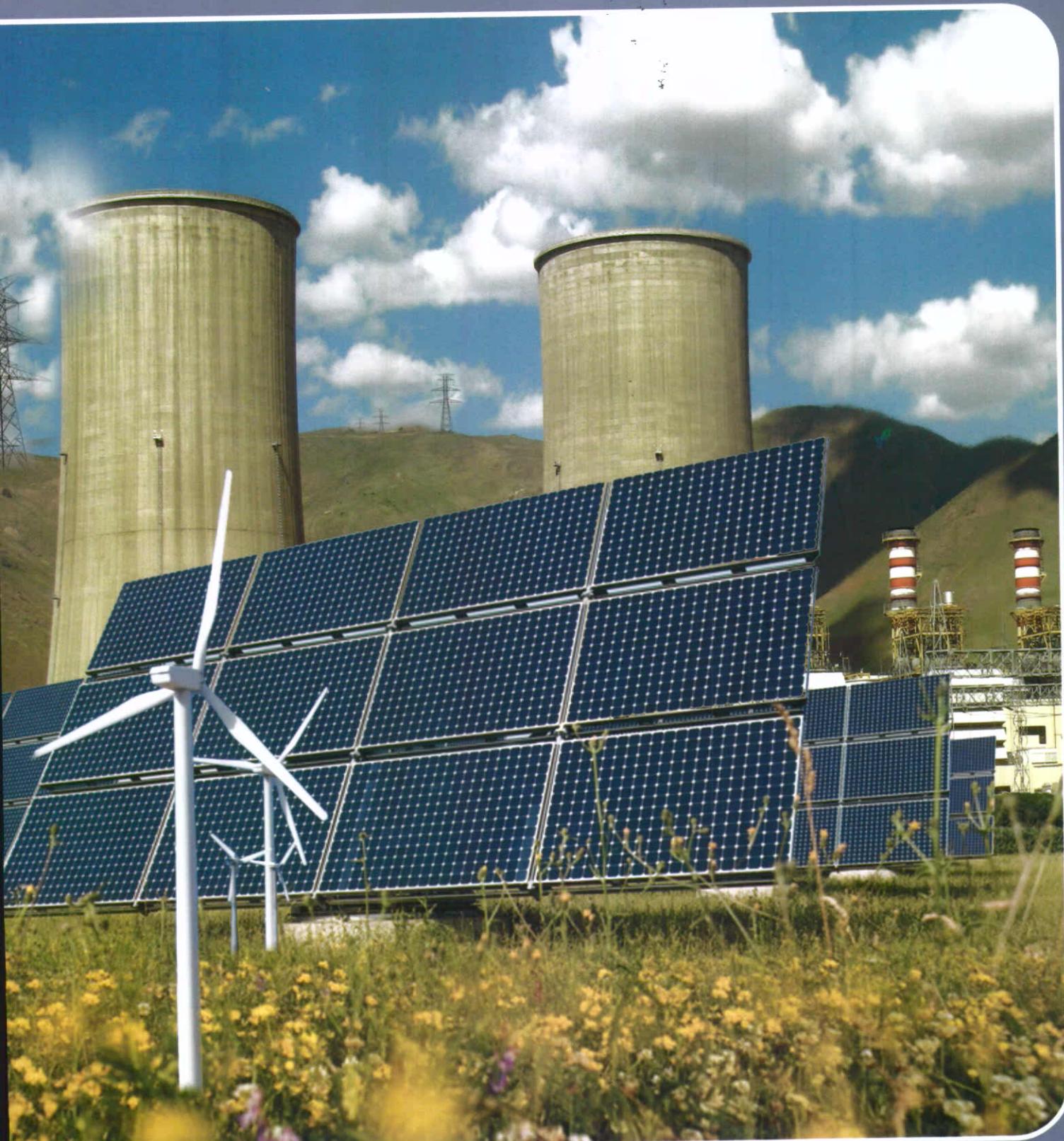


شرکت مهندسی

قدس نیرو

نشریه فنی تخصصی قدس نیرو
شماره ۳۹ - زمستان ۱۳۹۰



مدیریت ارشد مهندسی صنایع نیروگاهی



این واحد با هدف ارائه خدمات مهندسی متنوع در زمینه صنعت نیروگاه پایه‌گذاری شد. تنوع خدمات این واحد گستردۀ بوده انجام طراحی بخش‌های مختلف نیروگاهی، تهیه استناد مناقصه خرید نیروگاه با توجه به منبع تأمین مالی پروژه همچون پروژه‌های B.O.O و B.O.T و ... مطالعات امکان‌سنجی احداث و توسعه نیروگاهها، پروژه‌های بهینه‌سازی و نوسازی نیروگاهها، پروژه‌های تحقیقاتی و تدوین استانداردها، تهیه مشخصات فنی نیروگاهها، طراحی Design review، تهیه استناد و مدارک فنی و قراردادی و اگذاری نیروگاهها به بخش خصوصی، پروژه‌های مرتبط با استفاده از منابع مختلف انرژی، کنترل کیفیت و خدمات بازرگانی و نظارت فنی، تهیه پیشنهاد جهت انجام پروژه‌های بزرگ EPC در زمینه احداث نیروگاه و شرکت در پروژه‌های بزرگ EPC در بخش‌های مختلف C.P.E، بعنوان پیمانکار اصلی و به همراه شرکت‌های همکار رادر بر می‌گیرد.

