بسمه تعالی

وزارت نیرو
دفتر بهبود بهره وری و اقتصاد برق و انرژی

راهنمای جامع تولید همزمان برق و حرارت

سال ۱۳۸۸

فهرست مندرجات

پیش گفتار

فصل اول : معرفی فن‌آوری های تولید همزمان برق و حرارت

۱-۱-توربین‌های گازی

۱-۲ـ موتورهای پیستونی

۱-۳ـ میکروتوربین ها

فصل دوم: مکان های مناسب برای نصب و اجرای تولید همزمان برق و حرارت

فصل سوم: قیمت های تمام شده برق

فصل چهارم :قیمت تضمینی خرید برق مطابق دستورالعمل ابلاغی معاونت محترم برق و انرژی

فصل پنجم: قیمت فروش سوخت از سوی شرکت گاز و شرکت پخش فرآورده بر اساس ابلاغ وزارت نفت و پرداخت مابه التفاوت قیمت خرید سوخت بر اساس دستورالعمل ابلاغ شده معاون برق و انرژی

فصل ششم: میزان انتشار آلودگی هوا و صوت موتور ژنراتورهای گازسوز و توربین های گازی ومحدودیت انتشار آلودگی در شهرکهای صنعتی و شهرهای مسکونی و روشهای تقلیل آنها

۶-۱- استانداردهای نشر

۶-۱-۱- توربین گازی

۶-۱-۲- موتور ژنراتورگازسوز

۶-۲- کنترل آلاینده های گازهای خروجی

۶-۲-۱- تزریق رقیق کننده

۶-۲-۲-احتراق از پیش مخلوط شده رقیق (DLN)

۶-۲-۳- کاهش کاتالیتیک انتخابی (SCR)

۶-۲-۴- کاتالیست‌های اکسیداسیون منوکسید کربن

۶-۲-۵- احتراق کاتالیکی

۶-۲-۶-سیستم‌های جذبی کاتالیکی

۶-۳- استاندارد آلودگی صوتی

فصل هفتم : مراحل اخذ مجوز احداث و بهره برداری مولد

فصل هشتم: انشعاب پشتیبان

فصل نهم: اجرای پروژه نمونه سیستم تولید همزمان برق و حرارت در وزارت نیرو

پیوست یک : لیست آدرس اینترنتی تولیدکنندگان

پیوست دو: مجموعه قوانین ، دستورالعمل ها ، آیین نامه ها و مقررات مربوط

پیوست سوم: تحلیل حساسیت نسبت به سایز و هزینه سرمایه گذاری و قیمت سوخت

پیوست چهار: بخشنامه

پیش گفتار

تداوم رشد مصرف انرژی در کشور به همراه بهره‌وری پایین تولید، انتقال و توزیع انرژی سبب گردیده است تا آینده نامطلوبی برای این بخش در حال وقوع باشد، به گونه‌ای که حتی در صورت تحقق کلیه برنامه‌های توسعه بالادستی ظرف مدت ده سال آینده، مصرف انرژی از تولید انواع انرژی اولیه از جمله نفت و گاز فراتر رفته و کشور به واردکننده انرژی تبدیل خواهد گردید.

این امر قطعاً اثرات اقتصادی و اجتماعی بسیار نامطلوبی را به همراه خواهد داشت. این در حالی است که با اجرای برنامه و سیاستهای اجرایی مدیریت و افزایش بازده و همچنین ارتقاء بهره وری در عرضه و ایضاً تقاضای انرژی با هدف جلوگیری از اتلاف انرژی در بخش‌های مختلف عرضه و تقاضاو بازیافت آن به منظور ارتقاء کارآیی انرژی در بخش‌های یاد شده و مدیریت بهینه منابع سوخت و انرژی کشور و صیانت از محیط زیست می‌توان انتظار داشت اقدامی عملی و اجرایی برای مقابله با بحران پیش رو در کشور محقق گردد.

مدیریت کارآیی انرژی به تنهایی وتحت تأثیر تعادل میان عرضه وتقاضای انرژی به وجود نخواهد آمد ولازم است دولتها و مراجع سیاست گذار وتصمیم گیر از راهکارهای مناسب برای نیل به آن استفاده کنند.از جمله راهکارهای درحال استفاده در کشورهایی که پیشرفتهای بسیاری را در این زمینه برای آن جوامع بهمراه آورده است ، تولید همزمان برق و حرارت در محل مصرف است .

ازسال ۱۹۷۳ میلادی، مصادف با وقوع اولین شوک نفتی درجهان مسئله کارآیی انرژی در کشور مطرح ، اما هیچگاه در برنامه ریزی ها به صورت جدی مورد توجه قرار نگرفته است متأسفانه ایران در حال حاضر در استفاده از روش تولید همزمان برق و حرارت برای تولید انرژی هیچ سهمی ندارد.

کشورهایی نظیر فنلاند ، استرالیا وسوئد تمام ظرفیت تولید نیروگاههای حرارتی خود را با روش تولید همزمان برق و حرارت استفاده می نمایند.

همچنین کشورهای دانمارک ، هلند ، آلمان ، روسیه ، اتریش ، ژاپن ، انگلستان و آمریکا حداکثر ظرفیت تولید برق حرارتی خودرا به استفاده از روش مذکور اختصاص داده اند وکشورهای کانادا ، هندوستان ، آفریقای جنوبی ، ایرلند ، کره جنوبی ، مکزیک و یونان نیز به میزان قابل توجهی به این روش روی آورده اند.

مزایای تولید همزمان برق و حرارت در محل مصرف :

۱- افزایش بازده سوخت دریافتی به برق تحویلی از کمتر از ۳۰ درصد به ۸۰ تا ۹۵ درصد
۲- امکان حضور طیف گسترده بخش خصوصی بدلیل سهولت تامین مالی (از ۱ تا ۴۰ میلیاردریال برای هر واحد)
۳- حذف تلفات توان پیک۳۰ درصدی و تلفات انرژی ۱۸ درصدی
۴- توسعه پدافند غیرعامل و افزایش ۵ برابری امنیت صنعت برق در مقابل حملات نظامی و تروریستی
۵- کاهش پرباری شبکه (congestion) و کاهش نیاز به احداث ظرفیت های جدید انتقال و توزیع
۶- تملک کمتر زمین برای توسعه شبکه و کاهش تبعات مالی، اجتماعی و زیست محیطی
۷- افزایش پایداری و امنیت فنی سیستم قدرت
۸- در روش متمرکز، افزایش ۳۰ درصدی بار پیک نسبت به متوسط بار شبکه، تلفات انتقال و توزیع را ۶۹/۱ برابر میسازد در حالی که در روش تولید همزمان در محل مصرف این تلفات نزدیک به صفر است.
۹- اگر تلفات انرژی شبکه انتقال و توزیع ۱۸٪ باشد تلفات توان زمان پیک ۶۹/۱ برابر آن یعنی ۳۰٪ خواهد بود. به عبارت دیگر از ۴۰ هزارمگاوات تولیدی در زمان پیک ۲۸ هزار مگاوات توان به بار می رسد.
۱۰- امنیت شبکه تولید متمرکز با ۲۵٪ ذخیره چرخان تامین می شود، در حالی که در تولید همزمان در محل مصرف نیاز به ذخیره چرخان نیست. با احتساب ذخیره چرخان برای تامین ۲۸ هزار مگاوات بار نیاز به ۵۰ هزار مگاوات ظرفیت سازی تولید است.

ارزش اقتصادی توسعه تولید همزمان برق و حرارت :

نسبت سود به هزینه تولید همزمان برق وحرارت در محل مصرف نسبت به روش فعلی تولید برق در کشور به بیش از ۹ برابر برآورد می گردد و با احتساب نرخ صادراتی هر بشکه نفت خام برابر ۵۰ دلار ، ارزش صادرات انرژی قابل صرفه جوئی در طول برنامه پنجم توسعه به میزان ۲۱۰۰ هزار میلیارد ریال و سهم صنعت برق از آن مبلغ ۶۸۰ هزار میلیارد ریال برآورد می شود.

فصل اول
معرفی فن‌آوری های تولید همزمان برق و حرارت

در سه دهه اخیر پس از افزایش عمده بهای سوخت ، اهمیت بحث سوخت جایگزین ، افزایش کارآیی انرژی و کاهش آلودگی زیست محیطی ، تمایل به استفاده از فن آوری های جدید از جمله تولید همزمان برق و حرارت (CHP[1]) افزایش یافته است . در روشهای معمول برای تامین نیازهای الکتریکی و حرارتی، الکتریسته از شبکه توزیع سراسری و حرارت بوسیله سوزاندن سوخت در بویلرها و تجهیزات گرمازا به روش تولید جداگانه تامین میگردد . در این روش انرژی قابل توجهی به گونه ای متفاوت از طریق گازهای داغ خروجی دودکش ، برجهای خنک کن، کندانسورها، خنک کننده ها در موتورهای احتراق داخلی و همچنین تلفات توزیع و انتقال الکتریسیته در شبکه سراسری به هدر می رود ، که بیشتر این حرارت قابل بازیافت است و می تواند در تامین انرژی حرارتی مورد استفاده قرار گیرد . از طرفی الکتریسیته تولیدی به این روش به صورت متمرکز (نیروگاهی) بوده و تلفات انرژی زیادی را در بردارد .

در مقابل این سیستم های متمرکز ، روشهای تولید غیر متمرکز و مستقل با استفاده از فن آوری (CHP) با ترکیبی از تولید همزمان برق و حرارت قرار دارد . از لحاظ ترمودینامیکی این روش به معنی تولید همزمان دو شکل معمول انرژی یعنی الکتریکی و حرارتی ، با استفاده از یک منبع انرژی اولیه میباشد . انرژی گرمائی از بازیافت تلفات حرارتی این مولدهای مستقل بدست می آید و این حرارت در بخشهای مختلف صنعتی ، تجاری و مسکونی بکار گرفته میشود . از طرفی الکتریسیته تولیدی توسط این فن آوری به صورت محلی و مستقل و غیر متمرکز بوده که این دو ویژگی در کنار یکدیگر ، کارآیی مولد های تولید برق را به میزان قابل توجهی افزایش می دهد . کارآیی سیستم های معمول به روش متمرکز در حدود ۲۷ تا ۵۵ درصد میباشد که بیشترین کارآیی مربوط به نیروگاههای سیکل ترکیبی می باشد در حالیکه با بهره گیری از فن‌آوری تولید همزمان برق و حرارت بصورت مستقل ، کارآیی انرژی این مولد ها به خدود ۹۰ درصد نیز خواهد رسید ، تا آنجا که دولتهای اروپائی ، امریکا و حتی در کشورهای آسیائی نظیر ژاپن سیاستها و قوانینی را برای ترغیب به استفاده از سیستم های تولید همزمان برق و حرارت وضع نموده اند. از مزایای سیستم های تولید همزمان میتوان به حرکت به سوی خصوصی سازی و تولید غیر متمرکز و مستقل برق و حرارت ، جلوگیری از تلفات توزیع و انتقال در شبکه سراسری ، افزایش کارآیی تبدیل انرژی و استفاده از آن ، کاهش مصرف سوخت و افزایش رقابت در تولید برق و توان نیروگاهی و کاهش آلاینده های زیست محیطی بخصوص دی اکسید کربن و گازهای گلخانه ائی اشاره نمود . از مهمترین این سیستم ها میتوان به توربین های گاز ، موتور های پیستونی و میکرو توربین ها که همگی مجهز به سیستم بازیافت حرارت هستند اشاره نمود .

توربین‌های گاز قابلیت اطمینان بالا، حرارت قابل استفاده با انرژی بالا، هزینه سرمایه‌گذاری نسبتاً کم برای تولید واحد توان خروجی می‌باشند. توربین‌های گاز می‌توانند در بارهای کم به طور دائم کار کنند. در این سیستم‌ها امکان استفاده از سوختهای مختلف وجود دارد و حتی ممکن است یک واحد با چند سوخت کار کند اما در صورتی که واحد گاز سوز باشد لازم است فشار گاز مورد استفاده بالا باشد. از دیگر معایب این سیستمها محدود بودن ظرفیت تولیدی آنها و امکان نیاز به دوره‌های تعمیرات اساسی طولانی می‌باشد.

موتورهای پیستونی در این موتورها مقداری از حرارت تولید شده در احتراق سوخت را به حرکت مکانیکی تبدیل و با استفاده از یک ژنراتور توان الکتریکی تولید می‌گردد. همچنین این موتورها دارای مزیتهایی از قبیل امکان کار با گازهای فشار پایین، عمل کردن یک واحد با چند نوع سوخت می‌باشند.

میکروتوربین ها ، سیستم‌های تولید توان با سرعت بالایی هستند که دارای توربین، کمپرسور و ژنراتور می‌باشند. میکروتوربین‌ها از موتورهای پیستونی معمولی کوچکتر می‌باشند و هزینه نگهداری آنها نیز پایین‌تر می‌باشد. قابلیت اطمینان در آنها زیاد است. از

---

[1]-Combined heat and power

دیگر مزایای این سیستم‌ها سادگی نصب ،نیاز به نگهداری کمتر ، اندازه کوچک، کم بودن صدای آنها و آلاینده‌های کم ولی قیمت نسبتاً بالا می‌باشند.

مهمترین سیستم های تولید همزمان :

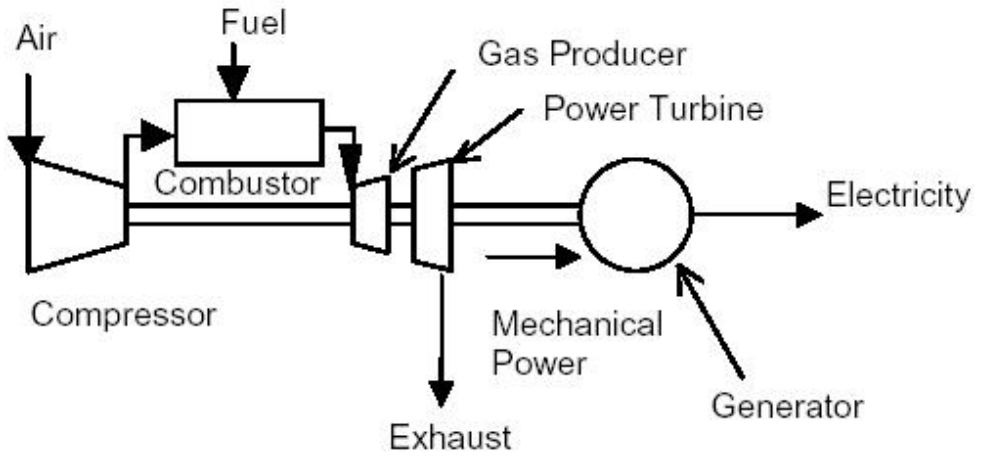
در ابتدا مهمترین سیستم های مولد تولید پراکنده برق مورد بررسی قرار می دهیم که مشتمل بر سه سیستم عبارتند از :

۱- توربین های گازی
۲- موتورهای پیستونی
۳- میکرو توربین ها

۱-۱-توربین‌های گازی

مقدمه

توربین‌های گاز در اوایل سال‌های ۱۹۰۰ میلادی با توجه به پیشرفتهای مهندسی پایه‌گذاری شد و در اواخر سالهای ۱۹۳۰ میلادی نیز استفاده از این توربین‌ها به منظور تولید توان آغاز گردید. به دلیل استفاده از توربین های گازی در صنایع دفاعی و هوایی، پیشرفت های زیادی در این زمینه حاصل شده، به طوریکه بازده توربین های گاز به بیش از توربین های بخار رسیده و استفاده از آنها افزایش یافته است. توربین‌های گازی در اندازه‌های مختلف از چند صد کیلووات تا چند صد مگاوات موجود می‌باشند. این توربین‌ها حرارتی با کیفیت بالا(دمای بالا) تولید می‌نماید که می‌تواند برای گرمایش ناحیه ای یا صنعتی مورد استفاده قرار گیرد. همچنین ممکن است این حرارت بازیافت شود تا باعث بهبود بازدهی گردد و یا از آن برای تولید بخار استفاده شود و بخار حاصل در یک سیکل ترکیبی توربین بخار را به حرکت درآورد. کم بودن هزینه نگهداری و بالا بودن کیفیت حرارت، اغلب باعث می‌شود توربین گازی انتخاب مناسبی برای بسیاری از CHP های صنعتی و تجاری بزرگتر از ۱ مگاوات باشد. طرح واره‌ای از یک مجموعه CHP بر پایه توربین گاز در شکل یک نشان داده شده است.



شکل یک مجموعه توربین گاز

توربین‌های گازی ممکن است به صورتهای مختلفی مورد استفاده قرار گیرند:

۱) عملکرد در چرخه ساده‌ای که از یک توربین گاز تشکیل می‌شود و تنها برق تولید می‌کند. وضعیت فعلی در صنعت برق کشور نیز از همین نوع است که از توربین گاز فقط برای تولید برق استفاده میشود.

۲) عملکرد در یک CHP که از یک چرخه ساده توربین گاز به همراه یک مبدل بازیافت حرارتی که علاوه بر تولید برق انرژی حرارتی گازهای خروجی را به آبگرم یا بخار تبدیل می‌نماید و این وضعیتی است که ما آنرا در این تحقیق برای استفاده در آینده مورد بررسی قرار میدهیم.

۳) عملکرد در چرخه ترکیبی که در آن با استفاده از حرارت گازهای خروجی توربین، بخار پر فشار تولید می‌گردد و از آن در یک توربین بخار، به منظور تولید توان بیشتر استفاده می‌شود. در برخی از چرخه‌های ترکیبی از مراحل میانی بخار برداشت می‌گردد که از آن در فرآیندهای صنعتی و مجموعه‌های CHP استفاده می‌شود.

چرخه‌های ساده توربین گازی که تنها برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند دارای بازدهی نزدیک به ۳۵ درصد (بر اساس ارزش حرارتی خالص) هستند. توربین های گازی به طور گسترده در نیروگاهها برای تأمین توان در زمانهای اوج مصرف مورد استفاده قرار گرفته اند.

در اوایل سالهای ۱۹۸۰، بازدهی و قابلیت اطمینان توربین‌های گازی کوچک (۱ تا ۴۰ مگاواتی) به مقادیری رسیدند که برای کاربرد در سیستم‌های CHP صنعتی بزرگ مناسب شناخته شدند. توربین‌های گازی حرارت خروجی با کیفیت بالا تولید می‌نمایند که با استفاده در سیستمهای CHP بازدهی کل (برق و انرژی مفید) به ۶۰ تا ۸۰ درصد می‌رسد .

