمان کلی	> ٪۹۰ (٪۲۵el. + ٪۶۵ th)
کنترل سرعت متغیر	۱۷۰۰-۳۶۰۰ rpm
آنالیز گازهای خروجی	$CO < ۴۰۰ mg/m^3$ و $NO_x < ۷۰ mg/m^3$
دمای گاز خروجی	<۹۰°C
ابعاد	(ارتفاع) ۱۰۸ * (عرض) ۷۶ * (طول) ۱۳۷
وزن	۳۹۰ Kg

کاربرد :

از این سیستم می‌توان برای ساکنین یک آپارتمان، ساختمانهای بزرگ و یا صنایع کوچک استفاده کرد. همچنین می‌توان از این سیستم در شرایط پیک شبکه سراسری استفاده نمود.
دامنه کاربرد این سیستم عبارت است از :

- یک یا چند خانواده
- مدارس ابتدایی کوچک
- مهمانسراها و هتلها
- صنایع کوچک
- کارواش

- مراکز ورزشی

از مزایای این سیستم قابلیت نصب آسان و پائین بودن هزینه‌های تعمیر و نگهداری می‌باشد، بطوریکه سرویس دوره‌ای آن هر ۴۰۰۰ ساعت می‌باشد.

جنبه‌های زیست محیطی :

همانطور که می‌دانیم قسمت عمده تولید برق با استفاده از انرژیهای فسیلی می‌باشد و نمی‌توانیم از اینکه چرا کل تولید برق از نیروگاههای برق آبی نیست متأسف باشیم. ولی استفاده از انرژی‌های فسیلی با راندمان بالا می‌تواند ما را به هدفمان که کاهش آلاینده‌های زیست محیطی است، برساند. با استفاده از چنین سیستمی انتشار CO_2 درحدود ۲۴۰ gr/ KWh می‌باشد. در حالیکه استاندارد انتشار این آلاینده ۴۹۰ gr/KWh برای تولید برق می‌باشد. بنابراین انتشار این آلاینده در حدود ۵۰٪ مقدار استاندارد آن می‌باشد. بعلاوه تلفات ناشی از انتقال با سیستم تولید همزمان قدرت و حرارت قابل اجتناب می‌باشد.

منابع و مراجع

1 – J. H. Horlock. “ Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP) – 1987
2 – Mikko Laakkonen – “ Vuosaari B turns up the Heat in Helsinki “ – MPS – MARCLL 1995 – Vol. 15
3 – “ Sachsen Papier Uses combined cycle for CHP “ MPS- January 1994 – Vol. 14
4 – Allen. R. P – “ Gas Turbine Cogeneration – Principles and Practice “ Journal of Eng. 106-4-725-730-1984
5 – “ Hear – duty gas turbines “ ABB power Generation کاتالوگ
6 – Combined heat and power plant at dairy gold cooperative – Mitchelstown. prepared by I rish energy center.
7 – Study report on cogeneration in industrial and commercial sectors of Bangladesh , prepared by center for energy studies , Bangladesh university of Engineering & technology. Dhaka , Bangladesh.
8 – WWW. Ecopower. de
۹ – آموزش مدیریت انرژی – فروردین ۱۳۷۷ – سابا – مطالعات موردی بهینه‌سازی مصرف انرژی
۱۰ – جزوه حرارت و توان – دفتر بهینه‌سازی مصرف انرژی