این واحد از شروع فعالیت، تا کنون در کلیه موارد فوق خدمات ارائه نموده است که در ذیل به نمونه‌هایی از پروژه‌های در دست اقدام و خاتمه یافته اشاره می‌شود:

طراحی و نظارت بر ساخت نیروگاه گازی B.O.O عسلویه.

طراحی نیروگاه گازی خرم‌آباد و نیروگاه سیکل ترکیبی دلاهو.

مدرنیزه کردن سیستم برق پالایشگاه اصفهان.

طراحی و نصب دو واحد توربین انسپاسی در نیروگاه رامین و نکا که برای اوین بار در ایران راه‌اندازی شد. بازنگری مدارک مهندسی و نظارت بر ساخت نیروگاه B.O.O علی آباد و T فارس.

نظارت بر اجرای نیروگاه‌های سیکل ترکیبی کازرون، سیکل ترکیبی سنترج و سیکل ترکیبی جهرم.

پروژه‌های متعدد در زمینه کنترل کیفی و خدمات بازرگانی و نظارت فنی بر امر ساخت و نصب تجهیزات، تأمین تجهیزات در نیروگاه‌های مختلف بخاری، گازی و سیکل ترکیبی.

پروژه‌های متعدد بهینه‌سازی در نیروگاه رامین.

پروژه تعیین راندمان و مصرف داخلی نیروگاه‌های حرارتی.

پروژه‌های تدوین استانداردهای نیروگاهی.

پروژه‌های طراحی و نظارت بر اجرای مخازن سوخت نیروگاهها.

مدرنیزه کردن سیستم کنترل و ابزار دقیق و برق نیروگاه - آب نیروی پتروشیمی بندرآمام.

طراحی و نظارت بر ساخت نیروگاه گازی DIBIS کشور عراق.

مدیریت صنایع نیروگاهی با انتکا به بیش از ۱۲۰ کارشناس که در بخش‌های مختلف تخصصی مانند برق، مکانیک، ساختمان، ابزار دقیق، شیمی، برنامه‌ریزی و کنترل پروژه مشغول به کار می‌باشند و با استفاده از جدیدترین نرم‌افزارهای تخصصی به ارائه خدمات مهندسی مشغول بوده و ارتقاء کیفی و گسترش زمینه‌های خدمات مهندسی را در سرلوحه اهداف خود دارد.

آدرس: تهران، خیابان استاد مطهری،

بعد از چهارراه سهروردی، شماره ۸۲

کد پستی: ۱۵۶۴۷۷۵۳۵۳

تلفن: ۰۲۶۱۲-۰۴۴۰۰۰-۸۸۴۰۳۶۱۲

فاکس: ۰۴۱۷۰۴-۸۸۴۱۱۷۰۴



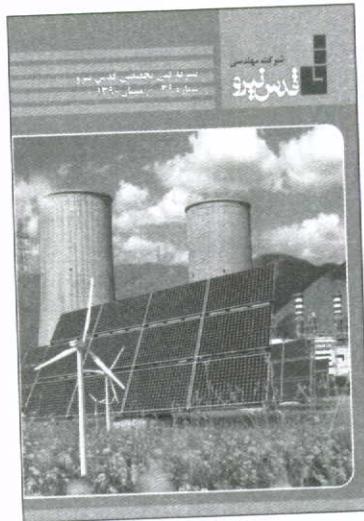
بسمه تعالی

نشریه فنی تخصصی قدس نیرو

شماره ۳۹-زمستان ۱۳۹۰

مدیر مسئول: دکتر محمود مقدم

سر دبیر: مهندس فتانه دوستدار



با تشکر از همکاری آقایان:

- مهندس احمد اهرابی
- مهندس حسین بختیاریزاده
- مهندس احمد فریدون درافشان
- مهندس میر داود حسینی میلانی
- دکتر همایون صحیحی
- مهندس منصور قروینی

از مدیر و همکاران محترم امور پشتیبانی سپاسگزاریم.

فهرست مطالب

• معرفی

- ١
 - ٢
 - ٣
 - ٤
 - ٥
 - ٦
 - ٧
 - ٨
 - ٩
 - ١٠
 - ١١
 - ١٢
 - ١٣
 - ١٤
 - ١٥
 - ١٦
 - ١٧
 - ١٨
 - ١٩
 - ٢٠
 - ٢١
 - ٢٢
 - ٢٣
 - ٢٤
 - ٢٥
 - ٢٦
 - ٢٧
 - ٢٨
 - ٢٩
 - ٣٠
 - ٣١
 - ٣٢
 - ٣٣
 - ٣٤
 - ٣٥
 - ٣٦
 - ٣٧
 - ٣٨
 - ٣٩
 - ٤٠
 - ٤١
 - ٤٢
 - ٤٣
- مدیریت انرژی با استفاده از انرژی های تجدید پذیر و رویکرد کاربردی در ساختمان های اداری و بررسی بازگشت سرمایه - محمود داودی
 - تعدیل روش آماری هرشفیلد در برآورد حد اکثر بارش محتمل با رویکرد روش فیزیکی - معصومه فضایی، محمد جواد پوراغنیانی، سید جمشید موسوی
 - تولید همزمان برق و حرارت در صنایع شکر - سامان رامین
 - مدلسازی و تجزیه و تحلیل حالت گذرای ژنراتور القابی DFIG در توربین های بادی - محمد رضا بیگلری، بابک حجتی
 - الزامات شبکه های هوشمند - فرید خزانی مقدم، طاهره عبدالرزاق زاده