توربین‌های گازی از کم آلاینده ترین تجهیزات تولید توان می‌باشد که مقدار NO_x در گاز خروجی آنها بسیار کم است. بدلیل بازدهی بالا و استفاده از گاز طبیعی به عنوان سوخت اولیه، مقدار دی‌اکسید کربن CO_2 بر واحد کیلووات ساعت که در توربین های گازی تولید می‌شود کمتر از دیگر فن آوریهای فسیلی مورد استفاده میباشد.

ـ موارد کاربرد

توربین‌های گازی در صنایع نفت و گاز به طور متداول برای به کار انداختن پمپها و کمپرسورها، در فرایندهای صنعتی برای بکار انداختن کمپرسورها و تجهیزات مکانیکی بزرگ دیگر، و برای تولید برق مورد استفاده قرار می‌گیرند. در مواقعی که توربین گاز برای تولید برق به کار می‌رود، معمولاً حرارت نیز از آن گرفته می‌شود. به این ترتیب که گازهای خروجی از توربین برای تولید حرارت مورد استفاده قرار می‌گیرند.

توربین‌های گازی برای استفاده در سیستم CHP بسیار مناسب می‌باشند زیرا دمای بالای دود خروجی از آنها که حدود ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی سوخت ورودی را تشکیل می‌دهد، قابلیت تولید بخار فرایند با فشار و دمای بالایی در حد psig ۱۲۰۰ و ۹۰۰ درجه فارنهایت را دارد و همچنین می‌توان از آن در فرایندهای صنعتی برای گرمایش یا خشک کردن استفاده کرد. از CHP های با سیکل ساده توربین گاز بیشتر در تاسیسات کوچک، کمتر از ۴۰ مگاوات، استفاده می‌گردد.

نمونه متداولی از کاربرد توربین گاز در مجموعه‌های CHP تجاری و غیرصنعتی ، دانشگاهی با چرخه ساده توربین گاز ۵ مگاواتی می‌باشد که در آن حدود ۸ مگاوات حرارتی، بخار (یا آب گرم) با فشار ۱۵۰ تا ۴۰۰ psi در یک مولد بخار بازیافت حرارت تولید می‌شود و به یک سیستم حرارتی مرکزی برای تامین گرما در زمستان و یا به چیلر جذبی برای سرد کردن محیط در تابستان منتقل می‌شود.

شرح فناوری توربین های گاز

سیستم توربین بخار بر پایه چرخه ترمودینامیکی برایتون عمل می‌نماید. در این چرخه هوای اتمسفریک متراکم و گرم می‌شود و سپس در یک توربین منبسط می‌گردد و توانی تولید می‌نماید که مقداری از آن صرف به کار انداختن کمپرسور می‌شود و باقیمانده آن توان خروجی سیستم می‌باشد.

گاز خروجی از این نوع توربین دارای دمای بالایی است که در صنایع کوچک تا حدود ۸۰۰ تا ۹۰۰ درجه فارنهایت و در نیروگاههای جدید بزرگ تا ۱۱۰۰ درجه فارنهایت می‌باشد. از این دمای دود ممکن است در مولد بخار بازیافت حرارت به منظور تولید حرارت و همچنین به منظور تولید برق در توربین بخار بصورت سیکل ترکیبی استفاده شود.

انواع توربین گاز

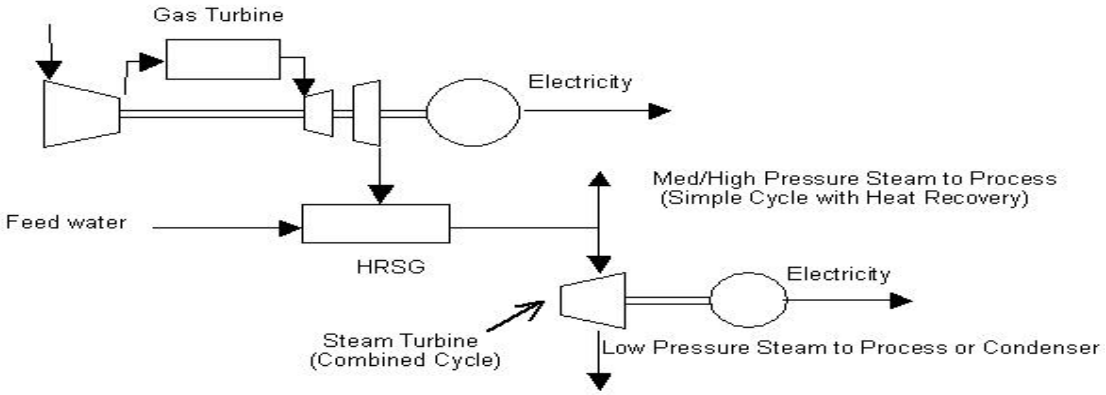
یکی از انواع توربین گاز توربین‌های ایرودریوتیو[1] می‌باشند که بازدهی حرارتی بالایی دارند، اما قیمت آنها نیز نسبتاً زیاد می‌باشد. معمولاً حداکثر ظرفیت این توربین‌ها ۴۰ تا ۵۰ مگاوات است . با توسعه سیستم‌های پیشرفته، توربین‌های ایرودریوتیو بزرگ (بزرگتر از ۴۰ مگاوات) بازدهی حدود ۴۰ درصد ایجاد می‌کنند.

توربین‌های گازی صنعتی یا فریم[2] نوع دیگر توربین‌های گاز هستند که تنها برای تولید توان مورد استفاده قرار می‌گیرند و در ظرفیتهای یک تا ۲۵۰ مگاوات موجود می‌باشند. معمولاً این نوع توربین‌ها ارزانتر از توربینهای ائرودریوتیو هستند، فاصله بین تعمیر کلی آنها بیشتر است و از آنها بیشتر در تولید برق استفاده می‌شود، اما وزن آنها بیشتر و بازدهی آنها کمتر از نوع دیگر توربین گاز است. توربین‌های صنعتی بزرگ (بزرگتر از ۱۰۰ مگاوات) در چرخه‌ای ساده بازدهی حدود ۳۵ درصد ایجاد می‌نمایند.

در صنایعی همچون صنایع شیمیایی، پالایشی ، کاغذ ، فولاد و مراکز تجاری بزرگ توربین ها برای تولید همزمان برق و حرارت به منظور استفاده در محل مصرف مورد استفاده قرار می‌گیرند.

بازیافت حرارت

اقتصادی بودن توربین‌های گازی در کاربردهای فرایندی وابسته به استفاده مفید از انرژی حرارتی موجود در گازهای خروجی است که معمولاً ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی سوخت ورودی را تشکیل می‌دهند. شکل معمول ترکیب توربین گاز و مولد بخار بازیافت حرارت در شکل ۲ نشان داده شده است. استفاده از مولد بخار بازیافت حرات بدون احتراق با توربین گاز ساده ترین شکل CHP با تولید بخار است و بخاری با فشار ۱۵۰ psig تا حدود ۱۲۰۰ psig تولید می‌نماید.



شکل دو سیستم بازیافت حرارت از توربین گاز

مشخصات عملکردی

بازدهی الکتریکی

توربین‌هایی که به منظور تامین برق اضطراری به کار می روند دارای بازدهی کم و در عوض قیمت پایین می‌باشند، در صورتیکه توربین‌هایی که برای کاربردهایی با فاکتور توان سالیانه بالا مورد استفاده قرار می‌گیرند دارای بازدهی و قیمت بالا می‌باشند.

در جدول ذیل مشخصات عملکردی سیستمهای CHP با توربین گاز که در بازار امریکا قابل تهیه می‌باشند با ظرفیتهای ۱ تا ۴۰ مگاوات آورده شده است.

مشخصه‌های کارکردی یک مجموعه CHP با توربین گاز

مشخصه‌های کارکرد و هزینه[1]	سیستم	سیستم	سیستم	سیستم	سیستم

1- Aeroderivative

2- frame

	۱	۲	۳	٤	٥
توان الکتریکی(کیلو وات)	۱۰۰۰	۵۰۰۰	۱۰۰۰۰	۲۵۰۰۰	٤۰۰۰۰
قیمت کل سیستم نصب شده (دلار بر کیلو وات ظرفیت)	۱۷۸۰	۱۰۱۰	۹۷۰	۸۶۰	۷۸۵
بازدهی الکتریکی (درصد)	٪۲۵	٪۲۸	٪۲۹	٪۳۴	٪۳۷
بازدهی کل CHP (درصد)	٪۶۸	٪۶۹	٪۷۱	٪۷۳	٪۷۴

بازدهی سیستم CHP

بازدهی کل سیستم CHP تابعی از مقدار انرژی بازیافت شده از خروجی سیستم می‌باشد. مهمترین فاکتورهای مؤثر بـر روی مقدار انرژی قابل دسترس برای تولید بخار، دمای گاز خروجی از توربین و دمـای دود خروجـی از دودکـش مولـد بخـار بازیافـت حرارت می‌باشد. دمای ورودی به توربین و نسبت فشار، تعیین کننده دمای خروجی از توربین گاز هستند. معمولاً توربین های گاز ائرودریوتیو دمای ورودی بالاتری نسبت به توربین های گاز صنعتی دارند، اما با توجه به بالاتر بـودن نـسبت فـشار در ایـن نـوع توربین ها، دمای گاز خروجی از هر دو نوع توربین تقریباً مشابه می‌باشد و محدوده آن ۸۵۰ تا ۹۵۰ درجه فارنهایت است.

یک نمونه واحد تولید همزمان توربین گاز در کشور آلمان

قیمت کل

قسمت های اصلی یک سیستم CHP با توربین گاز عبارتند از توربین گاز، گیربکس، ژنراتور الکتریکـی، لولـه‌هـای ورودی و خروجی، دستگاه فیلتر کردن هوای ورودی، سیستمهای روغنکاری و خنک کاری، سیستم روشن کردن اسـتاندارد و وسـایل کـم کردن صدای خروجی، قیمت مجموعه پایه شامل وسایل اضافی از جمله کمپرسور سوخت، سیستم بازیافت حرارت، سیستم تصفیه آب و سیستمهای کنترل آلودگی نمی‌شود.

تمام تجهیزات نامبرده در تمام سایتها لازم نمی‌باشند. قیمت کل تجهیزات مجموع قیمت تجهیزات پایه و لوازم اضافی مـورد نیاز است. قیمت کل تاسیسات نیز شامل قیمت کل تجهیزات، وسایل و کار لازم برای نصب، مدیریت پروژه و تامین مالی طـی ۶ تا ۱۸ ماه مدت ساخت می‌باشد.

در جدول قیمت کل تخمینی (قیمت تجهیزات و نصب) برای ۵ سیستم نمونه آورده شده است. این قیمتها، میـزان معمـول و متوسط قیمتها را نشان می‌دهند. قیمت های ارائه شده در این قسمت برای سیستم هایی است که دارای کنترلـر آلـودگی ، مولـد

بخار بازیافت حرارتی بدون احتراق، تراکم سوخت و تصفیه آب برای آب تغذیه مولد بخار می‌باشد. سیستم احتراق اضافی و ساخت ساختمان در نظر گرفته نشده است.

قیمت تخمینی کل برای سیستم‌های CHP با پایه توربین گازی

هزینه ها به تفکیک[1]	**سیستم ۱**	**سیستم ۲**	**سیستم ۳**	**سیستم ٤**	**سیستم ٥**
توان نامی توربین**(MW)**	**۱**	**٥**	**۱۰**	**۲٥**	**٤۰**
تجهیزات(هزار دلار)					
توربین	۶۷۵$	۱/۲۰۰$	۴/۱۰۰$	۱۱/۵۰۰$	۱۵/۱۰۰$
مولد بخار بازیافت حرارت	۲۵۰$	۴۵۰$	۵۹۰$	۱/۰۲۰$	۱/۶۵۵$
سیستم تصفیه آب	۳۰$	۱۰۰$	۱۵۰$	۲۰۰$	۲۲۵$
تجهیزات الکتریکی	۱۵۰$	۳۷۵$	۶۲۵۰$	۹۹۰$	۱/۵۰۰$
تجهیزات دیگر	۱۴۵$	۳۱۵$	۵۷۵$	۱/۱۵۰$	۱/۸۷۵$
کل تجهیزات	۱/۲۵۰$	۳/۰۴۰$	۵/۹۴۰$	۱۴/۸۶۰$	۲۱/۰۵۵$
مصالح	۱۴۴$	۳۴۶$	۶۸۹$	۱/۴۹۰$	۲/۰۵۴$
کارگر	۳۴۸$	۸۷۹$	۱/۷۵۲$	۳/۷۱۵$	۴/۷۲۳$
کل فرایند	۱/۷۴۲$	۴/۲۶۵$	۸/۳۸۱$	۲۰/۰۶۵$	۲۷/۸۳۲$
مدیریت پروژه/ساخت	۱۲۵$	۳۰۴$	۵۹۴$	۱/۴۸۶$	۲/۱۰۵$
مهندسی	۶۳$	۱۵۳$	۲۶۰$	۵۳۷$	۶۷۲$
تعیین ریسک پروژه[2]	۸۷$	۲۱۵$	۴۱۹$	۱/۰۰۵$	۱/۳۹۲$
تامین مالی پروژه	۱۲۹$	۳۱۶$	۶۱۸$	۱/۴۸۳$	۲/۰۴۸$
قیمت کل سیستم	۲/۱۴۶$	۴/۶۵۳$	۹/۵۷۲$	۲۴/۵۷۶$	۳۳/۳۴۹$
توان حقیقی توربین **(kW)**	۱/۲۱۰	۵/۲۰۰	۱۰/۶۰۰	۲۸/۶۰۰	۴۳/۴۰۰
قیمت کل مجموعه بر واحد کیلووات خالص	۱/۷۸۱$	۱/۰۱۰$	۹۶۹$	۸۵۹$	۷۸۵$

۱- جزئی از تخمین قیمت کلی سیستم نصب شده بر اساس قیمت زمین و مدل انتخاب شده می‌باشد. قیمتها ممکن است به طور گسترده‌ای تغییر کنند و به شرایط و نیازهای سایت، تغییرات قیمت منطقه‌ای و نیازهای زیست محیطی محلی بستگی دارند.

۲- ریسک هایی که در پروژه ها مطرح می شوند ریسک های طراحی،ساخت و نگهداری می باشند. ریسک طراحی ممکن است از نظر مفهومی و یا فنی باشد، ریسک ساخت در تغییر قیمت ها ،تاخیر پروژه، ضعف مدیریت و اجرای نامناسب ممکن است باشد و ریسک نگهداری نامناسب نیز تأثیر گذار است.

قیمت ها بر اساس گزارش یک موسسه معتبر تحقیقاتی امریکائی توسط گروه صنعتی نگزوس بر اساس استعلام از چند کارخانه مشهور امریکائی در سال ۲۰۰۱ گرفته شده است . شاید فکر شود که آنالیز قیمتها بدین صورت زیاد و اغراق است ولی در عمل مشاهده می شود که بسیاری از موارد ذکر شده واقعی است و ما معمولاً آنان را در پروژه ها در نظر نمی گیریم و در کل بنوعی این هزینه ها را نادیده می گیریم. البته برای اجرا این سیستم ها در کشور این قیمتها در حال حاضر برای نمونه های اروپائی و بخصوص روسی می تواند تا میزان بیش از پنجاه درصد بسته به تجهیزات تکمیلی کاهش داشته باشد .

تعمیر و نگهداری

قیمت عملکرد و نگهداری بدون در نظر گرفتن سوخت در جدول نشان داده شده است و بر اساس تخمین‌های سازندگان توربین بخار برای قراردادهای سرویس، که از بازرسی‌های دوره‌ای و تعمیرات اساسی برنامه‌ریزی شده برای مجموعه توربین و ژنراتور تشکیل شده اند، می‌باشد.

لازم است هر ۴۰۰۰ ساعت بازرسی دوره‌ای صورت گیرد تا توربین دارای ارتعاشات اضافی نباشد. فاصله بین تعمیرات اساسی توربین گاز حدود ۲۵۰۰۰ تا ۵۰۰۰۰ ساعت است و طی آنها بازرسی و بازسازی کامل تمام اجزاء به منظور رسیدن به کارایی استاندارد اولیه یا فعلی (به روز شده) صورت می‌گیرد.

ممکن است از توربین‌های گاز به صورت دوره ای استفاده شود، اما هزینه نگهداری توربینی که در هر ساعت به طور دوره‌ای بهره برداری می‌شود، ۳ برابر حالتی است که توربین برای مدت زمان هزار ساعت یا بیشتر به طور مداوم کار می‌کند.

هزینه های عملکرد و نگهداری توربین گاز بدون در نظر گرفتن مصرف سوخت

هزینه‌های عملکرد و نگهداری[1]	سیستم ۱	سیستم ۲	سیستم ۳	سیستم ٤	سیستم ٥
ظرفیت الکتریکی kW	۱٫۰۰۰	٥٫۰۰۰	۱۰٫۰۰۰	۲٥٫۰۰۰	٤۰٫۰۰۰
متغیر (قرارداد سرویس تجهیزات)$/kWh	۰/۰۰٤٥	۰/۰۰٤٥	۰/۰۰٤٥	۰/۰۰٤۰	۰/۰۰۳٥
متغیر (تأمین مواد مصرف شدنی) $/kWh	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۱
ثابت $/kWh با ۸۰۰۰ ساعت در سال	۰/۰۰٥۰	۰/۰۰۱۳	۰/۰۰۰۹	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۶
هزینه کل عملکرد و نگهداری	۰/۰۱	۰/۰۰۹	۰/۰۰۸	۰/۰۰۶	۰/۰۰٥

۱–هزینه های عملکرد و نگهداری بر اساس ۸۰ ساعت عملکرد که به صورت تولید برق سالیانه مشخص می شود ، می باشند . قیمتهای ثابت بر اساس میانیابی در اعداد تخمینی سازندگان می باشد . قسمت متغیر هزینه های فوق مربوط به بازرسی و تعمیرات اساسی می باشد که معمولاً توسط سازندگان طی توافقی بر اساس تعداد ساعات کارکرد انجام می شوند .

تنوع سوختها

محفظه احتراق اغلب توربینهای گازی مورد استفاده در تولید توان برای استفاده از گاز طبیعی طراحی شده اند . ارزش حرارتی سوختهای گازی قابل استفاده در توربین های گازی ۹۰۰ تا ۱۱۰۰ BTU بر فوت مکعب استاندارد می باشد که شامل گاز طبیعی می شود . سوختهای مایع تمیز نیز برای استفاده در توربین های گاز مناسب می باشد .

در بسیاری از توربین های گازی امکان استفاده از هر کدام از سوختهای مایع و گازی وجود دارد . به طور کلی سوخت مورد استفاده در توربین های گاز را می توان به راحتی تغییر داد ، امروزه توربین های گازی طراحی شده اند که دوگانه سوز هستند و می توان سوخت مورد استفاده در آنها را با کمترین زمان تغییر داد و اختلاف زیادی میان کارایی توربین در هنگام استفاده از سوخت گازی و مایع وجود ندارد .