هیئت داوران:

مهندس پورنگ پاینده، مهندس مسعود حبیب‌زاده،
مهند فتانه دوستدار، مهندس رضا رضوی،
مهند داریوش چگینی، مهندس داودزاور،
مهند فرهادشاه‌نصریان، دکتر جعفر عسگری،
مهند آرمین علیدوستی، مهندس امیر همایون فتحی،
مهند بهرام کرمانی، مهندس علی اصغر کسانیان،
مهند محسن کمالی‌زاده، مهندس بهزاد مرادی،
مهند وحید مرتضوی، مهندس مهرداد
مستقیمی، مهندس الهام ملکی، مهندس
محمد رضا ناصرالهی، مهندس رسول نجفی‌زاده،
مهند بهروز هنری.



این نشریه از طریق اینترنت قدس نیرو در دسترس همکاران می‌باشد. ارتباط مستقیم با مقاله‌دهندگان از طریق Email یا فاکس آنان در انتهای هر مقاله و همچنین ارائه نظرات، پیشنهادات و سوالات احتمالی خوانندگان گرامی از طریق اینترنت قدس نیرو و یا شماره تلفن نشریه ۸۸۴۴۲۴۸۲ امکان پذیر می‌باشد.

مدیریت انرژی با استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و رویکرد کاربردی در ساختمان‌های اداری و بررسی بازگشت سرمایه

محمود داودی

کارشناس مکانیک - SBU انرژی

واژه‌های کلیدی: انرژی‌های تجدیدپذیر، ساختمان‌های اداری، سرمایش و گرمایش، فعال و غیر فعال، مدیریت انرژی

چکیده

با توجه به افزایش قیمت حامل‌های انرژی در ایران و سایر نقاط جهان و اهمیت کاهش مخاطرات زیست محیطی استفاده از سوختهای فسیلی، مباحث استفاده از انرژی‌های تجدید پذیر از اهمیت ویژه‌ای برخوردار گردیده است، از طرف دیگر با توجه به مصرف قابل ملاحظه انرژی در ساختمان‌های اداری در این مقاله سعی شده موارد قابل استفاده بصورت یک طرح کلی در مورد ساختمان با شرایط اداری، جمع آوری شود. برآورد میزان مطلوبیت طرح‌های صنعتی تنها با انجام آنالیزهای اقتصادی امکان پذیر می‌باشد. همچنین تا حدودی تمامی راهکارهای ممکن استفاده از منابع غیر فسیلی در مقایسه با یکدیگر مورد بررسی قرار گیرد و کلیات استفاده در انواع ساختمان‌ها، مستقل از متراژ و نوع ساختمان اداری را در بر گیرد.

۲- سیستم‌های آب گرم خورشیدی (به منظور تأمین آب گرم مصرفی)

سیستم آب گرم مصرفی خورشیدی شامل چند جزء اساسی می‌باشد.

- پانل یا کلکتور خورشید
- منبع ذخیره آب

پانل‌های خورشید بر روی سقف یا زمین در کنار ساختمان قرارداده می‌شوند که در هر دو حالت باید در محلی باشد که نورخورشید را در تمام طول سال دریافت کند. منبع ذخیره آب در کنار آب گرم کن همراه قرار می‌گیرد. لوله‌های مسی رابط کلکتور و منبع ذخیره می‌باشد.

بدلیل استفاده از تعداد زیادی پمپ در این سیستم، DSHW^۱ در ردۀ سیستم‌های فعال قرار می‌گیرد.

آبگرمکن‌های خورشیدی در انواع آب و هوا کار می‌کنند و نوع سیستم نصب شده به نوع آب و هوا بستگی دارد. این سیستم‌ها در دو نوع چرخه بسته و باز می‌باشد. در شکل‌های (۱) و (۲) نمونه‌ای از DSHW آورده شده است.

با توجه به امکان استفاده گسترده از انرژی‌های تجدیدپذیر در ساختمان‌های اداری، در این مقاله سعی شده موارد قابل استفاده بصورت یک طرح کلی در مورد ساختمان با شرایط اداری، بیان شود. نکاتی که در انتخاب این روش‌های پیشنهادی در نظر گرفته شده است عبارتند از: اداری بودن ساختمانها و در نتیجه عدم استفاده در شب، و آب و هوای شهرهایی مانند تهران.

سیستم‌های پیشنهادی در این گزارش عبارتند از:

- سیستم‌های آب گرم خورشیدی (به منظور تأمین آب گرم مصرفی)
 - حرارت رایگان : خورشیدی غیرفعال - خورشیدی فعال و پمپ حرارتی - چیدمان میزها
 - خنک کننده غیرفعال - باقیماندن سرما در تمام طول تابستان به طور طبیعی
 - انرژی بادی

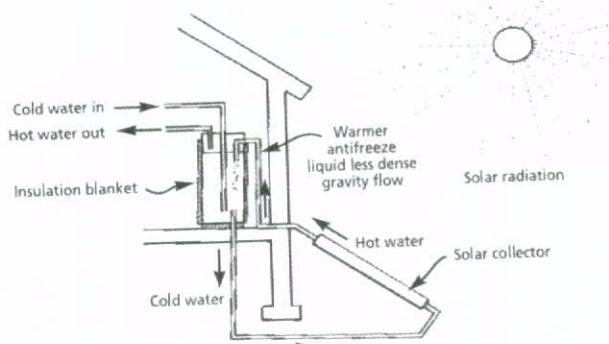
این سیستم‌ها بر اساس نیازهای موجود در ساختمان‌های اداری شامل آب گرم مصرفی، گرمایش، سرمایش، روشناهی و انرژی الکتریکی برای مصارف تجهیزات اداری، مورد بررسی قرار گرفته است. در هر قسمت برآورده از هزینه‌های اجرایی روش، هزینه‌های صرفه جویی و طول بازگشت سرمایه پیشنهادی برای یک ساختمان نمونه بیان گردیده است.



۱-۲- انتخاب نوع DSHW

بسته باسیال ضد یخ و جدول حرارتی نصب گردد. این سیستم برای مناطقی که دارای آب سخت هستند پیشنهاد می‌شود. زیرا آب سخت شامل موادمعدنی است که می‌تواند در داخل لوله‌های سیستم چرخه باز تهنشین شود. با گذشت زمان، این موادمعدنی انباسته می‌شوند و دیگر سیال و در نتیجه بازده DSHW را کاهش می‌دهند.

برخلاف آنکه انواع زیادی از این سیستم موجود می‌باشد، انتخاب سیستم مناسب که کارایی لازم را داشته باشد چندان مشکل نیست. در مناطقی که امکان بیخ‌زدن وجود ندارد باید از سیستم‌های کوچک ترموموگرافی استفاده نمود که در شکل (۳) آورده شده است.



شکل (۳)

برای استفاده از این سیستم نیاز است که دارای محیط خوشیدی مناسبی باشیم. بدین منظور ضروری است که در طول سال از ساعت ۹ صبح تا ۳ بعد از ظهر نورخورشید منطقه را روشن کند.

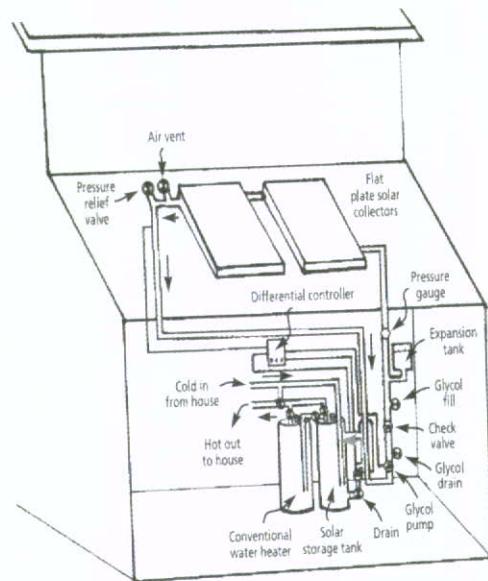
۲-۲- سایز مورد نیاز برای تأمین آب گرم مصرفی

به ازاء هر مترمربع کلکتور در مناطق خوشیدی حدوداً ۲۰ گالن آب گرم، می‌توان در مخزن تهیه کرد (این مقدار بسیار وابسته به آب و هوای منطقه می‌باشد). برای مناطق کوهستانی و سردتر تقریباً ۱۵ گالن به ازاء هر مترمربع کلکتور تولید می‌کند. از آنجاییکه بطور متوسط مصرف روزانه هر فرد حدود ۲۰ گالن در مصارف خانگی و حدود ۱۵ گالن در مصارف عمومی است به ازاء هر نفر نیم مترمربع کلکتور خوشیدی در ساختمانهای اداری مورد نیاز می‌باشد.

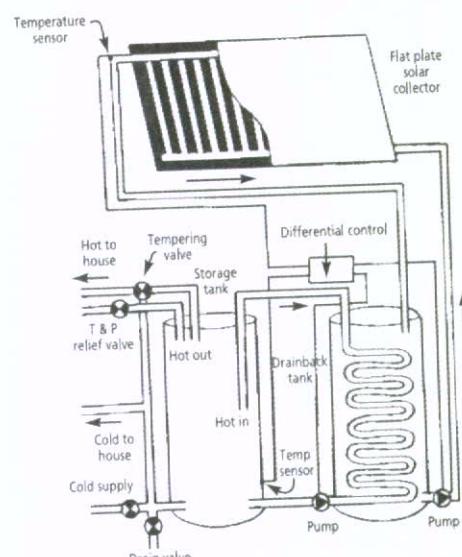
مقادیر گالن تولیدی به ازاء هر مترمربع کلکتور در نقاط مختلف دنیا در جدول (۱) آورده شده است.