فشار محفظه احتراق توربین های گاز از ۷۵ تا ۳۵۰ psig می باشد که فشار خط لوله گاز طبیعی همیشه از این مقدار بالاتر است ، اما هنگام اندازه گیری در ورود به شهر ، عبور از سیستم توزیع و اندازه گیری برای تحویل به مصرف کننده کاهش می یابد . بسته به محل قرار گیری مجموعه توربین گاز در سیستم توزیع گاز ، ممکن است به کمپرسور گاز نیاز باشد تا فشار سوخت را با

توجه به سیستم احتراق و کنترلر جریان توربین تنظیم نماید . قیمت چنین کمپرسوری باعث افزایش قیمت کل مجموعه می گردد .

قابلیت دسترسی در کشور

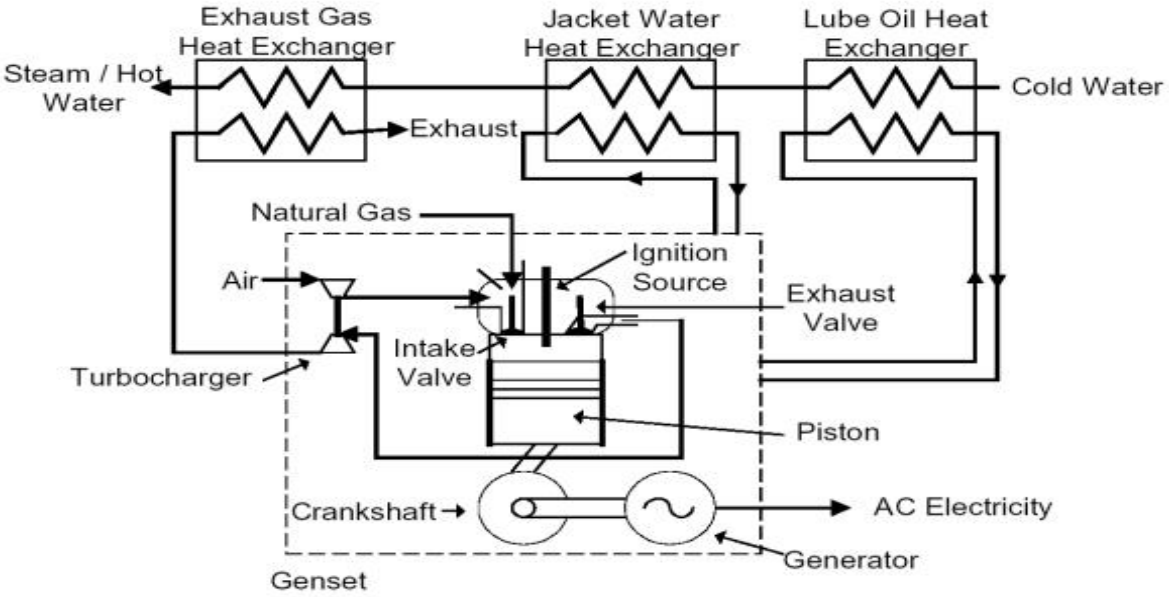
توربین های گازی توسط واردات و یا مونتاژ در کشور قابل دسترسی هستند . هم اکنون کارخانه ای در کشور به تولید و مونتاژ توربین گاز مشغول است . اما توربین های کوچک در ایران ساخته نمی شود و باید وارد شود . علاوه بر کشور های اروپائی ، روسها دارای تکنولوژی بالا و ارزان قیمت تر در این زمینه هستند . نام چند سازنده این تجهیزات در پیوست یک آمده است.

نصب این سیستم ها با توجه به آنکه در ظرفیت های پائین بصورت کانتیرلایز می باشد بسیار آسان است ولی برای ظرفیتهای بالاتر و غیر کانتیرلایز حداقل توسط دو شرکت نصب آذر آب و نصب نیرو قابل انجام میباشد.

۱-۲ـ موتورهای پیستونی[1]

مقدمه

موتورهای احتراق داخلی پیستونی امروزه از فن آوریهای شناخته شده هستند. در آمریکای شمالی در هر سال بیش از ۳۵ میلیون واحد از این موتورها برای استفاده در تولید برق و قدرت ، اتومبیل‌ها، کامیونها، تجهیزات ساختمان سازی و معدن، پیشران زیر دریایی‌ها و غیره تولید می‌شوند. انواع موتورهای ساکن برای تولید بازده گسترده‌ای از توان برای نیازهای بازار از جمله تأمین برق شبکه ، برق اضطراری و همچنین برای تولید همزمان برق و حرارت در دسترس می‌باشند. بازده ظرفیت موتورهای پیستونی مورد استفاده در تولید توان از چندین کیلووات تا بیش از ۷ مگاوات می‌باشد. شماتیکی از موتورهای پیستونی مورد استفاده در سیستم CHP در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل یک سیستم موتور پیستونی

1 - Reciprocating engines

موتورهای پیستونی به دو گروه عمده احتراق جرقه‌ای و احتراق تراکمی تقسیم می‌شوند. موتورهای احتراق جرقه ای با گاز طبیعی کار می‌کنند ولی می‌توان آنها را برای کار با پروپان، گازوییل یا گازهای بازیافتی نیز تنظیم نمود. موتورهای احتراق تراکمی که اغلب موتورهای دیزلی نامیده می‌شوند با سوخت دیزل یا مازوت کار می‌کنند و می‌توان آنها را برای کار به صورت دو گانه سوز نیز تنظیم نمود. دراین صورت در محفظه احتراق موتور ، گاز طبیعی و مقدار کمی سوخت دیزل می‌سوزاند.

موتورهای دیزلی در گذشته از پرکاربردترین موتورهای پیستونی برای تولید قدرت کم و زیاد بوده‌اند اما در حال حاضر در کشورهای صنعتی موتورهای دیزلی به علت آلودگی زیست محیطی که تولید می‌کنند به کاربردهای اضطراری یا کم ظرفیت محدود شده اند و درنتیجه موتورهایی که گاز طبیعی می‌سوزانند اکنون برای تولید برق در مدت طولانی (بیش از ۵۰۰ ساعت در سال) انتخاب مناسبتری می‌باشند.

در نسل جدید موتورهای با سوخت گاز طبیعی ، هزینه اولیه کم و راه‌اندازی سریع بوده و درصورت نگهداری مناسب قابلیت اطمینان بالا می‌باشد. همچنین پتانسیل بازیافت حرارت در آنها بالا می‌باشد. بازده الکتریکی موتورهای گازسوز (NG) از ۲۸ درصد (ارزش حرارتی خالص) برای موتورهای کوچک (کوچکتر از ۱۰۰ مگاوات) تا بیش از ۴۳ درصد برای موتورهای احتراقی بزرگ (بزرگتر از ۳ مگاوات) می‌باشد. حرارت گازهای داغ خروجی و سیستم خنک کاری این موتورها را می‌توان برای تولید آب داغ یا بخار کم فشار برای کاربرد در CHP بازیافت نمود. بازده کلی سیستم CHP (با در نظر گرفتن برق و انرژی حرارتی مفید) در هنگام استفاده از موتورهای گازسوز معمولاً در حدود ۷۰ تا ۸۰ درصد می‌باشد.

با حساسیتهای اقتصادی و زیست محیطی که در طول سه دهه گذشته اعمال شده فن آوری موتورهای پیستونی پیشرفت زیادی کرده و منجر به افزایش بازده سوخت و کاهش آلودگی شده است. در موتورهای گازسوز پیشرفته با بهبود طراحی کنترل احتراق سطح تولید NO_x به ۵۰ ppmv رسیده است.

موارد کاربرد

کاربرد موتورهای پیستونی برای تولید برق در تأمین بار کمکی، بار پیک، تقویت شبکه یا کاربردهای تولید همزمان برق و حرارت که نیاز به آب داغ، بخار کم فشار یا چیلرهای جذبی دارند، می‌باشند. وقتی این موتورها برای سرمایش مورد استفاده قرار می‌گیرند، خروجی حرارتی موتور پیستونی می‌تواند در یک چیلر جذبی تک مرحله‌ای استفاده شود. اندازه موتورهای پیستونی در محدود ۵۰ کیلووات تا ۸۰۰۰کیلووات بوده و برای کاربردهای تجاری و اداری و همچنین در واحدهای صنعتی کوچک مناسب می‌باشند.

شرح فناوری موتورهای پیستونی

موتورهای پیستونی مورد استفاده برای تولید قدرت ساکن در حالت نصب شده و ثابت و نه در اتومبیلها و متحرک به دو گروه احتراق جرقه‌ای با سیکل اتو و احتراق تراکمی با سیکل دیزل تقسیم می‌شوند. اجزای مکانیکی اصلی سیکل اتو و سیکل دیزل یکسان می‌باشند. هر دو از یک عنصر احتراق استوانه‌ای استفاده می‌نمایند که پیستونی در طول آن حرکت می‌کند. پیستون به میل لنگی متصل است که حرکت خطی پیستون را به حرکت چرخشی تبدیل می‌نماید.

موتورها براساس سرعت میل لنگ (rpm)، سیکل کاری (دو زمانه یا چهار زمانه) و استفاده یا عدم استفاده از توربوشارژر در آنها تقسیم بندی می‌گردند. مدلهای زیادی از انواع این موتورها در وسایل نقلیه و برای تولید برق و حرارت و چیلرها استفاده می‌شوند.

موتورهای چهارزمانه دیزل و احتراق جرقه‌ای که برای تولید قدرت بکار می‌روند، هر دو طی چهار مرحله زیر یک سیکل تولید قدرت را تکمیل می‌کنند :

۱- مکش: مکش هوا (دیزلی) یا مخلوط هوا و سوخت (احتراق جرقه‌ای) به داخل سیلندر

۲- تراکم: متراکم کردن هوا یا مخلوط هوا و سوخت در سیلندر
۳- قدرت: ایجاد شتاب در پیستون در اثر انبساط گازهای داغ و پرفشار
۴- تخلیه: خروج محصولات احتراق از محفظه خروجی سیلندر

مشخصه های عملکردی

در جدول مشخصه‌های عملکردی سیستم تولید همزمان برق و حرارت با موتورهای احتراق جرقه‌ای که از سوخت گاز طبیعی استفاده می نمایند در محدوده ۱۰۰ کیلووات تا ۵ مگاوات ارائه شده است. این محدوده اکثر CHP هایی که با موتور کار می‌کنند و در بازار کاربرد دارند را شامل می‌شود. نرخ حرارتی و بازده‌ها براساس داده‌های تولید کنندگان و کاربردهای صنعتی تنظیم شده‌اند.

همانطور که در جدول دیده می‌شود ۵۰ تا ۶۰ درصد حرارت اتلافی در موتور از آب مورد نیاز برای خنک کاری بدنه و سیستم‌های خنک کاری روغن روانکاری در دماهایی پائین‌تر از دمای موردنیاز برای تولید بخار، بازیافت می‌شود.با افزایش بازده الکتریکی مقدار انرژی حرارتی در دسترس برای تولید انرژی حرارتی مفید بر واحد توان خروجی کاهش یافته و نسبت توان به حرارت در سیستم CHP افزایش می‌یابد.

تولید همزمان برق و حرارت در موتورهای پیستونی

قیمت و مشخصه‌های عملکرد[1]	سیستم ۱	سیستم ۲	سیستم ۳	سیستم ٤	سیستم ٥
ظرفیت الکتریکی پایه (کیلو وات)	**۱۰۰**	**۳۰۰**	**۸۰۰**	**۳۰۰۰**	**۵۰۰۰**
قیمت کلی سیستم نصب شده در سال ۲۰۰۵ (دلار بر کیلو وات ظرفیت)	۱۳۵۰	۱۱۶۰	۹۴۵	۹۳۵	۹۰۰
بازده الکتریکی (درصد)	٪۳۰	٪۳۱	٪۳۳/۳	٪۳۶	٪۳۹
بازده کلی (درصد)	٪۸۱	٪۷۷	٪۷۶	٪۷۵	٪۷۴

۱-مشخصات برای موتورهای گاز سوز تجاری در سال ۲۰۰۵ می‌باشند .
۲- اطلاعات مربوط به بازده با توجه به پیشرفتهای سریع در تکنولوژی امکان دارد افزایش پیدا کرده باشد و همچنین متوسط بازده نشان داده شده است .

بازده

بازده الکتریکی موتورهای پیستونی۴۵٪ تا ۲۵٪ بوده و در بین پر بازده ترین محرکهای تجاری می‌باشند. حد پائین محدوده بازده مربوط به موتورهای کوچکتری است که نیاز به تجهیزات کنترل آلودگی دارند.

هزینه سرمایه‌گذاری

هزینه کلی سیستم نصب شده ۵۰۰ تا ۱۵۰۰ دلار برکیلو وات می‌باشد. بالاترین هزینه ها مربوط به سیستم های کم ظرفیت می باشند و این افزایش هزینه به هزینه‌های ساخت وسایلی از قبیل تجهیزات تأمین سوخت و جداره‌های موتور و همچنین قیمت مهندسی و محدود بودن تولید آنها بستگی خواهد داشت . البته باید توجه داشت که با اضافه نمودن تجهیزات اضافی نظیر خفه کننده های صدا در دودکش و یا عایق های صوتی به منزله ایزوله کردن اطراف موتور قیمتها افزایش خواهد یافت .

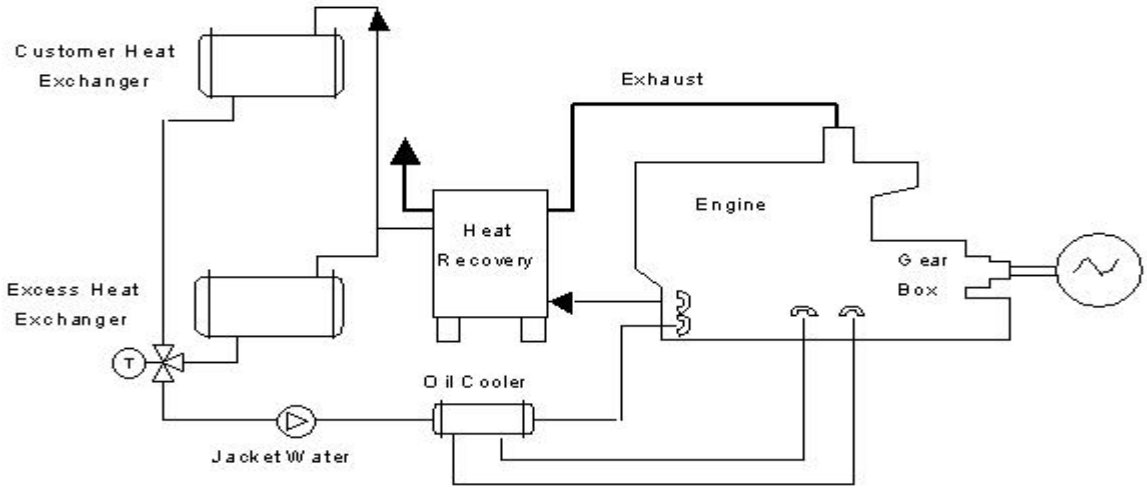
نگهداری

نگهداری این موتورها شامل بازبینی‌ها و تنظیم نمودن دوره‌ای، تعویض به موقع روغن موتور، مبرد و شمع‌ها در هر ۲۰۰۰–۵۰۰۰ ساعت است. قیمتهای نگهداری با درنظر گرفتن تعمیرات اساسی معمولا ۰/۰۱۸– ۰/۰۰۹ دلار بر کیلو وات ساعت کارکرد می‌باشد.

تولید انرژی حرارتی

در موتورهای پیستونی از چهار منبع می‌توان حرارت بازیافت نمود : گازهای خروجی، آب استفاده شده برای خنک کاری موتور، آب مورد استفاده برای خنک کاری روغن و خنک کن توربوشارژر. اما گاز داغ خروجی موتور تنها حاوی نصف انرژی حرارتی موتور می‌باشد. در بعضی از موارد کاربرد CHP در صنعت گازهای خروجی مستقیماً برای خشک کردن (Process drying) استفاده می‌شوند. معمولا آب داغ و بخار در سیستم CHP با موتورهای پیستونی برای استفاده در فرایندها، گرمایش محیط، گرمایش آبگرم و چیلرهای جذبی مناسب می‌باشد.

از رایج‌ترین روشهای بازیافت حرارت موتور سیستم سیکل بسته سرمایش مطابق شکل ذیل می‌باشد. دراین سیستم‌ها برای سرمایش موتور از جریان اجباری یک مبرد و یک مبدل حرارتی استفاده می‌شود.



شکل بازیافت حرارت در سیستم بسته

در سیستم‌های سرمایش جوشان جریان طبیعی یک مبرد جوشنده، موتور را خنک می‌کند. این نوع سیستم سرمایش معمولا به صورت ترکیبی با بازیافت حرارت خروجی برای تولید بخار کم فشار استفاده می‌شود.

پتانسیل CHP در موتورهای پیستونی

بررسی اقتصادی استفاده از موتورهای پیستونی (که ظرفیتشان در تأمین توان در حد 50 کیلو وات تا 8000 کیلو وات می‌باشد) بستگی به میزان استفاده از انرژی حرارتی موجود در گاز خروجی و خروجی سیستمهای خنک کاری آنها دارد. این انرژی معمولاً ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی سوخت ورودی می‌باشد. بیشتر حرارت از گازهای خروجی و از خنک کاری پوسته بازیافت می‌شود و بازیافت حرارت از خنک کاری روغن و توربو شارژر کم است. حرارت بازیافت شده موتور برای تولید آب داغ یا بخار کم فشار برای استفاده در فرایندها و یا برای گرمایش فضا و تولید آب گرم و یا سرمایش جذبی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

حرارت مبرد خنک کاری پوسته موتور تا ۳۰ درصد انرژی ورودی است و قابلیت تولید آب داغ ۲۰۰ تا ۲۱۰ درجه فارنهایت را دارد. بعضی موتورها مثل موتورهای دارای سیستم سرمایش جوشان یا پرفشار با آب خنک کاری پوسته که دمای آن تا ۲۵۶ درجه فارنهایت می باشد نیز عمل می‌کند. حرارت گازهای داغ خروجی موتور ۳۰ تا ۵۰ درصد اتلاف حرارت را شامل می‌شود. دمای

گازهای خروجی معمولاً ۸۵۰ تا ۱۲۰۰ درجه فارنهایت می‌باشد. با بازیافت حرارت، تقریباً ۶۰ تا ۷۰ درصد انرژی سوخت برای تولید برق و انرژی حرارتی مفید استفاده می‌شود.