جدول (۱)

| میزان آب گرم تولیدی (gal/m ²) | نام منطقه |
|---|--------------------------|
| ۲۰ | مناطق آفتابی نیوکلریکو |
| ۱۵ | مناطق کوهستانی و کمی سرد |
| ۱۰ | در غرب میانه و آتلانتیک |
| ۷/۵ | نیوانگلند |



شکل (۱)



شکل (۲)

این سیستم تنها ۱/۳ موارد مصرفی را پوشش می‌دهد و می‌تواند در اطراف محل، نصب گردد و آب گرم مورد نیاز را فراهم کند. برای ساختمانهای اداری در آب و هوای سردتر یا مناطقی با سختی آب بالا مانند تهران، پیشنهاد می‌شود که سیستم چرخه

خورشیدی در مقایسه با آب گرم تولیدی از مشعل گاز طبیعی دارای صرفه اقتصادی مناسبی نیست.

سیستم‌های خورشیدی بطورکلی ۱۰۰٪ آب گرم در تابستان و ۴۰٪ آب گرم مصرفی در زمستان را فراهم می‌کنند.

۳- حرارت رایگان : خورشیدی غیرفعال - خورشیدی فعال و پمپ حرارتی

۱-۳- گرمایش خورشیدی غیرفعال

گرمایش خورشیدی غیرفعال یک سیستم گرمایش با یک جزء متحرک، خورشید، می‌باشد. این سیستم توانایی گرمایش فضاهای مختلف را دارد. این سیستم ممکن است نور قابل مشاهده از خورشید با زاویه کم در زمستان می‌باشد که از پنجره‌های جنوبی در فصل نیاز به گرمایش، نفوذ می‌کند. در داخل ساختمانها، نور قابل رویت خورشید از طریق کف، دیوار و سایر مواد جامد جذب می‌شود. همانطور که اشاره شد گرمایش خورشیدی غیرفعال نیازی به تجهیزات پیچیده و سنسور مانند سیستم‌های فعال خورشیدی ندارد. در واقع این سیستم ممکن است همچنین این سیستم پیش‌آمدگی لبه بام و عایق‌بندی است، همچنانی این سیستم وابسته به زاویه تابش خورشید نسبت به افق نیز می‌باشد (شکل ۴).

۳-۲- بررسی اقتصادی DSHW

در مبانی اولیه آبگرمکن خورشیدی نوشته کن السن، در تولید آب گرم خورشیدی، بازگشت سرمایه اولیه حدود ۱۵٪ یعنی حدود ۶ سال می‌باشد. بعنوان نمونه یک منبع آب گرم الکتریکی ۸۰ گالنی که می‌تواند ۴ نفر را سرویس دهد، حدوداً ۱۵۰ میلیون BTU در ۷ سال (عمر دستگاه آب گرم کن الکتریکی) مصرف می‌کند. اگر هزینه الکتریکی را برابر ۴۰۰ ریال به ازاء هر کیلووات ساعت در نظر بگیریم، هزینه آب گرم مصرفی حدوداً ۱۸ میلیون ریال در این بازه می‌شود. بعد از این زمان آب گرم کن الکتریکی باید با یک دستگاه جدید تعویض گردد. با این مبلغ در مناطق سرد می‌توان یک سیستم دارای پمپ و ضد یخ نصب کرد و در مناطق گرم هزینه نصب بسیار کمتر خواهد بود. بنابر این در تابستان می‌توان از این سیستم بعنوان تامین کننده آب گرم مصرفی استفاده نمود و در ماههای بهار که نیاز به سیستم‌های سرمایشی و گرمایشی نمی‌باشد، موتور خانه را کاملاً از مدار خارج نمود.

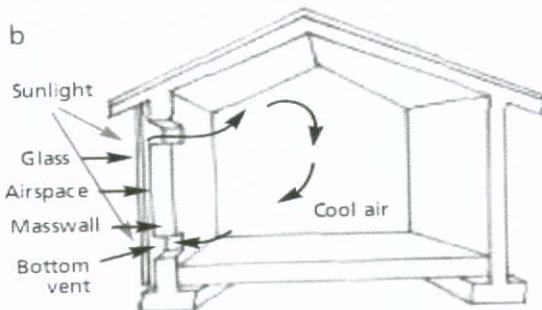
جدول (۲) مشخصات سیستم آب گرم خورشیدی را بیان می‌کند.

با توجه به اینکه هزینه گاز طبیعی در حال حاضر بسیار پایین‌تر از هزینه برق به ازاء هر BTU می‌باشد، سیستم‌های آب گرم

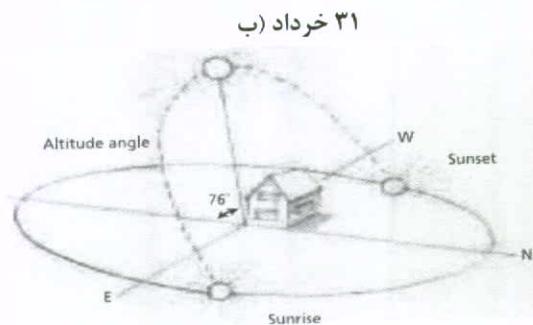
جدول (۲)

| Type of System | Active or Passive | Heat transfer fluid | Propulsive force for heat transfer liquid | Open- or closed-loop | Suitable climate |
|---|-------------------|---------------------------|---|---------------------------------------|---|
| Solar batch water heater | Passive | Water | Line pressure | Open | Warm, very infrequent freezing or cold weather |
| Thermosiphon | Passive | Water or propylene glycol | Convection | Open- or closed-with propylene glycol | Warm, infrequent freezing or shut off in winter |
| Pump circulation (Gravity drainback) | Active | Water | AC or DC Pump | Open | Any climate but designed for cold climates |
| Pump circulation (closed-loop antifreeze) | Active | Propylene glycol | AC or DC pump | Closed | Any climate |

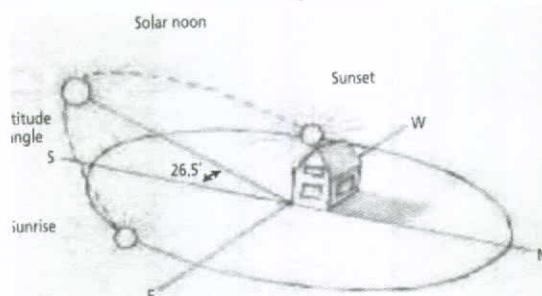
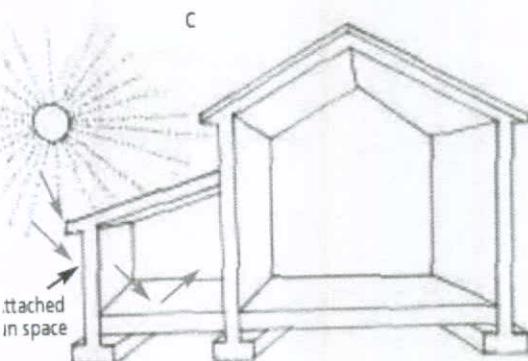




شکل (۶)



آذر (الف)



شکل (۴)



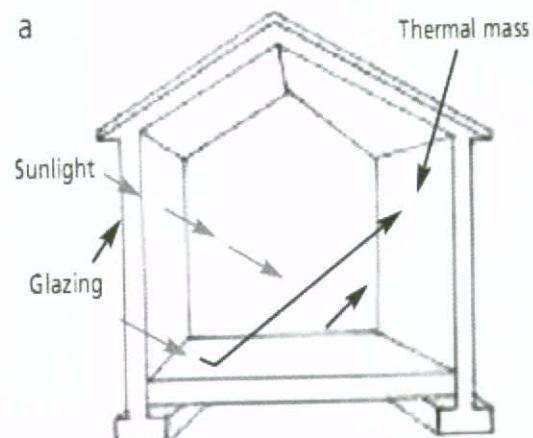
شکل (۷)

۲-۳- انواع طراحی گرمایش خورشیدی غیرفعال
این سیستم‌ها به سه نوع کلی تقسیم می‌شوند که در شکلهای (۵تا ۷) نشان داده شده است.

(الف) استفاده مستقیم (شکل ۵)

(ب) استفاده غیرمستقیم(شکل ۶)

(ج) استفاده جدا شده(شکل ۷)



شکل (۵)

سیستم شکل (۵) عملأ در ساختمانهای ساخته شده قابل استفاده نیست، چون موقعیت ساختمان مشخص است. سیستم های موجود در شکل (۶) با گذاشتن دیوار در قسمتهای رو بروی نور گیرها (دیوار ترومپ) می توان از این سیستم بهره برد. استفاده از این سیستم امکان بستن گذرگاههای انرژی را در فصل گرم فراهم می دارد. سیستم شکل (۷) در قسمتهای پله دار در نمای ساختمان قابل استفاده است. در این قسمتها با افزودن فضای خورشیدی امکان بهره وری وجود دارد.

بار سرمایشی ناشی از بار حرارتی خورشیدی حدود ۲۰٪ در تهران می باشد. با استفاده از سیستم استفاده از دیوار ترمپ و تقلیل ۵۰٪ این مقدار، ۱۰٪ صرفه جویی در بار سرمایشی و حدود ۱۰٪ افزایش سیستم گرمایشی در فصول سرد خواهیم



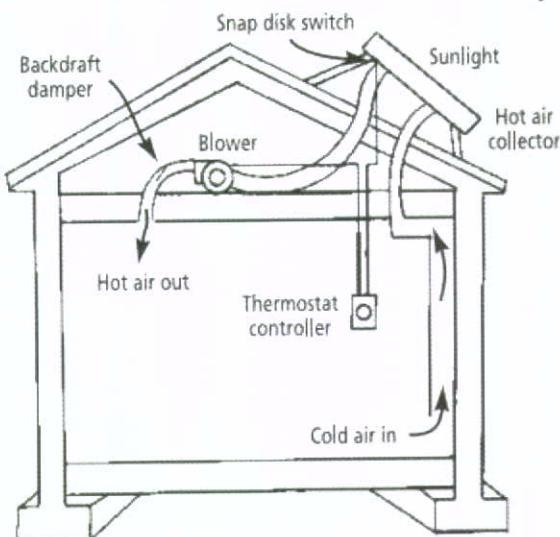
خورشیدی که یک صفحه مسطح مانند کلکتور خورشیدی است (شکل ۹). هوای اتاق از میان پانل خورشیدی گردش می‌کند، گرم می‌شود و سپس به درون اتاق دمیده می‌شود.