قابلیت دسترسی در کشور

هم اکنون حداقل بیش از پنج نمایندگی از سازندگان برزگ این تجهیزات در کشور موجود است . اما بعلت وضع تحریم ها چندین سازنده این تجهیزات در این زمینه فعالیتی در کشورمان ندارند، که مهمترین آنها شرکت کاترپیلار آمریکا و ین باخر اتریش هستند . وضعیت مونتاژ این موتورها هم در کشور رونقی ندارد و بطور کلی تجهیزات بازیافت تولید همزمان در این موتورها فعلاً در ایران ساخته نمی شود . فقط بعضی از شرکتهای ایرانی موتور را بصورت آماده از خارج وارد نموده و سپس با ژنراتور که آن نیز خارجی است کوپله میکنند . در کشورهای خارجی نیز اغلب شرکتهای بزرگ در حال خرید شرکتهای کوچکترند و چه بسا کارخانجاتی در چند سال قبل وجود داشته اند ولی حالا توسط شرکتهای بزرگ و معروف خریداری شده و دیگر با مارک تجاری آنان تولیداتی در بازار وجود ندارد. البته باید ذکر کرد که ساخت قسمت بازیافت پیچیدگی خاصی ندارد و براحتی قابل ساخت حداقل در کارخانجاتی نظیر شرکت آذر آب و یا ماشین سازی اراک می باشد . فهرست چند شرکت که تولید کننده این تجهیزات میباشند برای اطلاع سرمایه گذاران این سیستم ها در پیوست یک آورده شده است :

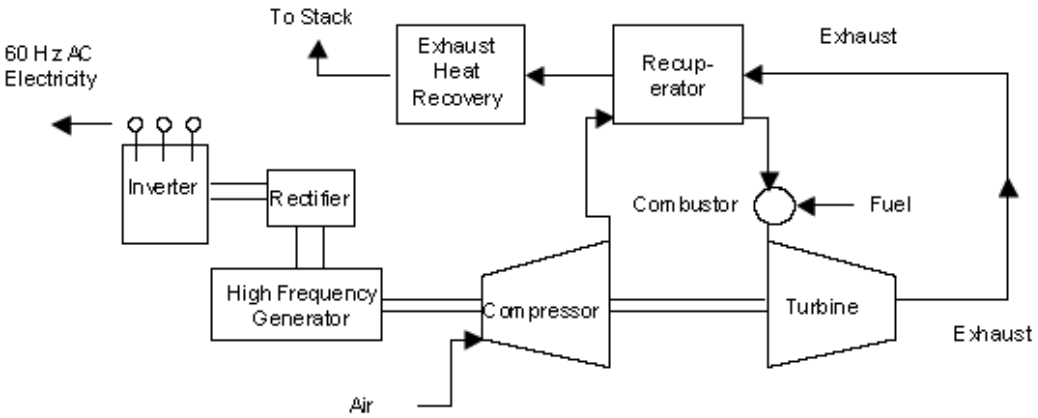
برای نصب این سیستم ها بهتر است از همان نمایندگی که آن را خرید می کنید بصورت کلید روشن (Turn Key) خریداری نمائید ، چون نصب سیستمهای همزمان توسط پیمانکاران متفرقه با توجه به روش خاص خود که تلفیقی از نصب موتور و بویلر بازیافت و بالانس ایندو می باشد ممکن است آسیب های به سیستم وارد و یا زمان انجام پروژه را افزایش دهد. با اینحال شرکت دیزل سنگین ایران که وابسته به سازمان گسترش است در زمینه نصب موتور دارای تجاربی در این زمینه می باشد .

۱-۳ـ میکروتوربین ها

مقدمه

میکروتوربینها مولدهای کوچک برق هستند که سوخت گازی یا مایع می سوزانند و یک ژنراتور الکتریکی را با سرعت بالا به چرخش در می آورند. تست میکروتوربینها از سال ۱۹۹۷ آغاز گردید و در سال ۲۰۰۰ به صورت تجاری ، سرویسدهی اولیه این فناوری شروع شد. متاسفانه هنوز این سیستم در ایران مورد استفاده قرار نگرفته است .

دامنه تولید توان توسط میکروتوربینهای موجود و در حال توسعه ، از ۳۰ تا ۵۰۰ کیلووات می باشد، در حالیکه توان تولیدی توربینهای گازی سنتی از ۵۰۰ کیلووات تا ۳۵۰ مگاوات می باشد . میکروتوربینها در سرعتهای بالا عمل می کنند و همانند توربین های گازی می توانند تنها در تولید قدرت به کار روند و یا در سیکلهای ترکیبی CHP مورد استفاده قرار می گیرند . میکروتوربینها ، با سوختهای گوناگونی می توانند کار کنند که شامل گاز طبیعی ، گاز ترش (دارای گوگرد بالا) ، و سوختهای مایع همانند بنزین ، نفت و گازوییل است و در کاربردهای منابع بازیافت ، گازهای اتلافی را که قبلاً به اتمسفر رها می شدند، می سوزانند. در شکل زیر شماتیکی از یک سیستم CHP با میکروتوربین آمده است :



شکل سیستم CHP با میکروتوربین

در بسیاری از نمونه ها یک توربین سرعت بالا (100 000 RPM) ، یک ژنراتور سرعت بالا را بـه راه مـی‌انـدازد کـه تولیـد جریان DC می کند و می توان آن را با یک اینورتر به جریان AC با فرکانس ۵۰ یا۶۰ هرتز تبدیل نمود. در سیستمهای موجـود هوا خنک می شود. پتانسیل کاهش تعمیرات و قابلیت اطمینان و دوام بالا ، هم اکنون در کاربردهای عملی مشاهده شـده اسـت. میکروتوربینها برای کاربردهای گوناگون تولید و توزیع در محل مناسب هستند، زیرا دارای انعطاف پـذیری در روشـهای مختلـف اتصال و همچنین قابلیت چیده شدن بطور موازی برای تأمین بارهای بزرگ می باشد .

انواع کاربردهای آن شامل :

۱- پیک سایی و تأمین توان بار پایه
۲- تولید همزمان برق و حرارت
۳- تولید تنها برق
۴- تولید برق پشتیبانی و اضطراری
۵- شبکه های کوچک

مصرف کنندگان مورد نظر شامل مراکز مخابرات ، رستورانها ، ساختمانهای مسکونی، سـاختمانهای اداری و دیگـر بخـشهای اداری می باشند . از میکروتوربینها ، هم اکنون در عملیات بازیافت منابع در حوضه‌های نفت و گاز و معـادن ذغـال سـنگ بهـره برداری می شود، که در آنها گاز محصول جانبی می باشد و بعنوان سوخت استفاده میشود. در کاربردهای CHP از گرمای اتلافی میکروتوربین برای تهیه آب داغ، گرم کردن فضای ساختمان، به کار انداختن چیلـر جـذبی و همچنـین تـأمین نیازهـای حرارتـی ساختمانها و فرآیندهای صنعتی استفاده می شوند.

موارد کاربرد

در هنگام استفاده از میکروتوربین‌ها به صورت CHP، یک مبدل حرارتی ثانویه انرژی باقیمانده در خروجی میکروتوربین را بـرای تهیه آب گرم منتقل می‌نماید. حرارت خروجی ممکن است در مواردی مانند گرمایش آب آشامیدنی، بـه کـار انـداختن چیلرهـای جذبی ، گرمایش محیط، تأمین حرارت فرآیندی مورد استفاده قرار گیرد.بیشتر موارد اسـتفاده CHP هـا بـرای تـأمین آب گـرم و گرمایش محیط می‌باشد. ساده‌ترین کاربرد CHP ، تأمین آب گرم می‌باشد،

شرح فناوری میکروتوربینها

در یک سیستم میکروتوربین ، یک کمپرسور شعاعی هوای ورودی را متراکم می کند، سپس هوا بـا اسـتفاده از حـرارت گـاز خروجی توربین ، در ریکوپراتور پیشگرم می شود. هوای گرم خروجی از ریکوپراتور در محفظه احتراق با سـوخت مخلـوط شـده و گاز داغ حاصل از احتراق، با عبور از توربین انبساطی و توربین قدرت، منبسط می گردد . تـوربین انبـساطی ، کمپرسـور را بـه راه انداخته و در مدلهای تک محوره ، ژنراتور را نیز به کار می اندازد . مدلهای تک محوره ، معمولاً با سرعت ۶۰۰۰۰ دور در دقیقه و بالاتر کار می کنند و توان الکتریکی با فرکانس بالا و متغیر تولید می کنند . این توان نخست با یکسوسازی ، به جریان DC و سپس به جریان متناوب با فرکانس ۶۰ یا ۵۰ هرتز تبدیل می شود.

میکروتوربینها بر اساس سیکل ترمودینامیکی توربین های گاز بزرگ که سیکل برایتون نامیده می شود، عمل می نمایند. در این سیکل هوای اتمسفریک ، فشرده ، گرم و سپس با منبسط شدن، تولید برق می‌کنند .

مشخصه های عملکردی

میکروتوربین ها از سیکل های توربین گازی معمول پیچیده تر می باشند، زیرا اضافه شدن ریکوپراتور در آنها باعث کاهش مصرف سوخت و از طرف دیگر افزایش افت های فشار داخلی می شود که توان و بازدهی را کمی کاهش می دهند. کارایی میکروتوربین ها که بر اساس بازدهی و توان مخصوص سنجیده می شوند، وابستگی زیادی به افت های داخلی و کارایی اجزای مختلف سیستم دارند.

بازدهی موثر الکتریکی با فرض اینکه یک گرمکن آب انرژی حرارتی مفید CHP را با بازدهی ۸۰ درصد تولید می نماید، محاسبه می گردد. به این ترتیب که در محاسبه بازدهی موثر الکتریکی مقدار سوخت مصرفی گرمکن آب فرضی از مقدار کل سوخت ورودی کاسته می شود. داده های جدول نشان می دهد که با افزایش ظرفیت میکروتوربین بازدهی الکتریکی آن نیز افزایش می یابد.

در جدول زیر مشخصات عملکردی سیستم های میکروتوربین تجاری خلاصه شده است. نرخ حرارتی و انرژی حرارتی قابل استفاده نیز بر اساس اطلاعات ارائه شده توسط سازندگان در مورد دبی و دمای جریان خروجی از توربین محاسبه شده اند. داده های جدول نشان می دهد که با افزایش ظرفیت میکروتوربین بازدهی الکتریکی آن نیز افزایش می یابد.

تولید همزمان برق و حرارت در میکروتوربینها

قیمت و مشخصه‌های عملکردی[1]	سیستم ۱	سیستم ۲	سیستم ۳
ظرفیت الکتریکی پایه (kW)	**۳۰**	**۷۰**	**۱۰۰**
قیمت پکیج ($/kW)	۱۰۰۰	۹۵۰	۸۰۰
قیمت کلی سیستم نصب شده ($/kW)	۲۵۰۰	۲۰۰۰	۱۵۶۰
بازده الکتریکی (%)	۲۳/۴	۲۵/۲	۲۷/۰
بازده کلی (%) [2]	۷۳	۶۴	۷۱

۱–اطلاعات از انتشارات صنایع و تولید کنندگان آورده شده اند. تولید کنندگان عبارتند از:
Capstone Model 330-30 kW, IR Energy Systems 70LM-70kW(two-shaft), **Bowman** TG80-80kW, Turbec T100-100kW, .اطلاعات برای دمای محیط ۵۹ درجه فارنهایت ارایه شده اند.

۲– بازدهی کل CHP نیز برابر است با مجموع توان الکتریکی خالص و آب داغ تولید شده برای تامین نیازهای حرارتی تقسیم بر کل سوخت ورودی به سیستم.

۳– اطلاعات مربوط به حداقل بازده بوده و امکان افزایش در زمان حاضر را دارد .

ممکن است میکروتوربین در حالت نیمه بار کار کند که در این حالت با تغییر دبی جریان و دمای ورودی مقدار توان مورد نظر حاصل می شود. لازم به ذکر است که شرایط محیط اثر قابل ملاحظه بر روی توان خروجی و بازدهی میکروتوربین ها دارند.

یکی از اقداماتی که ممکن است برای بهبود کارایی میکروتوربین ها مورد استفاده قرار گیرد، خنک کردن هوای ورودی می باشد. تجهیزات مورد نیاز برای این اقدام تا کنون بر روی میکروتوربین های موجود نصب نشده اند اما انتظار می رود که روش های مورد استفاده در خنک کردن هوا که در توربین های گازی بزرگ مورد استفاده قرار می گیرند، در میکروتوربین ها نیز به کار روند.

پتانسیلهای موجود برای CHP

ساده ترین ترکیب CHP با میکروتوربین ، در بخشهای تجاری ، صنعتی موارد زیر را در بر می گیرد :

- بارهای گرمایی و الکتریکی همزمان
- انرژی گرمایی به شکل آب داغ
- مصرف الکتریکی با نسبتهای تقاضای حرارت در دامنه ۰/۵ تا ۲/۵
- دارای ساعات کاری بیش از ۳۰۰۰ ساعت در سال

خروجی میکروتوربینها برای تولید گرما مورد استفاده قرار می گیرد که می توان مستقیما با استفاده از مبدل گرمایی آنرا به خشک کن یا فرایندهای پیش گرمایش فرستاد . این خروجی همچنین برای پیش گرمایش هوای احتراق بکار می رود .

آلاینده‌های گازهای خروجی

میزان انتشار آلاینده‌ها در میکروتوربین‌ها بسیار کم می‌باشد. از آنجا که مقدار آلاینده‌های میکروتوربین‌ها با در نظر گرفتن تدابیری داخل میکروتوربین به حد مجاز می‌رسند، نیازی به استفاده از روشهای کنترلی پس احتراقی در این سیستم‌ها نمی‌باشد.

اصلی‌ترین آلاینده میکروتوربین‌ها اکسیدهای نیتروژن (NO_x) ، مننوکسید کربن و هیدروکربن‌های نسوخته می‌باشند. مقدار کمی دی‌اکسید گوگرد نیز در این سیستمها تولید می‌شود. میکروتوربین‌ها طوری طراحی می‌شوند که در حالت تمام بار کمترین مقدار آلاینده را تولید نمایند و در نیمه بار مقدار آلاینده آنها افزایش می‌یابد.

قابلیت دسترسی در کشور

چون عمده تکنولوژی این تجهیزات در اختیار امریکا و چند کشور اروپائی است ، تاکنون امکان تهیه این تجهیزات در کشور میسر نشده است . مشخصات چند سازنده معروف این سیستم ها در در پیوست یک بخش سازندگان تجهیزات قابل دسترسی برای علاقمندان است .

فصل دوم

مکان های مناسب برای نصب و اجرای تولید همزمان برق و حرارت

مکان هائی که در اولویت نصب سیستم های همزمان هستند عبارت از واحد های صنعتی و کارخانجات بخصوص کارخانجات صنایع شیمیائی ، غذایی ، چوب و کاغذ ، صنایع فلزی و غیره است. در بخش تجاری ، عمومی و اداری نیز بیشتر در مکانهای آموزشی ، بیمارستانها ، فرودگاه ها و ساختمانهای اداری و غیره مورد استفاده قرار میگیرند . (توضیح تفصیلی پیوست شماره دو) دو نمونه اجرا شده از این سیستم ها بررسی می شوند :

نمونه اجرا شده در بخش تجاری :

فرودگاه بین المللی پودونگ شانگهای چین موردی از سیستم تولید همزمان برای ساعات اوج مصرف استفاده می نماید تا برق و گرمایش و سرمایش ترمینال این فرودگاه را تأمین نماید.

مشخصات فنی و اقتصادی سیستم :

ظرفیت تولید برق	توربین گاز با ظرفیت ۴۶۰۰ کیلووات
ظرفیت تولید بخار	توان بازیافت حرارت ۱۱ تن در ساعت بخار با فشار ۸ بار و دمای ۱۸۵ درجه سانتیگراد
سوخت مصرفی	گاز طبیعی
بازده الکتریکی	۲۹ درصد
بازده کل	۷۴ درصد
طول عمر	۲۵ سال
دوره بازگشت سرمایه گذاری	کمتر از ۶ سال

این سیستم ۱۶ ساعت در روز دراین فرودگاه بکار گرفته می شود و بدینوسیله ضمن اطمینان از تأمین انرژی لازم مستقل برای فرودگاه در هزینه های انرژی صرفه جوئی انجام خواهد شد .

این فرودگاه برای تأمین برق مصرفی کل خود به حدود ۲۸ مگا وات برق و برای گرمایش و سرمایش به ۲۰ تا ۶۵ تن در ساعت بخار نیازمند است . با استفاده از این سیستم تولید همزمان قادر است با توجه به فصول سال بین ۲۰ تا ۳۰ در صد از نیاز برق مصرفی و ۱۵ تا ۵۰ درصد از نیازگرمایش و سرمایش خود را تأمین نماید .