شکل (۹)

این سیستم عمولاً در سطح جنوبی سقف و یا دیوار ساختمان نصب می‌شود. دو کanal این قسمت را به هوای داخلی متصل می‌کند. یکی هوای سرد را به داخل قسمت می‌آورد؛ و دیگری هوای گرم را به اتاق باز می‌گرداند. مانند آنچه در شکل (۱۰) نشان داده شده است یک فن دمنده هوای را در این مسیر به جریان می‌اندازد. این سیستم با استفاده از ترموموستات کنترل می‌گردد و در زمانی که هوای داخل کلکتور خورشیدی به 34°C رسید فن روشن می‌شود و وقتی کمتر از 22°C رسید فن را خاموش می‌کند.

این سیستم برای مصارف اداری که در طول روز فعالیت دارند بسیار کم هزینه بوده و نیاز به ذخیره‌سازی حرارت برای شب ندارد.



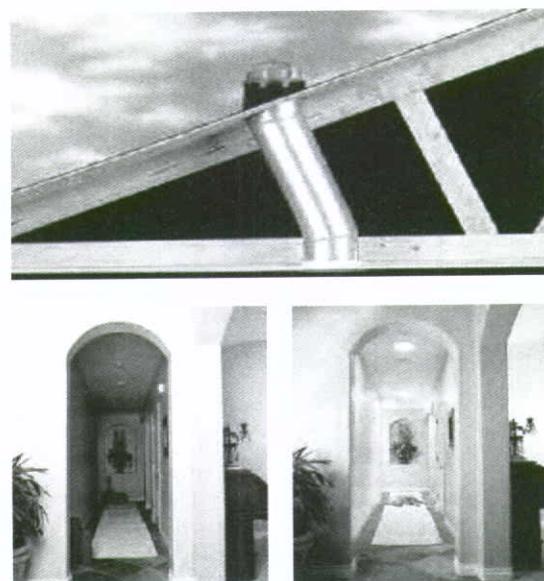
شکل (۱۰)

این سیستم برای طبقات بالایی ساختمان قابل استفاده می‌باشد. میزان شدت تابش متوسط در تهران معادل ۴ کیلووات ساعت بر متر مربع در روز می‌باشد که این مقدار در ماههای سرد حدود ۲۸ است. (براساس دادهای ناسا) میزان صرفه جویی سیستم گرمایشی در تهران در نیمه سرد سال برابر ۱۶۸۰۰۰

داشت که بیانگر ۱۰٪ صرفه جویی سیستم تهویه مطبوع در کل سال می‌باشد. برای یک اتاق اداری با نورگیری از یک جهت با بار حرارتی حدود ۱۲ مگاوات ساعت هزینه احداث این دیوار حدود یک میلیون ریال می‌شود. هزینه صرفه جویی 0.48×10^6 میلیون ریال می‌باشد. به این ترتیب بازگشت سرمایه حدود ۲ سال خواهد بود.

۳-۳- طراحی روشنایی خورشیدی غیرفعال

یکی دیگر از کاربردهای خورشیدی غیرفعال، تهیه نور مورد نیاز در تابستان با استفاده از لوله پنجره سقفی خورشیدی می‌باشد (شکل ۸). این رویکرد مخصوصاً در ساختمانهای اداری که نیاز به روشنایی در روز دارند می‌تواند بسیار کاربرد داشته باشد. لوله پنجره سقفی خورشیدی شامل یک لنز کوچک قرار گرفته روی بام است که نور خورشید را جمع می‌کند و به داخل لوله صیقلی آلمینیومی که از بام تا اتاق قرار دارد می‌فرستد (لوله آلمینیومی صیقلی و جلا داده شده حداکثر انتقال نور را دارد).



شکل (۸) a: کانال برای ورود نور b : قبل از استفاده از سیستم c: بعد از استفاده از سیستم

این سیستم عملأ دارای صرفه اقتصادی نیست و بازگشت سرمایه آن بیش از ۱۵ سال می‌باشد. اما با تکیه بر کاهش اثر آلایندگی و کیفیت نور ایجاد شده توجیه پیدا می‌کند.