با توجه به اینکه بازده کل این سیستم در این فرودگاه بالاتر از بازده شبکه است ، بنابراین ضمن کاهش هزینه ها ، انتشار دی اکسید کربن نیز کاهش می یابد . [آژانس بین المللی انرژی]

نمونه اجرا شده در صنعت :

در کارخانجات گروه تولیدی آپار در انکلیشوار گجرات هندوستان که تولید کننده محصولات پلیمری و لاستیک مصنوعی است ، هزینه انرژی برق و بخار سهم عمده ائی در هزینه های تولید دارد . این کارخانه اولین پروژه تولید همزمان خود را در سال ۲۰۰۰ به اجرا در آورد . اطلاعات فنی و اقتصادی این پروژه در ذیل میاید :

مشخصات سیستم :

ظرفیت تولید برق	توربین گاز با ظرفیت ۱٫۵ مگاوات
ظرفیت تولید بخار	توان بازیافت حرارت ۴ تن در ساعت بخار با فشار ۱۰ کیلو گرم بر سانتیمتر مربع
سوخت مصرفی	گاز طبیعی

بازده کل	۶۳,۵۹
کاهش آلایندگی گازهای گلخانه ای	۴۰۱۷ تن دی اکسد کربن در سال

مشخصات اقتصادی سیستم : Source : Thermax India Ltd

کل هزینه های انجام پروژه	۱۷۶۰۰۰۰ دلار امریکا
هزینه های بهره برداری سیستم	۷۰۵۰۰۰ دلار در سال
هزینه تامین برق و بخار در صورت عدم استفاده از این سیستم	۱۲۲۰۰۰۰ دلار در سال
صرفه جوئی سالیانه	۵۱۵۰۰۰ دلار در سال
دوره بازگشت سرمایه گذاری	۳,۴ سال

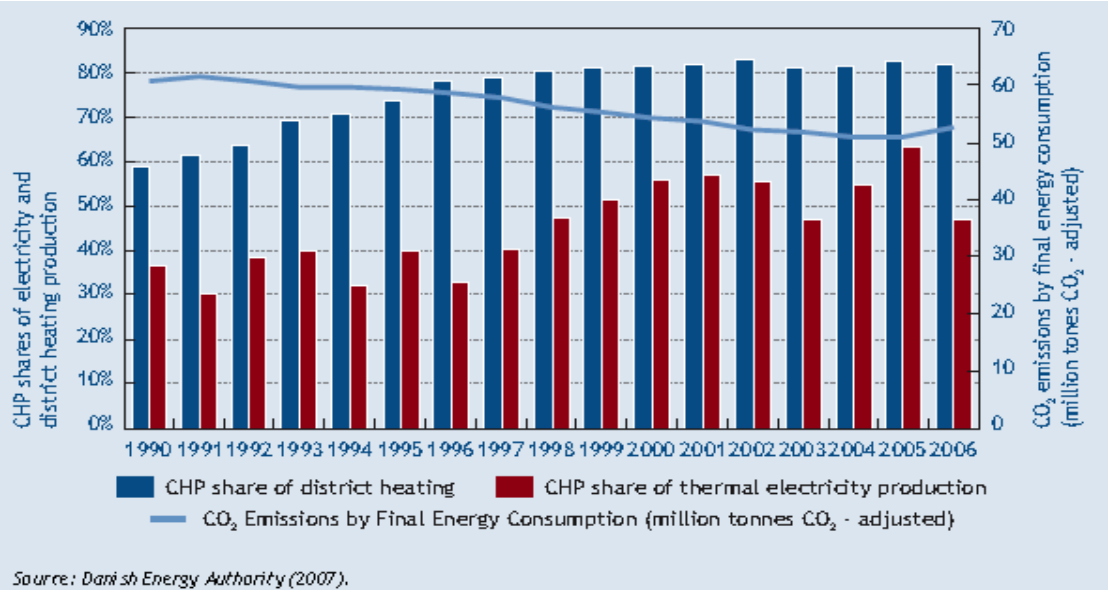
بعنوان یک نمونه جالب در کشور دانمارک که یکی از پیشروان در تولید همزمان برق و حرارت میباشد تولید برق از حالت متمرکز با نیروگاه های بزرگ در فاصله ۲۵ سال از ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۵ همواره در حال کاهش بوده و ۹۹,۴ درصد رشد منفی داشته است ، همینطور واحدهای بزرگ تولید همزمان برق وحرارت نیز کاهش رشدی به میزان ۷,۱۹ درصد در این دوره را دارد . در عوض واحدهای کوچک تولید همزمان برق وحرارت به میزان ۲۰۶۸ درصد یعنی بیش از بیست برابر در این دوره رشد داشته است . همینطور تولید کنندگان برق و حرارت که به خود وابسته اند و انرژی برق یا حرارت تولیدی را خودشان مصرف میکنند ۳۹۲ در صد رشد داشته است .

جدول مقایسه روش تولید برق و بخار در کشور دانمارک از سال ۱۹۸۰ تا سال ۲۰۰۵

Electricity Production by Type of Producer

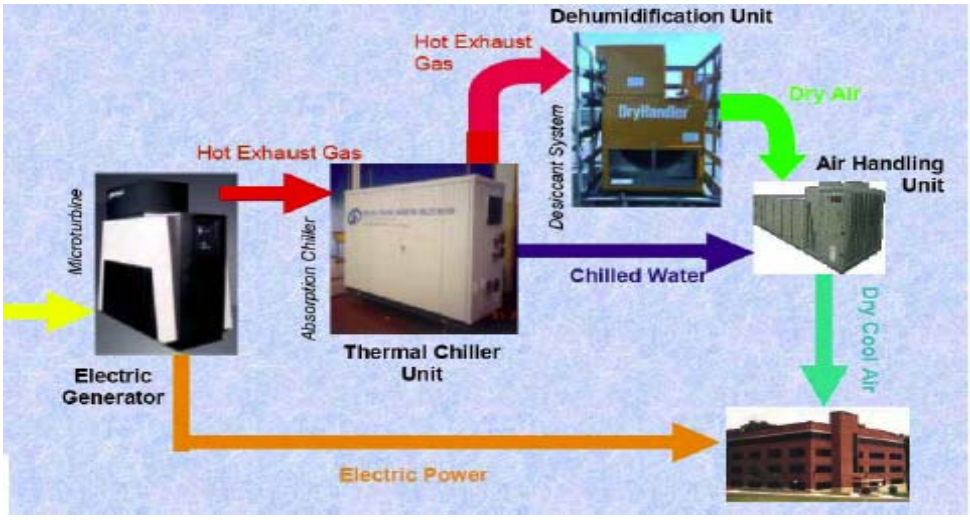
Direct Energy Content [TJ]	1980	1990	1995	2000	2002	2003	2004	2005	Change 90 - '05
Total Gross Electricity Production	**97 508**	**93 518**	**131 987**	**129 776**	**141 418**	**166 246**	**145 583**	**130 640**	**39.7%**
Large-scale Power Units	44 155	7 494	15 119	8 871	4 469	479	175	49	-99.4%
Large-scale CHP Units	52 056	80 639	96 216	73 809	86 462	112 828	88 501	74 932	-7.1%
- Electricity Production	36 026	50 157	61 383	41 584	50 840	77 273	55 002	39 230	-21.8%
Small-scale CHP Units	18	988	11 869	21 547	23 223	22 904	23 265	21 423	2068%
Autoproducers[1]	1 118	2 099	4 436	10 172	9 592	9 941	9 848	10 346	393%
- Electricity Production	-	-	17	14	7	14	14	15	.
- CHP	1 118	2 099	4 419	10 158	9 585	9 926	9 834	10 330	392%
Wind Turbines[1]	38	2 197	4 238	15 268	17 557	20 019	23 699	23 810	984%
Hydro Power Units[1]	123	101	109	109	114	76	95	81	-20%

در همین راستا در نمودار پائین سهم رشد سیستم تولید همزمان در گرمایش و سرمایش
متمرکز و همچنین کاهش درآلایندگی گاز دی اکسید کربن ناشی از این اقدامات در کشور دانمارک نشان داده شده است :



نمودار مقایسه رشد تولید همزمان و کاهش آلایندگی زیست محیطی در کشور دانمارک

نمونه ای از واحدهای تولید همزمان برق و حرارت با سایز کوچک که برای واحدهای تجاری و اداری هم اکنون مورد توجه و استفاده در دنیا قرار میگیرد بصورت شماتیک در ذیل نشان داده شده است که شامل میکرو توربین و چیلر جذبی میباشد :



روند تولید همزمان برق و حرارت در سایز کوچک برای استفاده برای واحد های مسکونی

سهم روشهای مختلف تولید برق و تولید همزمان و ظرفیت نصب شده این سیستم ها در چند کشور در پائین آورده شده است

در صد سهم روشهای تولید برق در سال ۲۰۰۵						
نام کشور	حرارتی	آبی	اتمی	تجدید پذیر	تولید همزمان	مگا وات نصب شده تولید همز مان
دانمارک	۷۰/۵۰	۰	۰	۲۹	۵۰	۵۶۹۰
هلند	۸۶/۷۳	۰	۴	۹	۳۰	۷۱۶۰
فنلاند	۳۲/۸	۲۰	۳۳	۱۴	۳۴	۵۸۳۰
لتونی	۲۹/۳۲	۶۹	۰	۲	۳۲	۵۹۰
روسیه	۶۵/۰۶	۱۹	۱۶	۰	۳۱ *	۶۵۱۰۰
اتریش	۳۵/۶۸	۵۸	۰	۶	۱۶	۳۲۵۰
چک	۶۵/۶۶	۳	۳۰	۱	۱۶	۵۲۰۰
مجارستان	۵۵/۵	۱	۳۹	۵	۱۸	۲۰۵۰
آلمان	۶۲/۵۳	۳	۴۲,۸۵	۷	۱۳ *	۲۰۸۴۰
لهستان	۹۷/۱۸	۱	۰	۱	۱۷	۸۳۱۰
اسلوانی	۳۵/۹۶	۲۴	۳۹	۱	۸	
ترکیه	۷۴/۴۴	۲۵	۰	۰	۵	۷۹۰
ایتالیا	۸۲/۹۵	۱۲	۰	۵	۹ *	۵۸۹۰
ژاپن	۶۳	۸	۲۷	۲		۸۷۲۳
پرتقال	۸۰/۹۴	۱۱	۰	۸	۱۱	۱۰۸۰
اسپانیا	۶۴/۰۵	۷	۲۰	۹	۱۱ *	۶۰۴۵
ایالات متحده	۷۱/۶۴	۷	۱۹	۲	۸ *	۸۴۷۰۷
چین	۸۱/۰۴	۱۷	۲	۰	۱۳ *	۲۸۱۵۳
استونی	۹۸/۸۱	۰	۰	۱	۱۰	۱۶۰۰
کانادا	۲۴/۹۷	۵۹	۱۴	۲	۶ *	۶۷۶۵
هند	۸۱/۵۰	۱۵	۲	۱	۵ *	۱۰۰۱۲
کره جنوبی	۶۰/۸۲	۱	۳۸	۰		۴۵۲۲
لیتوانی	۲۳/۸۵	۳	۷۳	۰	۱۲	۱۰۴۰
انگستان	۷۴/۴۸	۱	۲۰	۴	۷ *	۵۴۴۰
بلژیک	۴۰/۷۹	۰	۵۶	۳	۹	۱۸۹۰
یونان	۸۸/۶۳	۹	۰	۳	۲	۲۴۰
مکزیک	۷۸/۷۹	۱۲	۵	۴	۳ *	۲۸۳۸
سوئد	۲/۳۹	۴۷	۴۵	۶	۹	۳۴۹۰
اندونزی	۸۵/۹۳	۹	۰	۵		۱۲۰۳
ایرلند	۹۲/۵۲	۳	۰	۵	۳	۱۱۰
برزیل	۸/۵۹	۸۴	۲	۵	۱ *	۱۳۱۶
فرانسه	۱۰/۵۲	۹	۷۹	۱	۴ *	۶۶۰۰
ایران	۹۰/۶۴	۹	۰	۰		

- لازم به توضیح است که چهار ستون اول این جدول بر اساس اطلاعات اداره انرژی امریکـا و بـرای سـال ۲۰۰۵ تهیـه شده است و در ستون پنجم که با علامت * است از اطلاعات آژانش بین المللی انرژی استفاده شده و برای سال ۲۰۰۶ میباشد . با توجه به اطلاعات از دو منبع مختلف احتمال خطای جزئی وجود دارد .
- در ستون ششم نیز ظرفیت نصب شده تولید همزمان در چند کشور با استفاده از اطلاعات آژانس بین الملل انرژی آورده شده است .
- در ستون پنجم با غیر از علامت * از اطلاعات آژانس محیط زیست اروپا در سال ۲۰۰۴ استفاده شده است .
- واضح است که اطلاعات ستون پنجم میتواند جزئی از ستون اول باشد .

هدف گذاری هشت کشور صنعتی برای سال ۲۰۱۵ رسیدن به ۱۵ درصد و در ۲۰۳۰رسیدن به ۲۴ درصد تولید همزمان میباشد .

فصل سوم
قیمت های تمام شده برق

قیمت تمام شده برق و حرارت به تفکیک برای یک واحد موتور ژنراتور گاز سوز و یک واحد توربین گازی مجهز به بویلر بازیافت به تفکیک مؤلفه استهلاک سرمایه + تعمیر و نگهداری و هزینه سوخت (برای یک واحد ۵ مگاوات) عبارتند از:

الف ـ موتور ژنراتور گازسوز:

- قیمت تمام شده برق مربوط به استهلاک سرمایه+ تعمیر و نگهداری: ۱۲۹ (ریال بر کیلووات ساعت)
- قیمت تمام شده برق مربوط به هزینه سوخت: ۲۱۸ (ریال بر کیلووات ساعت)
- کل قیمت تمام شده برق: ۳۴۷ (ریال بر کیلووات ساعت)

- هزینه تبدیل انرژی به حرارت (استهلاک سرمایه+تعمیر و نگه داری): ۰,۰۳۳ (ریال بر کیلوکالری)

ب ـ توربین گاز با بویلر بازیافت:

- قیمت تمام شده برق مربوط به استهلاک سرمایه+تعمیر و نگهداری: ۱۲۷ (ریال بر کیلووات ساعت)
- قیمت تمام شده برق مربوط به هزینه سوخت: ۲۷۰ (ریال بر کیلووات ساعت)
- کل قیمت تمام شده برق: ۳۹۷ (ریال بر کیلووات ساعت)

- هزینه تبدیل انرژی به حرارت (مربوط به استهلاک سرمایه+تعمیر و نگهداری): ۰,۰۱۹ (ریال بر کیلوکالری)

در این محاسبات نرخ تنزیل ۱۲درصد و قیمتهای آزاد سوخت سال ۱۳۸۷ در نظر گرفته شده است. طول عمر فنی موتور ژنراتور گازسوز برابر ۱۵ سال و توربین گاز برابر ۲۵ سال لحاظ گردیده است.
تحلیل حساسیت نسبت به سایز و هزینه سرمایه گذاری و قیمت سوخت در پیوست شماره ۳ آورده شده است.

اطلاعات فنی و اقتصادی و قیمت تمام شده برق و حرارت به تفکیک ظرفیت واحدهای ژنراتور گازسوز و توربین گاز با بویلر بازیافت در جداول ۳-۱ و ۳ـ۲ آورده شده است. همچنین تحلیل حساسیت قیمت تمام شده برق و حرارت نسبت به هزینه سرمایه گذاری در جداول۳-۳، ۳ـ۴ ، ۳ـ۵ و ۳ـ۶ به تفکیک ظرفیت واحد ها نشان داده شده است. و تحلیل حساسیت قیمت تمام شده برق و حرارت نسبت به هزینه سوخت در جداول ۳ـ۷، ۳ـ۸، ۳ـ۹ و ۳ـ۱۰ به تفکیک ظرفیت واحد ها آورده شده است.

جهت بدست آوردن قیمت تمام شده برق و حرارت، قیمتهای آزاد سوخت در سال ۱۳۸۷ در محاسبات لحاظ گردیده است. نرخ تسعیر دلار برابر ۹۸۰۰ و نرخ تنزیل ۰/۱۲ در نظر گرفته شده است. هزینه سرمایه گذاری شامل هزینه خرید، حمل و نصب تجهیزات می باشد.

جدول ۳ـ۱: اطلاعات و هزینه های تبدیل و تولید به تفکیک هزینه تمام شده برق و حرارت برای ژنراتور گاز سوز

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد ٥
ظرفیت الکتریکی	**100kW**	**300kW**	**800kW**	**3 MW**	**5 MW**
هزینه سرمایه گذاری ($/kW)	۱۴۳۴	۱۱۳۶	۱۰۴۱	۹۵۸	۸۷۱
بازده الکتریکی(٪)	۴۰	۴۰/۵	۴۱	۴۱/۵	۴۱/۸
بازده کلی (٪)	۸۱	۷۷	۷۶	۷۵	۷۴
هزینه تعمیر و نگهداری (Rls/kWh)	۱۱۸	۱۱	۱۰	۸۸	۸۸
طول عمر فنی (سال)	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵	۱۵
ضریب بهره برداری	۰/۹۶	۰/۹۵	۰/۹۴	۰/۹۳	۰/۹۲
ضریب ارزش حال هزینه ها	۰/۱۴۶۸۲۴	۰/۱۴۶۸۲۴	۰/۱۴۶۸۲۴۲	۰/۱۴۶۸۲۴۲	۰/۱۴۶۸۲۴
خروجی بخار معادل (kW)	167	243	1025	3259	4508
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	321	163	151	140	129
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۲۲۸	۲۲۵	۲۲۳	۲۲۰	۲۱۸
هزینه تمام شده برق(Rls/kWh)	432	388	374	360	347
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	356				
هزینه تبدیل حرارت(Rls/kcal)	0.029	0.048	0.028	0.031	0.034

جدول ۳-۲: اطلاعات و هزینه های تبدیل و تولید به تفکیک هزینه تمام شده برق و حرارت برای توربین گاز با بویلر بازیافت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد٥
ظرفیت الکتریکی	**1 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**25 MW**	**40MW**
هزینه سرمایه گذاری ($/kW)	۱۶۸۵	۹۵۶	۹۱۸	814	۷۴۳
بازده الکتریکی(٪)	۱۲/۹	۲۷/۱	۲۹	34.3	۳۷
بازده کلی (٪)	۵۱	۶۱	۶۶	73	۷۴
هزینه تعمیر و نهگداری (Rls/kWh)	۸۸	۸۸	۸۳	۷۸	۶۹
طول عمر فنی (سال)	۲۵	۲۵	۲۵	25	۲۵
ضریب بهره برداری	۰/۹	۰/۸۹	۰/۸۸	۰/۸۶	۰/۸۵
ضریب ارزش حال هزینه ها	۰/۱۲۷۴۹۹۹۷	۰/۱۲۷۵	۰/۱۲۷۵	۰/۱۲۷۵	۰/۱۲۷۵
خروجی بخار معادل (kW)	2080	7800	14540	28020	40100
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	222	127	124	112	104
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۳۳۳	۲۶۹	۲۵۲	۲۱۳	۱۹۷
هزینه تمام شده برق(Rls/kWh)	555	397	375	325	301
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	326				
هزینه تبدیل حرارت (Rls/kcal)	0.025	0.019	0.020	0.024	0.025

جدول ۳-۳: نتایج قیمت تمام شده برق و حرارت به ازای ۲۰ ٪ افزایش هزینه سرمایه گذاری مربوط به ژنراتور گاز سوز

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد ٥
ظرفیت الکتریکی	100kW	300kW	800kW	3 MW	5 MW
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	362	196	181	169	155
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۱۸۲	۱۸۰	۱۷۸	۱۷۶	۱۷۵
هزینه تمام شده برق(Rls/kWh)	427	376	359	344	330
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	340				
هزینه تبدیل حرارت (Rls/kcal)	0.035	0.058	0.034	0.037	0.041

جدول ۳ـ٤: نتایج قیمت تمام شده برق و حرارت به ازای ۲۰ ٪ افزایش هزینه سرمایه گذاری مربوط به توربین گاز با بویلر بازیافت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد٥
ظرفیت الکتریکی	**1 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**25 MW**	**40MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	266	153	148	134	124
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۳۳۳	۲۶۹	۲۵۲	۲۱۳	۱۹۷
هزینه تمام شده برق(Rls/kWh)	599	422	400	347	321
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	349				
هزینه تبدیل حرارت (Rls/kcal)	0.030	0.023	0.024	0.029	0.030

جدول ۳ـ٥: نتایج قیمت تمام شده برق و حرارت به ازای ۲۰ ٪ کاهش هزینه سرمایه گذاری مربوط به ژنراتور گاز سوز بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد ٥
ظرفیت الکتریکی	**100kW**	**300kW**	**800kW**	**3 MW**	**5 MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	281	130	121	112	103
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۱۸۲	۱۸۰	۱۷۸	۱۷۶	۱۷۵
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	345	311	299	288	278
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	285				
هزینه تبدیل حرارت(Rls/kcal)	0.023	0.038	0.022	0.025	0.027

جدول ۳ـ٦: نتایج قیمت تمام شده برق و حرارت به ازای ۲۰ ٪ کاهش هزینه سرمایه گذاری مربوط به توربین گاز با بویلر بازیافت بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد٥
ظرفیت الکتریکی	**1 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**25 MW**	**40MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	177	102	99	90	83
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۳۳۳	۲۶۹	۲۵۲	۲۱۳	۱۹۷
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	511	371	351	302	280
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	304				7
هزینه تبدیل حرارت(Rls/kcal)	0.020	0.016	0.016	0.019	0.020

جدول ۳ـ۷: نتایج قیمت تمام شده برق به ازای ۲۵ ٪ کاهش هزینه سوخت مربوط به ژنراتور گاز سوز بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد ٥
ظرفیت الکتریکی	**100kW**	**300kW**	**800kW**	**3 MW**	**5 MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	321	163	151	140	129
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۱۳۷	۱۳۵	۱۳۴	۱۳۲	۱۳۱
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	341	298	285	272	260
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	268				

جدول ۳ـ۸: نتایج قیمت تمام شده برق به ازای ۲۵ ٪ کاهش هزینه سوخت مربوط به توربین گاز با بویلر بازیافت بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد٥
ظرفیت الکتریکی	**1 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**25 MW**	**40MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	222	127	124	112	104
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۲۵۰	۲۰۲	۱۸۹	۱۶۰	۱۴۸
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	472	329	312	272	251
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	273				

جدول ۳ـ۹: نتایج قیمت تمام شده برق به ازای ۲۵ ٪ افزایش هزینه سوخت مربوط به ژنراتور گاز سوز بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد ٥
ظرفیت الکتریکی	**100kW**	**300kW**	**800kW**	**3 MW**	**5 MW**
هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	321	163	151	140	129
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۲۲۸	۲۲۵	۲۲۳	۲۲۰	۲۱۸
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	432	388	374	360	347
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	356				

جدول ۳ـ۱۰: نتایج قیمت تمام شده برق به ازای ۲۵ ٪ افزایش هزینه سوخت مربوط به توربین گاز با بویلر بازیافت بر حسب ظرفیت

	واحد۱	واحد۲	واحد۳	واحد٤	واحد٥
ظرفیت الکتریکی	**1 MW**	**5 MW**	**10 MW**	**25 MW**	**40MW**

هزینه تبدیل برق (Rls/kWh)	222	127	124	112	104
هزینه سوخت (تولید) برق (Rls/kWh)	۴۱۷	۳۳۷	۳۱۵	۲۶۶	۲۴۷
هزینه تمام شده برق (Rls/kWh)	638	464	438	378	350
متوسط قیمت تمام شده برق (Rls/kWh)	380				

فصل چهارم
قیمت تضمینی خرید برق مطابق دستورالعمل ابلاغی معاونت محترم برق و انرژی

قیمت تضمینی خرید برق مطابق دستورالعمل ابلاغی معاونت محترم برق و انرژی با مفروضات و داده های زیر:

– بازده تولید برق ۴۰ درصد.

– کل تلفات شبکه برق از محل تولید تا تحویل به شبکه برابر ۳ درصد.

– بازده متوسط نیرو گاههای حرارتی (η_{ave}) برابر ۳۷,۲ درصد.

– نرخ تنزیل ۱۲ درصد.

– هزینه متوسط تولید برق در واحدهای تولید پراکنده برابر ۱۷۵,۵۹ (ریال بر کیلووات ساعت) و هزینه متوسط تبدیل برق برابر ۱۳۷,۸۸ (ریال بر کیلووات ساعت).

– نرخ های آزاد سوخت : گاز طبیعی برابر ۶۹۰ (ریال بر متر مکعب)، نفت گاز برابر ۵۰۷۱ (ریال بر لیتر) و نفت کوره برابر ۳۴۰۱ (ریال بر لیتر).

– نرخ های یارانه ای سوخت: گاز طبیعی برابر ۲۹,۲۸ (ریال بر متر مکعب)، نفت گاز برابر ۵۸,۵۶ (ریال بر لیتر) و نفت کوره برابر ۳۰,۷۴ (ریال بر لیتر).

– برای یک واحد تولید همزمان با سوخت گاز طبیعی و با کارآییهای حرارتی ۲۰ درصد، ۳۰درصد و ۴۰ درصد نرخهای خرید برق عبارتند از:

۱– بازده حرارتی مولد (η_t) برابر ۲۰ درصد:

متوسط نرخ تبدیل انرژی (تعدیل شده) برابر ۲۲۸/۲۶ (ریال بر کیلووات ساعت) و متوسط نرخ تولید انرژی (تعدیل شده) برابر ۳۹۲,۵۷ (ریال بر کیلووات ساعت).

۲– بازده حرارتی مولد (η_t) برابر ۳۰ درصد:

متوسط نرخ تبدیل انرژی (تعدیل شده) برابر ۲۴۴/۹۲ (ریال بر کیلووات ساعت) و متوسط نرخ تولید انرژی (تعدیل شده) برابر ۳۹۲,۵۷ (ریال بر کیلووات ساعت).

۳– بازده حرارتی مولد(η_t) برابر ۴۰ درصد:

متوسط نرخ تبدیل انرژی (تعدیل شده) برابر ۲۶۸/۵۱ (ریال بر کیلووات ساعت) و متوسط نرخ تولید انرژی (تعدیل شده) برابر ۳۹۲/۵۷ (ریال بر کیلووات ساعت).

ضریب تعدیل قراردادهای بلند مدت برای قرار داد ۵ ساله با فرض های زیر:

– CPI در ابتدای سال عقد قرارداد برابر ۱۹۰/۲ و در سال شروع پرداخت (با فرض نرخ تورم ۱۸درصد و فاصله یک سال میان عقد قرارداد و پرداخت) برابر ۲۲۴/۴۴.

– ضریب a برابر ۰,۵

– نرخ تسعیر یورو برابر ۱۲۷۹۳ریال در سال عقد قرار داد و برابر ۱۳۵۰۰ ریال در سال پرداخت.

ضریب تعدیل نرخ خرید قرار دادهای بلند مدت پنج ساله در سال اول برابر 1.03844902، در سال دوم برابر 1.105925858، در سال سوم برابر 1.177787239 ، در سال چهارم برابر 1.254318063 و در سال پنجم برابر 1.335821744 خواهد بود.

در پیوست شماره ۴ تفصیل محاسبات تضمین خرید برق و روابط مربوطه ذکر گردیده است.

فصل پنجم - قیمت فروش سوخت از سوی شرکت گاز و شرکت پخش فرآورده بر اساس ابلاغ وزارت نفت و پرداخت مابه التفاوت قیمت خرید سوخت بر اساس دستورالعمل ابلاغ شده معاون برق و انرژی

بازگشت به نامه شماره ۸۰۵۱۶/۳۰/۱۰۰ مورخ ۸۷/۷/۲۹ مقام عالی وزارت جناب آقای مهندس فتاح به وزیر محترم نفت در خصوص اعلام نرخ سوخت برای واحدهای همزمان پراکنده برق و حرارت (علی الخصوص بخش خصوصی) و پاسخ آن وزارت خانه در نامه شماره ۲۹۵۱۳۹-۳۰/۱۹ مورخ ۸۷/۱۰/۲۱ و همچنین اطلاعیه مدیرعامل محترم شرکت توانیر جناب آقای مهندس بهزاد در نامه شماره ۱۱/۳۰۳۵/۲۵۵ مورخ ۸۷/۸/۲۲ در خصوص اعلام نرخ آزاد و یارانه ای فروش سوخت (گاز طبیعی، نفت گاز و نفت کوره) از سوی شرکت پخش فرآورده در سال ۱۳۸۷ در جدول یک آورده شده است.

جدول ۱: نرخ آزاد و یارانه ای فروش سوخت برحسب ریال به ازای هر مترمکعب

نوع سوخت	گاز	نفت گاز (گازوییل)	نفت کوره (مازوت)
نرخ آزاد	٦٩٠	٥٠٧١	٣٤٠١
نرخ یارانه ای	٢٩/٢٨	٥٨/٥٦	٣٠/٧٤

- پرداختی بابت مابه التفاوت نرخ گاز در طول دوره صورتحساب

با فرض اینکه بازده نیروگاه ۴۰ درصد و ارزش حرارتی یک متر مکعب گاز طبیعی ۸۱۲۴ کیلو کالری بر متر مکعب وE=1Kwh (انرژی الکتریکی تحویلی نیروگاه به شبکه در طول دوره صورتحساب) باشد.

[ارزش حرارتی یک متر مکعب گاز× متوسط بازده) ÷(۸۶۰ × E)] × (نرخ نیروگاهی گاز- نرخ آزاد گاز)

۶۹۰- ۲۹/۲۸= ۶۶۰/۷۲

(۱ × ۸۶۰)÷ (۰/۴ ×۸۹۰۵)= ۰/۲۶۴۶

۶۶۰/۷۲ × ۰/۲۶۴۶= **۱۷٤/۸**

فصل ششم

میزان انتشار آلودگی هوا و صوت موتور ژنراتورهای گازسوز و توربین های گازی ومحدودیت انتشار آلودگی در شهرکهای صنعتی و شهرهای مسکونی و روشهای تقلیل آنها

٦-١- استانداردهای نشر

از منافع تولید همزمان برق وحرارت می توان به صرفه جویی در مصرف سوخت، کاهش آلاینده ها و در نتیجه کاهش هزینه های زیست محیطی اشاره نمود. صرفه جویی سوخت که ناشی از عدم نیاز به یک مولد حرارتی دیگر (مثل دیگ بخار در تولید جداگانه) می باشد و همچنین استفاده از سوختهای تمیز مثل گاز طبیعی از عوامل اساسی در کاهش آلایندگی اینگونه سیستم ها می باشد. مزیت زیست محیطی تولید همزمان برق و حرارت در استفاده از سوخت کمتر با بازدهی بالاتر و در نتیجه آلایندگی کمتر می باشد. در جداول (١) و (٢) میزان آلایندگی گاز طبیعی و بازده و میزان آلایندگی موتور ژنراتورهای گاز سوز وتوربین گازی جهت تولید همزمان برق و حرارت را نشان می دهد.

***جدول (١): میزان آلایندگی سوخت گاز طبیعی {http://www.oit.doe.gov } ***

نوع سوخت	Carbon/Energy (Mtc/Q)	NO_X (1b/MWh)	SO_2 (1b/MWh)	PM (1b/MWh)	Radioactivity (kBq/kWh)
گاز طبیعی	١٥	٣/٣	٠/٦٦	٠/٤	٩/٣

جدول(٢) : بازده و میزان آلایندگی موتور ژنراتورهای گاز سور و توربین گازی [http://www.oit.doe.gov]

فناوری	بازده الکتریکی(درصد)	بازده کلی (درصد)	NO_X (1b/MWh)
توربین گاز	٢٥-٤٠	>٨٥	١-٤
موتور ژنراتورهای گازسور	٢٥-٤٥	>٨٥	٢/٢-٢٨

٦-١-١- توربین گازی

فرآیند احتراق در یک توربین گازی با مقدار زیاد هوای اضافی انجام میشود، زیرا توان خروجی به دست آمده به میزان جریان جرمی توربین بستگی دارد.

توربین گازی از کم آلاینده ترین تجهیزات تولید توان با استفاده از سوخت فسیلی محسوب می گردد. آلاینده های اصلی توربین های گازی شامل اکسیدهای نیتروژن (NO_x)، منو اکسید کربن (CO) و ترکیبات آلی فرار (VOC)[1] می باشد.

لازم به ذکر است که مقدار NO_x در گاز خروجی توربین های گازی بسیار کم است. بدلیل بازدهی بالا و استفاده از گاز طبیعی به عنوان سوخت اولیه، مقدار دی‌اکسید کربن CO_2 بر واحد کیلووات ساعت که در توربین های گازی تولید می‌شود کمتر از دیگر تکنولوژیهای فسیلی مورد استفاده می‌باشد. آلاینده های دیگری از قبیل اکسیدهای گوگرد (SO_x) و ذرات معلق نیز بسته به نوع سوخت مصرفی تولید شوند.

1-Volatile Organic Compounds

استفاده از سوختهای گوگرد دار موجب تولید ترکیبات گوگرددار مخصوصاً SO_2 می شوند. مقدار SO_x تولید شده در توربین های گازی از گاز طبیعی که گوگرد آن استخراج شده و یا نفت تقطیر شده استفاده می نمایند، نسبتاً کم می باشد. به طور کلی انتشار SO_x در هنگام استفاده از سوختهای سنگین بیشتر است. خاکستر و ترکیبات فلزی موجود در سوخت ممکن است موجب ایجاد ذرات معلق در گازهای خروجی شود.

جدول (۳). حد مجاز انتشار گازهای گلخانه ای و آلاینده را از توربین های گازی نشان می دهد.

جدول(۳) :حد مجازانتشار گازهای گلخانه ای و آلاینده از توربین های گازی [ETSU Web site,2000]

	NO_x g/kwh	CO_2 g/kwh	SO_2 g/kwh
احتراق گازطبیعی	۱/۱	۶۱۰	ناچیز
احتراق نفت گاز	۱/۶	۸۰۰	۱/۴

- **میزان NO_x**

مقدار NO_x تولید شده تابعی از دمای شعله می باشد به طوری که در دماهای شعله پایینتر مقدار NO_x کمتری تولید می شود. در گذشته برای کنترل میزان NO_x ، از تزریق آب یا بخار و یا استفاده از نسبت سوخت به هوای همگن و کمتر به منظور ایجاد شعله‌ای با دمایی کمتر از دمای آدیاباتیک استوکیومتریک استفاده می شد. در سیستم های احتراق قدیمی، مخلوط کردن سوخت و هوا و احتراق در یک محفظه مشترک صورت می گرفت و باعث ایجاد نقاطی با دمای بالا می شد که محل اصلی تشکیل NO_x می باشد. در سیستم های جدید، هوا و سوخت قبل از ورود به محفظه احتراق با نسبت سوخت به هوای رقیقی با یکدیگر مخلوط می شوند که این اقدام حداکثر دمای شعله را در مقدار متوسطی نگه می دارد.

لازم به ذکر است که انتشارNO_x بر اساس هماهنگی توربین ها با محدودیتهای جریان برای سوخت گازی ۶۰ppm و سوخت نفتی ۸۰ppm می باشد.

- **CO و VOC**

CO و VOC ها از احتراق ناقص سوخت تولید می شوند. به دلایل ایمنی و سلامتی لازم است مقدار CO کمتر از PPM ۵۰ باشد. این مقدار در گذشته به راحتی قابل دسترس بود اما در حال حاضر به دلیل استفاده از روشهای کنترل NO_x که موجب افزایش CO می شوند، رسیدن به حد مورد نظر مشکل تر شده است.

- **دی اکسید کربن (CO_2)**

دی اکسید کربن به دلیل تاثیری که بر روی افزایش دمای اتمسفر ایجاد می نماید جزء گازهای گلخانه ای محسوب می شود. میزان CO_2 تولید شده تابعی از میزان کربن موجود در سوخت و بازدهی سیستم می باشد. مقدار کربن در گاز طبیعی ۳۴پوند برMMBTU ، در نفت ۴۸ پوند بر MMBTU و در ذغال (بدون خاکستر) ۶۶ پوند بر MMBTU می باشد.

- مشخصات آلاینده‌های خروجی توربین گاز

در جدول زیر آلاینده‌های موجود در گازهای حاصل از احتراق ۵ سیستم نمونه نشان داده شده است. مقدار آلاینده‌های نشان داده شده بدون استفاده از تصفیه گاز خروجی از توربین بوده و مقادیر تضمینی سازندگان می‌باشند. به دلیل خاص بودن سیستم احتراق هر مدل توربین گاز، لازم است در هنگام بحث در مورد فناوریهای کنترل آلاینده‌ها و میزان اننتشار آلاینده آنها تمایز انجام شود. این تمایز بین فناوری که تجاری شده، فناوری که از نظر تکنیکی به اثبات رسیده ولی هنوز تجاری نشده و فناوری که از نظر فنی امکان پذیر است اما به صورت تجاری قابل دسترس نمی‌باشد صورت می‌گیرد.

اضافه کردن کنترلرها ممکن است میزان NO_x و CO را ۸۰ تا ۹۰ درصد کاهش دهد. برای بسیاری از سیستم‌های توربین گاز تامین کننده برق محلی، از تصفیه گازهای خروجی اجتناب می‌شود زیرا بر روی هزینه اولیه و عملکرد تاثیر می‌گذارند.

جدول (۳): مشخصات آلاینده‌های توربین گاز بدون مولد بخار بازیافت حرارت و کنترل جریان خروجی [www.epa.gov/chp]

هزینه‌های عملکرد و نگهداری	سیستم ۱	سیستم ۲	سیستم ۳	سیستم ٤	سیستم ٥
ظرفیت الکتریکی kW	۱٫۰۰۰	۵٫۰۰۰	۱۰٫۰۰۰	۲۵٫۰۰۰	۴۰٫۰۰۰
بازدهی الکتریکی، HHV	٪۲۲	٪۲۷	٪۲۹	٪۳۴	٪۳۷
(ppm) NOx	۴۲۱	۲۵۲	۲۵	۲۵	۲۵۳
۴ (lb/MWh) NOx	۲/۴۳	۱/۱۶	۱/۰۸	۰/۹۲	۰/۳۱
۵(ppmv)CO	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
(lb/MWh)CO	۰/۷۱	۰/۵۶	۰/۵۳	۰/۴۵	۰/۸۵
(lb/MWh)CO2	۱/۸۸۷	۱/۵۱۰	۱/۴۱۱	۱/۱۹۳	۱/۱۰۶
کربن (lb/MWh)	۵۱۵	۴۱۲	۳۸۵	۳۲۶	۳۰۲

۱- ppm ۴۲ نشان دهنده مقدار تضمینی برای سیستم توربین گاز یک مگاواتی است. بسیاری از مدلها در این محدوده اندازه نمی‌توانند دارای DLN باشند و هنوز از سیستم احتراق قدیمی استفاده می‌کنند.

۲- توربین‌های solar انتشار NO_x به میزان ppm ۱۵ را در یک توربین ۵ مگاواتی تضمین کرده‌اند. این سیستم توربین گاز خاص دارای پوشش سرامیکی در محفظه احتراق می‌باشد که استفاده از آن در خطوط تولید معمول نیست.

۳- ۹ppm در سیستم‌های صنعتی (مانند GE6B و ALSTOMGT10) که دارای دمای احتراق و نسبت فشار پایینتر (که موجب کاهش بازدهی می‌شود) هستند قابل دسترس می‌باشند.

۴- تبدیل از واحد حجمی (ppm در ۱۵ درصد اکسیژن) به نرخ بر اساس خروجی (پوند بر مگاوات ساعت) برای NO_x و CO بر اساس ضرایب تبدیل ارائه شده توسط Catalytica Energy Systems می‌باشد.

۵- نصب کنترلرهای اکسیداسیون کاتالیک CO بر روی سیستم توربین‌های گازی حدود ۹۰ درصد CO را کاهش میدهد. اخیراً استفاده از کاتالیست‌های CO برای دستیابی به CO کمتر از ppm ۵، ممکن شده است.

٦-۱-۲- موتور ژنراتور گازسوز

با حساسیتهای اقتصادی و زیست محیطی که در طول سه دهه گذشته اعمال شده این نوع تکنولوژی پیشرفت زیادی کرده و منجر به افزایش بازده سوخت و کاهش آلودگی شده است. در موتورهای گازسوز پیشرفته با بهبود طراحی کنترل احتراق سطح تولید NO_x به ۵۰ ppmv در ۱۵ درصد اکسیژن (بر پایه گاز خشک) رسیده است.

مهمترین مسئله موتورهای پیستونی آلایندگی آنها می‌باشد. عناصر اصلی گازهای آلاینده خروجی این موتورها اکسیدهای نیتروژن (NO_x)، منواکسید کربن (CO) و ترکیبات الی فرار (VOCها و هیدروکربنهای نسوخته) می‌باشند. وجود آلاینده‌های دیگر مثل اکسیدهای گوگرد (SO_x) و ذرات جامد معلق (PM) به سوخت مورد استفاده بستگی دارد. انتشار ترکیبات گوگرد به خصوص SO_2 به مقدار گوگرد سوخت وابسته است. انتشار SO_x در موتورهایی که گاز طبیعی یا نفت تقطیر شده می‌سوزانند که در پالایشگاه گوگردشان استخراج شده ناچیز است. معمولاً انتشار SO_x تنها در موتورهای دیزلی کم سرعت و بزرگ با سوخت مازوت زیاد است. ذرات جامد معلق (PM) از آلاینده‌های مهم موتورهایی که از سوخت مایع استفاده می‌کنند، می‌باشند.

انتشار NO_x مساله اصلی در استفاده از موتورهایی است که گاز طبیعی می‌سوزانند و اغلب ترکیبی از NO و NO_2 با نسبت های مختلف می‌باشد. مقدار NO_x در اندازه‌گیریها با واحد PPMV گزارش می‌شود. در موتورهای پیستونی این مقدار با gm/hp-hr نیز بیان می‌شوند. در بین موتورها، موتورهایی که گاز طبیعی رقیق می‌سوزانند کمترین NO_x و موتورهای دیزل بیشترین NO_x را انتشار می‌دهند.

کنترل حداکثر دمای شعله با احتراق گاز رقیق یکی از راههای محدود نمودن NO_x در موتورهای گازسوز است. موتورهای دیزل دمای احتراق بالاتر و درنتیجه NO_x بیشتری تولید می‌کنند.

در موتورها معمولاً برای کاهش انتشار NO_x و افزایش بازده بررسی‌های بسیاری انجام شده تا راه حل مناسب انتخاب گردد. این مسئله درمورد کاهش انتشار محصولات نیم سوخته احتراق (CO و هیدروکربنهای نسوخته) نیز وجود داشته است. برای نهایی نمودن این موازنه سه راه وجود دارد که مقررات زیست محیطی و اقتصاد پروژه تعیین کننده بهترین روش است. اولین راه کنترل مقدار NO_x و رساندن آن به کمترین حد قابل قبول در ازای مقداری کاهش بازده و بیشترین انتشار CO و هیدروکربن می‌باشد. دومین راه یافتن یک بالانس بهینه بین انتشار آلاینده‌ها و بازده است. سومین راه طراحی موتور برای بالاترین بازده و استفاده از کنترلرهای مجهز گاز خروجی می‌باشد.

جدول (۴). حد مجاز انتشار گازهای گلخانه ای و آلاینده را از توربین های گازی نشان می دهد.

جدول (٤) : حد مجاز انتشار گازهای گلخانه ای و آلاینده از موتور ژنراتورگازسوز
[ETSU Web site,2000]

SO_2 g/kwh	CO g/kwh	NO_x g/kwh	CO_2 g/kwh	
ناچیز	۱-۲	۱۵-۲۵	۵۸۰	با سوخت گاز طبیعی

٦-۲- کنترل آلاینده های گازهای خروجی

کنترل میزان NO_x هدف اولیه مراکز تحقیقاتی کنترل آلاینده می باشد. روشهای کنترل آلاینده های اصلی به طور مختصر در این قسمت توضیح داده شده اند .

۶-۲-۱- تزریق رقیق کننده

اولین روشی که برای کاهش مقدار NO_x مورد استفاده قرار گرفت تزریق آب یا بخار در ناحیه‌های دما بالای شعله بود. آب و بخار رقیق کننده های قوی می باشند که باعث سرد شدن مناطق گرم شعله و بنابراین کاهش مقدار NO_x تولید شده می شوند. اما تعیین محل دقیق تزریق امکان پذیر نمی باشد و مقداری NO_x تولید می‌شود . بسته به مقدار NO_x منتشر شده در صورت عدم استفاده از کنترلر ، تزریق بخار یا آب مقدار NO_x را به میزان ۶۰ درصد یا بیشتر کاهش می دهد. مقدار NO_x تولید شده در هنگام استفاده از گاز طبیعی، با تزریق آب یا بخار حدود PPM ۲۵ (در ۱۵ درصد اکسیژن) است. اما در هنگام استفاده از نفت تقطیر شده مقدار NO_x فقط تا ۴۲ تا ۷۵ PPM کاهش می یابد. آب و بخار جریان جرمی عبوری از توربین را افزایش می‌دهند و باعث تولید توان بیشتری می شوند . در صورتی که از حرارت خروجی برای گرم کردن بخار استفاده شود، بازدهی کل کمی افزایش می یابد . برای جلوگیری از تشکیل رسوب در توربین لازم است مواد معدنی آب مورد استفاده سختی گیری شود، هر چند این اقدام باعث افزایش پیچیدگی و قیمت کل مجموعه می شود. همچنین تزریق رقیق کننده باعث کاهش دما در ناحیه احتراق شده و بنابراین مقدار CO تولید شده را افزایش می دهد .

٦-۲-۲-احتراق از پیش مخلوط شده رقیق[1] (DLN)[1]

[1]-Lean Premixed Combustion

احتراق رقیق نسبت سوخت به هوا در نواحی که NO_x تولید می شوند را کاهش می دهد، طوری که حداکثر دمای شعله کمتر از دمای شعله آدیاباتیک استکیومتریک می شود و میزان NO_x تولیدی کاهش می‌یابد.
در احتراق از پیش مخلوط شده رقیق، هوای تراکم و سوخت گازی قبل از ورود به محفظه احتراق مخلوط می‌شوند و بدین ترتیب ناحیه های گرمی که در آنها NO_x زیادی ایجاد می شد از بین می روند. در هنگام استفاده از DLN لازم است محفظه مخلوط کننده و قسمت ورودی محفظه احتراق طوری طراحی شوند که شعله بر نگردد . برای استفاده بهینه از DLN لازم است طراحی توربین و محفظه احتراق با هم انجام شود. به کارگیری روش نامبرده میزان NO_x تا ppm۹ قابل دستیابی است .
تمام سازندگان توربین گاز، حداقل در بخشی از خطوط تولیدشان از محفظه های احتراق DLN استفاده می‌نمایند. سازندگان توربین معمولاً مقدار ۱۵ تا ۴۲ ppm ، NO_x را با استفاده از این فناوری تضمین می‌نماید. در هنگام استفاده از نفت تقطیر شده معمولاً NO_x منتشر شده تا مقدار ppm۴۲ تضمین می‌شود که با DLN و یا ترکیب آن با تزریق آب حاصل می‌گردد.

٦-٢-٣- کاهش کاتالیتیک انتخابی (SCR) [2]

اصلی ترین روش کنترل NO_x پس ازاحتراق کاهش کاتالیتیک انتخابی است. در این روش آمونیوم به دود تزریق می‌شود و با NO_x ترکیب می‌شود تا گاز نیتروژن و آب تولید نماید. سیستم SCR در مسیر خروجی، معمولاً در جایی از مولد بخار بازیافت حرارت قرار می‌گیرد که دمای گازهای خروجی با دمای عملکرد SCR مطابقت داشته باشند. محدوده دمایی عملکرد SCR از ۴۰۰ تا ۸۰۰ درجه فارنهایت می‌باشد.
هنگام استفاده از SCR و DLN به صورت سری مقدار NO_x بین ۲ تا ۵ ppm می‌باشد.
سیستم‌های SCR گران می‌باشند و در قیمت سیستم‌های کوچک تاثیر بسیار زیادی دارند. برای بکار گیری این روش لازم است آمونیاک که ماده شیمیایی خطرناکی است در سایت ذخیره شود. به علاوه ممکن است آمونیاک بدون انجام واکنش از سیستم خارج گردد که بر خلاف مقررات محیط زیست می‌باشد.

٦-٢-٤- کاتالیست‌های اکسیداسیون منوکسید کربن

کاتالیست‌های اکسیداسیون منوکسید کربن به منظور کنترل مقدار CO در خروجی توربین مورد نظر مورد استفاده قرار می‌گیرند. تعدادی از سیستم‌های SCR دارای قسمتهایی برای اکسیدکردن CO می‌باشند که باعث کاهش NO_x و CO به طور همزمان می‌شود. کاتالیست CO موجب اکسیده شدن CO و ترکیبات هیدروکربنی و تبدیل آن به آب و CO_2 می‌شود. کاتالیست معمولاً از فلزهای گران قیمت مانند پلاتین، پالادیم و رودیم ساخته می‌شود. این کاتالیست‌ها مقدار VOC ها و نیز آلاینده‌های خطرناک آلی را نیز کاهش می‌دهند. کاتالیست‌های CO مقدار CO را به میزان ۹۰ درصد و فرمالدئید را ۸۵ تا ۹۰ درصد کاهش می‌دهد.

٦-٢-٥- احتراق کاتالیکی

در احتراق کاتالیکی، سوختها در شرایط رقیق در حضور کاتالیست اکسید می‌شوند. در هنگام استفاده از این روش نیز به منظور بهینه سازی لازم است طراحی توربین و محفظه احتراق تواماً انجام شود.

٦-٢-٦-سیستم‌های جذبی کاتالیکی

---

[1]-Dry Low NO_x

[2]- Selective Catalytic Reduction

$SCONO_x$ جایگزینی برای SCR می‌باشد که انتشار NO_x را به کمتر از ۲/۵ ppm میرساند و CO را ۱۰۰٪ حذف می‌نماید. $SCONO_x$، تبدیل کاتالیکی CO و NO_x را با یک فرایند جذبی ترکیب می‌نماید تا آمونیوم به کار رفته در فناوری SCR حذف شود.

فناوری $SCONO_x$ در مراحل اولیه وارد شدن به بازار می‌باشد. نکاتی که ممکن است بر روی میزان کاربرد آن اثر بگذارد شامل بالا بودن قیمت اولیه آن، پیچیدگی سیستم، زیاد بودن هزینه و نیازهای (بخار، گاز طبیعی، هوای متراکم و برق مورد نیاز می‌باشند) تجهیزات جانبی آن و افزایش میزان انتشار NO_x با گذشت زمان است که نیاز به خاموش کردن واحد به مدت ۱ تا ۲ روز در هر ۶ تا ۱۲ ماه دارد.

٦-٣- استاندارد آلودگی صوتی

تمام سیستم های تولید همزمان برق وحرارت دارای یک محرک اصلی هستند که صدا را در سطوح اتصال و جریان داخل دودکش انتشار میدهند. اکثر این سیستم ها یکسری تجهیزات جانبی دارند که صدای پیوسته و متناوب تولید می کنند. کلیّه‌ی مولّدها تولید همزمان برق وحرارت موظّف به رعایت حدود مجاز آلودگی صوتی به استناد ماده ۲ آیین نامه اجرایی نحوه جلوگیری از آلودگی صوتی موضوع تصویب نامه شماره ۶۰۷۴۲/ت ۱۶۵۲۵ ه مورخ ۷۸/۴/۱ هیئت وزیران و با رعایت جزء ۳ بند ج مصوبه شماره ۱۹۰۱/۵۶۰۶۱ مورخ ۸۶/۴/۲۴ شورایعالی اداری میباشند. حد مجاز آلودگی صوتی در جدول (۵) با توجّه به نوع منطقه و زمان بهره‌برداری آورده شده است.

جدول (۵) : حدود مجاز آلودگی صوتی موضوع ماده (۲) آیین نامه اجرایی نحوه جلوگیری از آلودگی صوتی

ردیف	نوع پهنه	تراز متوسط روز (۷ صبح تا ۱۰ شب)	تراز متوسط شب (۱۰ شب تا ۷ صبح)
۱	مسکونی	۵۵	۴۵
۲	تجاری-مسکونی	۶۰	۵۰
۳	تجاری- اداری	۶۵	۶۰
٤	مسکونی- صنعتی	۷۰	۶۰
۵	صنعتی	۷۵	۶۵

- روشهای تقلیل آلودگی صوتی

تجهیزات سیستم های تولید همزمان برق و حرارت به طور پیوسته بهره برداری می شوند و برای حفاظت در برابر منابع صدا متناوب مانند تهویه ها، پمپ ها وکمپرسورها باید توجه کافی مبذول شود. موتورها و توربینهای گازی جهت کاهش صدای خروجی اغلب نیاز به یک صدا خفه کن در دودکش دارند که توسط یک بویلر بازیافت حرارتی صداگیر این مسئله را می توان برطرف نمود. به دلیل ارتفاع دودکش، نوع موتور یا توربین و طراحی سیستم بازیافت حرارت یا سایر عوامل ممکن است که صداگیری در خروجی لازم باشد. مقادیر خروجی برای توربینهای گازی و موتور ژنراتورهای گازسوز در جدول(۶) نشان داده شده است.

جدول (٦) : میزان صدا از محرک های اصلی CHP [ETSU Web site,2000]

فرکانس (هرتز)	۱۲۵	۲۵۰	۵۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	٤۰۰۰	۸۰۰۰
توربین گازی (dB)	۱۲۰	۱۲۰	۱۱۶	۱۱۲	۱۱۰	۱۰۵	۹۵
موتورژنراتورگازسوز	۱۲۵	۱۲۶	۱۲۰	۱۱۲	۱۰۰	۹۲	۸۲

جهت تحقق استانداردهای آلودگی صوتی طراحی صدا خفه کن (Silencer) برای محرک اصلی باید بر اساس نمودار میزان صدا انجام گیرد. صدا خفه کن هایی قابل استفاده اند که صدای خروجی را تا حدود ۸۰ دسی بل کاهش دهند.

صدا خفه کن خروجی باید میزان صدا را بدون ایجاد یک فشار مضاعف روی صدا خفه کن کاهش دهد و همچنین بر روی عملکرد و بازده محرک اصلی تاثیری نداشته باشد. اغلب سیستم های تولید همزمان برق و حرارت دارای یک مجرای فرعی (by-pass) خروجی می باشند به طوری که محرک اصلی می تواند برای زمانهای کوتاه بدون بازیافت حرارتی کار کند. یک صدا خفه کن باید به گونه ای در مجرای فرعی قرار گیرد تا میزان صدا در خروجی مخزن مجاز باشد. یک محدود کننده صوتی معمولاً در اطراف محرک اصلی CHP به منظورکاهش صدای محیطی نصب میشود. مدخل هواکش و مجاری خروجی این سیستم ها نیازمند صدا خفه کن های کوچک می باشند.

سیستم های تولید همزمان برق و حرارت دارای تعدادی تجهیزات جانبی مانند: فن ها، پمپ ها و موتورهاست که احتمالاً تضعیف صدای آنها ضروری است. به ویژه سیستم های کمپرس هوا یا سوخت، نیاز به کاهش صوت یا محصور کردن صوت جهت حذف صدای تولیدیشان را دارند. از آنجا که موتور ژنراتورهای گازسوز صدای بیشتری از توربین های گازی در فرکانس پائین ایجاد می کنند، این مسئله در طراحی حفاظ صوتی آنها باید لحاظ شود. فونداسیون و پایه های موتور نیاز به کنترل ارتعاشات موتور دارند، به ویژه این مسئله برای ماشینهای بزرگتر با سرعت کم، اهمیت بیشتری دارد.

توربین های گازی نوسان زیادی ندارند، اما طراحی یک توربین با احتراق داخلی، کنترل صوتی نیاز دارد.

فصل هفتم : مراحل اخذ مجوز احداث و بهره برداری مولد

کلیه شرایط، تعاریف ، مراحل اداری اخذ مجوز برای احداث و بهره برداری از مولد در دستورالعمل مورخ ۸۷/۷/۳۰ ابلاغی از سوی معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو تشریح گردیده است.

۱- طرح و اجرای احداث و اقداماتی نظیر تهیه زمین ساختگاه ، انعقاد قراردادهای خرید ، نصب و راه اندازی مولد و احداث شبکه اختصاصی بر عهده سرمایه گذار است (واحد جلب مشارکت در شرکتهای توزیع برق آماده هرگونه راهنمائی، مساعدت و همکاری لازم است.)

۲- به منظور صدور پروانه احداث ، سرمایه گذار می تواند با تکمیل فرم درخواست وارائه گزارش فنی و تأمین مالی به واحد جلب مشارکت و یا کمیته ارزیابی درخواست پروانه احداث نماید.(کلیه شرایط لازم در این زمینه در دستورالعمل فوق آورده شده است.)

۳- هر شخص(حقوقی – حقیقی) میتواند بارعایت شرایط پیش گفته فرم در خواست در خصوص یک ساختگاه معین و یا محدوده خاص را تکمیل و به واحد جلب مشارکت ارایه نماید .(واحد جلب مشارکت با انجام بررسی لازم ، حداکثر ظرف دو روز کاری نسبت به صدور مجوز اقدام می کند.)

۴- درخواست برای احداث و اتصال مولد با ظرفیت کمتر از ۷ مگاوات توسط واحد جلب مشارکت شرکت توزیع نیرو ظرف ۵ روز بررسی و درصورت تأیید ، ظرف ۲ روز کاری به سرمایه گذار تسلیم می گردد.

۵- درخواست برای احداث و اتصال مولد با ظرفیت کمتر از ۱۵ مگاوات توسط واحد جلب مشارکت شرکت برق منطقه ای ظرف ۵ روز بررسی و درصورت تأیید ، ظرف ۲ روز کاری به سرمایه گذار تسلیم می گردد.

۶- واحدهای جلب مشارکت ، درخواست پروانه احداث برای ظرفیت های بالاتر را به کمیته ی ارزیابی ارسال و مراتب به سرمایه گذار اعلام می شود و کمیته ارزیابی موارد واصله را بررسی و ظرف حداکثر ۱۰ روز کاری پروانه احداث را به سرمایه گذار ارایه می نماید.

فصل هشتم

انشعاب پشتیبان

۱- سرمایه‌گذار احداث مولد مقیاس کوچک می‌تواند، نسبت به تقلیل قدرت قراردادی انشعاب برق خود اقدام نماید و شرکت‌های برق منطقه‌ای و یا توزیع نیروی برق موظفند مطابق با آیین‌نامه تکمیلی تعرفه‌های برق هزینه‌های انشعاب قدرت تقلیل یافته را به قیمت‌های روز به سرمایه‌گذار پرداخت نمایند.

۱-۱ شرکت توانیر موظف است معادل میزان پیش‌بینی شده برای هزینه اجرای این ماده را در بودجه سنواتی (و یا اصلاحیه بودجه) شرکتهای برق منطقه‌ای و توزیع نیروی برق منظور نماید.

۱-۲ سرمایه‌گذار می‌تواند پس از تأدیه یک جای هزینه انشعاب قدرت تقلیل یافته ـ تا مدت۲ ماه ـ با عودت عین مبالغ دریافت شده، قدرت قراردادی را از قدرت تقلیل یافته به قدرت قبل (تا سقف قدرت تقلیل یافته) درخواست نماید.

۲- سرمایه‌گذار می‌تواند تا سقف قدرت تقلیل یافته و یا ظرفیت مطمئن مولد، تقاضای «انشعاب نوع دوم» به صورت معاف از پرداخت هزینه انشعاب نماید.

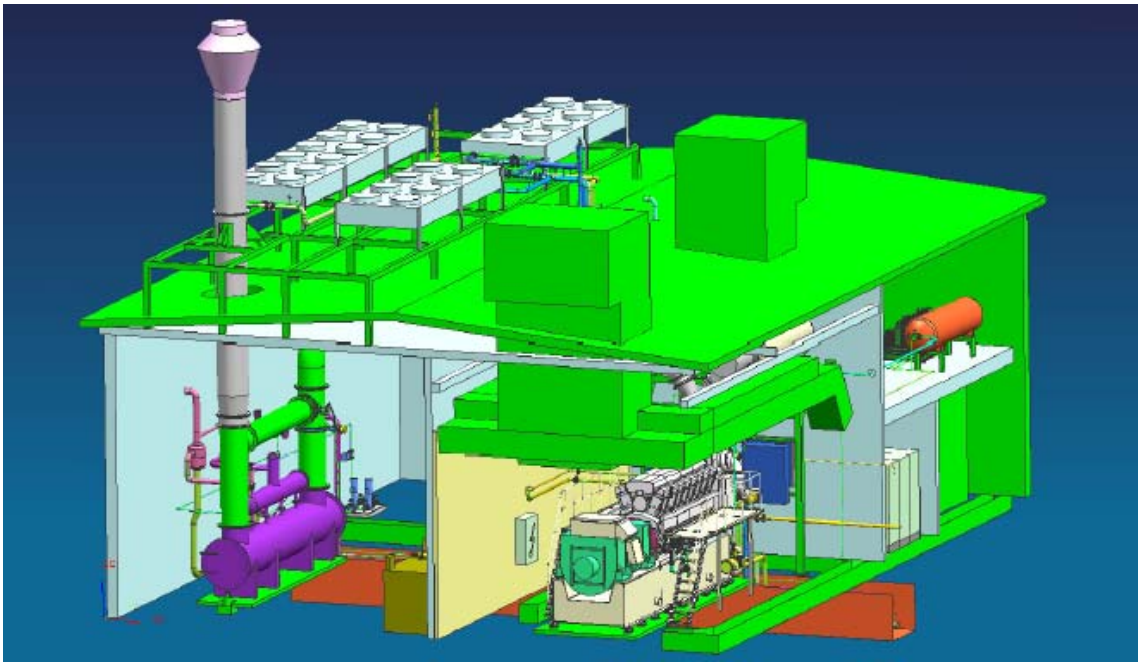
۲-۱ بهای برق مصرفی «انشعاب نوع دوم» براساس تعرفه عادی مربوطه (حسب نوع مصرف) محاسبه و دریافت می‌گردد، مأخذ محاسبه بهای دیماند، قدرت قرائت شده (مصرفی) خواهد بود. مشترک ملزم به رعایت قدرت قراردادی می‌باشد و قدرت قرائت شده می‌تواند حداکثر با قدرت قراردادی برابر گردد. در سه ماهه تابستان حداکثر میزان استفاده مجاز ۲۵۰ ساعت می‌باشد. بدیهی است سایر شرایط عمومی تعرفه‌های برق برای محاسبه بهای برق مصرفی مورد نظر قرار خواهد گرفت.

۲-۲ بهای برق مصارف مازاد (قدرت و انرژی) با تعرفه‌های آزاد محاسبه ودریافت می‌شود.

فصل نهم

اجرای پروژه نمونه سیستم تولید همزمان برق و حرارت در وزارت نیرو

معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو در جهت فرهنگ سازی توسعه استفاده از چنین سیستم هائی اقدام به خرید یک واحد نمونه موتور ژنراتور گاز سوز مجهز به سیستم بازیافت حرارت و نصب آن در ساختمان مرکزی وزارت نیرو نموده است . از آنجائیکه برای سیستم های گرمایشی ساختمان موجود از بخار آب استفاده میشود بخار تولیدی (باز یافت) از این سیستم که حدود ۲۸۰۰ کیلو گرم در ساعت است می تواند باعث عدم استفاده از یکی از دو دیگ بخار مورد استفاده در موتور خانه شود و علاوه بر آن در تابستان از این بخار برای استفاده در چیلر های جذبی موجود در این ساختمان استفاده خواهد شد . کارآیی الکتریکی سیستم خریداری شده حدود ۴۱ درصد و کارآیی کل این سیستم در حدود ۸۲ درصد میباشد . ظرفیت تولید انرژی الکتریکی سیستم خریداری شده در شرایط سایت در حدود ۳۵۰۰ کیلو وات میباشد . از این مقدار حدود کمتر از۱۰۰۰ کیلو وات در حال استفاده کامل (Full Load) از تجهیزات برقی برای ساختمان موجود در ساعات اداری در نظر گرفته شده است و الباقی ظرفیت تولید شده انرژی الکتریکی به شبکه سراسری برق انتقال خواهد یافت. بخصوص در بعد از ساعات اداری که دیماند مصرفی در ساختمان مرکزی کاهش شدید می یابد , برق تولیدی به شبکه سراسری انتقال یافته که می‌تواند مقارن با پیک بار شبکه کمک موثری به تأمین برق در یکی از نقاط مرکزی و تجاری در شهر تهران باشد .



شکل شبیه سازی شده موتور ژنراتور گاز سوز نصب شده در ساختمان مرکزی وزارت نیرو در تهران

پیوست یک
لیست آدرس اینترنتی تولیدکنندگان

الف) تولیدکنندگان توربین گازی

نام تولید کننده	آدرس اینترنتی
Generalelectric	www.gepower.com
Hitachi	www.power-hitachi.com
kawasaki	www.kawasakigasturbines.com/
Rollsroyce	www.rolls-royce.com
Siemens	www.powergeneration.siemens.com
Solar	Mysolar.cat.com

ب) تولیدکنندگان موتورهای پیستونی

نام تولید کننده	آدرس اینترنتی
Caterpillar	www.cat.com
Cummins	www.Cumminspower.com
Daihatsu	www.dhtd.co.jp
Deutz	www.deutzpoersystems.com
Generalelectric	www.gepower.com
Guascor	www.guascor.com
Perkins	www.perkins.com
Peterbrotherhood	www.peterbrotherhood.co.uk
MAN	www.manbw.com
Mitsubishi	www.mhi.co.jp

Wartsila	www.wartsila.com

ج) تولیدکنندگان میکروتوربین ها

نام تولید کننده	آدرس اینترنتی
Bowmen	www.bowmanpower.co.uk
Capstone	www.capstoneturbine.com
Ingersoll rand	energy.ingersollrand.com

پیوست دو

مجموعه قوانین ، دستورالعمل ها ، آیین نامه ها و مقررات مربوطه

۱- قانون اجرای سیاستهای کلی اصل چهل و چهار قانون اساسی به شماره ۶۸۰/۲۵۲۷۴ مورخ ۸۷/۴/۳۱ مجلس شورای اسلامی

۲- بند " الف " ماده ۵ قانون برنامه چهارم توسعه کشور در خصوص الزام دستگاههای دولتی برای ارتقاء بهره وری کل عوامل تولید و رساندن سهم آن به رشد تولید ناخالص داخلی به رقم حداقل ۳۱/۳ درصد

۳- ماده ۶ قانون برنامه چهارم که دولت را ملزم به تداوم برنامه خصوصی سازی و توانمندنمودن بخش غیردولتی در راستای توسعه کشور نموده است.

۴- بند"ب" ماده ۲۵ قانون برنامه چهارم توسعه کشور در مورد تکلیف دولت برای ترغیب مؤسسات داخلی برای تولید برق از طریق نیروگاههای بخش خصوصی

۵- آیین نامه اجرایی بند "ب" تبصره (۴) قانون بودجه ۱۳۸۶ کل کشور در خصوص فراهم نمودن زمینه و بستر سازی به منظور تشویق بخش خصوصی برای احداث نیروگاه

۶- آیین نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق موضوع بند "ب" ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم

۷- دستورالعمل توسعه ی مولد مقیاس کوچک مورخ ۸۷/۷/۳۰ معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو

۸- ابلاغ تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور به شماره ۳۲۲۵۱/۲۰/۱۰۰ مورخ ۸۴/۵/۲۵ از سوی وزیر نیرو

۹- ابلاغ اساسنامه شرکتهای توزیع نیروی برق به شماره ۳۲۶۲۳/۳۰/۱۰۰ مورخ ۸۶ /۵/۱۴ وزیر نیرو

پیوست سوم
تحلیل حساسیت نسبت به سایز و هزینه سرمایه گذاری و قیمت سوخت

بازده الکتریکی موثر: $\eta_E=\eta_e / (1 - \eta_t \times \mu)$

که با فرض استفاده کامل توانیر از حرارت بازیافتی (۱=μ) و بازدهی الکتریکی ۴۰٪ = η_e برای مولد، برای بازدهی های حرارتی (η_t) ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درصد بازده الکتریکی موثر به ترتیب برابر**50 ٪، ۵۷,۱۱۴۲٪ و ٦٦,٦٧ ٪** خواهد بود.

بازده متوسط نیروگاههای حرارتی برابر η_{ave}**=0.372** و ارزش حرارتی گاز طبیعی برابر HV_g**=8905** kCal/m^3 میباشد. داریم:

(مابه التفاوت نرخ گاز طبیعی و قیمت سوخت نیروگاهی گاز طبیعی) =مابه التفاوت نرخ گاز $((\eta_{ave} \times HV_g)/۸٦۰) \times$

که برابر ***۱۷۱,۵۲۹٦*** است.

با فرض تلفات شبکه برق از محل مصرف تا تحویل به شبکه برابر **۳٪** = L :

میزان سوخت گاز صرفه جویی شده = $\{(۸٦۰/HV_g) \times (100/\eta_{ave}(1-L)) - (100/\eta_E)\}$

به ترتیب برابر **0.074489 ، 0.098633 و 0.122777** (مترمکعب به ازای یک کیلووات ساعت برق تولیدی) برای بازدهی های حرارتی ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درصد می باشد.

تعدل ناشی از بازده الکتریکی موثر =(نرخ آزاد گاز طبیعی)× (میزان سوخت گاز صرفه جویی شده به ازای یک کیلو وات ساعت برق تولیدی)

که برای بازدهی های حرارتی ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درصد به ترتیب برابر**51.39766 ، 68.05684 و 84.71602** (ریال بر کیلووات ساعت) خواهد بود.

با اعمال متوسط بهای خدمات انتقال برابر **۳٤,۷۱** (ریال بر کیلووات ساعت) داریم:

متوسط نرخ تبدیل انرژی =متوسط بهای خدمات انتقال+((1-L)/تعدل ناشی از بازده الکتریکی موثر+ متوسط بهای خدمات انتقال)

به ترتیب برابر **۲۲۸,۲٦ ، ۲٤٤,۹۲ و ۲٦۸,۵۱** (ریال بر کیلووات ساعت) برای بازدهی های حرارتی ۲۰، ۳۰ و ۴۰ درصد میباشد.

متوسط نرخ تولید انرژی =متوسط بهای خدمات انتقال+((1-L)/(متوسط نرخ تولید انرژی + مابه التفاوت نرخ گاز معادل))

برابر **۳۹۲,۵۷** (ریال بر کیلووات ساعت) خواهد بود.

ضریب تعدیل نرخهای مندرج در قراردادهای بلند مدت عبارتست از:

ضریب تعدیل نرخها = $CPI)^a$ ***در ابتدای سال پرداخت /*** $CPI)^a \times$ ***در ابتدای سال عقد قرار*** $(1.02)^b \div$ ***(متوسط نرخ تسعیر ارز(یورو) در یکماهه قبل از موعد پرداخت /متوسط نرخ تسعیر ارز(یورو) در یکماهه قبل از موعد پرداخت)*** $^{1-a}$

که در آن ضریب a بین ۰,۲۵ تا ۰,۷۵ و ضریب ذ رابر است با سال پرداخت منهای سال عقد قرارداد.

با در نظر گرفتن قرارداد پنج ساله (b=5)، a=0.5 ، CPI شروع قرارداد برابر **۱۹۰,۲**، نرخ تورم **۱۸ درصد** ، نرخ تسعیر یورو درسال شروع برابر **۱۲۷۹۳** و در سالهای بعد برابر **۱۳۵۰۰**، ضریب تعدیل برای سالهای اول تا پنجم به ترتیب برابر **1.03844902 ، 1.105925858 ، 1.177787239** ، **1.254318063** و **1.335821744** خواهد بود.

پیوست چهار

شماره: ۸۰۵۱۶/۳۰۱
تاریخ: ۸۷/۷/۲۹
پیوست:

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو

دفتر وزیر

بسمه تعالی

جناب آقای مهندس نوذری
وزیر محترم نفت

باسلام،

همانگونه که مستحضرید ادامه روند فعلی مصرف و چشم انداز انرژی در آینده حاکی از کمبود انرژی در کشور می باشد و ضروری است که برای استفاده بهینه ازمنابع سوخت، تدابیر جدی اندیشید. بدین منظور نامه ای به شماره ۵۱۲۸۸/۳۵۰ مورخ ۸۷/۵/۲۹ از سوی معاونت امور برق و انرژی این وزارت به معاونت امور برنامه ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری آن وزارتخانه جهت حمایت از ترویج و توسعه واحدهای تولید همزمان پراکنده برق و حرارت در کشور ارسال گردید. هدف از این درخواست افزایش بازده تولید انرژی ازاحتراق سوخت تا بازده کلی ۷۵ تا ۹۰ درصد بوده که در نتیجه آن در مصرف سوخت این واحدها در مقایسه با واحدهای جداگانه گرما و برق صرفه جویی بسیار قابل ملاحظه ای صورت خواهد پذیرفت. از آنجائی که مطابق ماده ۹ قانون اصلاح بعضی مواد قانون برنامه چهارم و سیاستهای اصل ٤٤، قیمت فروش سوخت به واحدهای خصوصی تولید انرژی همچون تولید همزمان پراکنده برق و حرارت می بایستی برابر قیمت فروش سوخت به نیروگاه های دولتی باشد و همچنین بکارگیری این واحدها تاثیر گسترده ای در کاهش تقاضای سوخت با توجه به افزایش بازده تولید انرژی در بر خواهد داشت، خواهشمند است دستور فرمایید تا اقدامات لازم درخصوص تضمین تأمین سوخت این واحدها با نرخ سوخت نیروگاهی و علاوه بر آن لحاظ تخفیف ۲۰ درصدی نرخ مذکور جهت واحدهای همزمان پراکنده برق و حرارت صورت پذیرد که موجب امتنان خواهد بود.

سید پرویز فتاح
وزیر نیرو

رونوشت:
- معاونت امور برق و انرژی برای پیگیری .
- دفتر وزارتی و ارتباطات مردمی.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نفت

تاریخ ۸۷/۱۰/۲۱
شماره ۳۰/۱۹ - ۲۹۵۱۳۹

پیشنهاد

جناب آقای مهندس فتاح
وزیر محترم نیرو

با سلام ،

احتراماً ، عطف به نامه شماره ۸۰۵۱۶/۳۰/۱۰۰ مورخ ۸۷/۷/۲۶ به استحضار می رساند با تمهیدات و تدابیر اتخاذ شده در جهت تامین و تحویل سوخت نیروگاهها انشاء ا ... در سال ۱۳۸۷ مشکلی در این ارتباط وجود نخواهد داشت. ضمناً محاسبه بهای نرخ فروش سوخت به نیروگاههای بخش خصوصی بر مبنای نرخ سوخت نیروگاهی منوط به تائید وزارت نیرو میباشد . بدیهی است محاسبه بهای سوخت نیروگاهها براساس مصوبات مجلس محترم شورای اسلامی و هیئت محترم دولت انجام می پذیرد .

غلامحسین نوذری
وزیر نفت

مراجع:

۱- شرکت توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ۱۳۸۶.

۲- اطلاعات قیمت سوخت سال ۱۳۸۷ اعلامی توسط شرکت توانیر.

۳- سایت بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران (www.cbi.ir)

۴- وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۵.

5- Dieter Dueblin and Angelika Steinhauser, "Utilization of biogas for the generation of electric power and heat" WILEY-VHC 2008

6- D. W. Wu, R.Z. Wang, "Combined cooling, heating and power: A review " , Elsevier Ltd 2006

7- Electricity and Energy Reliability (http://www.eere.energy.gov/de/conf-05_chp_roadmap_wkshp.html)

8- Environmental Protection Agency, " Technology Characterization: Reciprocating Engines " 2008 (http://www.epa.gov/chp/basic/catalog.html)

9- Environmental Protection Agency, " Technology Characterization: Gas Turbines" 2008

10- http://energy.ca.gov/distgen/equipment/chp/cost.html