۴-۳- سیستم هوای گرم فعال

یکی دیگر از موارد استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر برای فراهم کردن حرارت، سیستم هوای گرم فعال است. این سیستم بسیار ساده بوده و تنها دارای یک جزء است: یک پانل هوای گرم



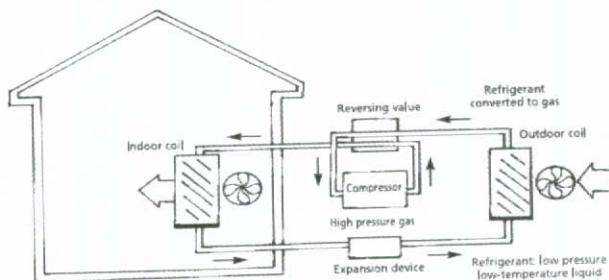
کمپرسورها می‌باشند (حدود ۲۵ تا ۵۰ درصد کمتر از سیستم‌های گرمایشی و سرمایشی) مزیت دیگر این نوع پمپ‌های حرارتی امکان استفاده از آنها در تقریباً هر نوع آب و هوایی است برخلاف آنکه نصب این سیستم بسیار گران است، بدلیل بازده بالا بعد از ۲ تا ۱۰ سال توجیه اقتصادی پیدا می‌کند. (در ایران این زمان حدود ۹ سال می‌باشد که محاسبات در ادامه اورده شده است)

مزیت دیگر این سیستم‌ها فشردگی بالای تجهیزات نسبت به سیستم‌های گرمایش و سرمایش موجود می‌باشد. علاوه بر آن هزینه‌های نگهداری بسیار کمی دارند و عمر لوله‌های زیرزمین ۲۵ تا ۵۰ سال است.

مزیت دیگر، عدم استفاده شعله مستقیم در این سیستم می‌باشد که احتمال خطر را بسیار پایین می‌آورد. در تابستان این سیستم علاوه بر سرمایش محیط داخل می‌تواند گرمایی گرفته شده را صرف تولید آب گرم مصرفی کند. در فصل تابستان ۱۰۰٪ و در زمستان حدود ۵۰٪ آب گرم مصرفی با این سیستم تأمین می‌گردد. از مشکلات موجود در این سیستم سازگاری کم گازهای تبرید با لایه ازن می‌باشد.

۳-۵-۲- پمپ حرارتی با منبع هوایی

روش کارکرد این پمپ حرارتی نیز شبیه پمپ حرارتی با منبع زمینی می‌باشد. در شکل (۱۲) این سیستم نشان داده شده است.



شکل (۱۲)

هزینه اولیه این پمپ‌های حرارتی کمتر از پمپ حرارتی با منبع زمینی می‌باشد ولی مانند آنها بازده بالایی ندارد. این نوع پمپ‌های حرارتی در آب و هوایی گرمتر مناسب می‌باشند.

۳-۵-۳- هزینه سرمایه‌گذاری پمپ‌های حرارتی با منبع زمینی

تفاوت پمپ حرارتی با منبع هوایی و پمپ حرارتی با منبع زمینی در نوع کندانسور مورد استفاده می‌باشد. پمپ حرارتی با منبع هوایی از مبدل حرارتی نوع لوله - پره استفاده می‌شود اما در پمپ‌های حرارتی زمین گرمایی از مبدل دو لوله استفاده می‌شود.

ریال برای هر متر مربع کلکتور می‌باشد. این نوع کلکتور به همراه ترمومترات و فن دمنده برای هر متر مربع هزینه ای حدود ۱۰۲ میلیون ریال دارد که بازگشت سرمایه این با روش ساده حدود ۷ سال است. این مقدار بدون در نظر گرفتن کاهش هزینه‌های زیست محیطی می‌باشد.

۳-۵-۳- پمپ‌های حرارتی

پمپ حرارتی یک وسیله ابتکاری طراحی شده برای استخراج حرارت از زمین یا هوای اطراف ساختمان در زمستان، متوجه کردن و انتقال حرارت به داخل ساختمان است.

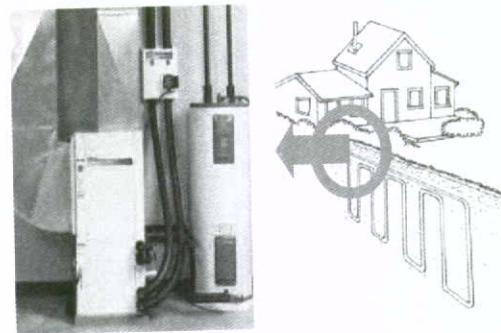
پمپ حرارتی می‌تواند به عنوان چشمۀ حرارتی اولیه برای ساختمانهای جدید و یا قدیمی استفاده شود. مشخصه اصلی پمپ حرارتی، عدم سوزاندن سوختهای فسیلی می‌باشد (انرژی الکتریکی استفاده شده ممکن است از سوختهای فسیلی بدست آمده باشد) علاوه بر آن، در تابستان، پمپ حرارتی می‌تواند حرارت را از داخل اتاق استخراج کند. پمپ حرارتی شامل دو نوع اصلی می‌باشد:

الف : منبع زمینی

ب : منبع هوایی

۳-۵-۱- پمپ حرارتی با منبع زمینی

شکل (۱۱) یک پمپ حرارتی با منبع زمینی (GSHP) را نشان می‌دهد.



شکل (۱۱)

در فصل زمستان، GSHP گرما را از زیر خاک جمع‌آوری می‌کند. این چاه حرارتی بوسیله آب یا پروپیلن گلیکول به شبکه لوله‌ای زیرزمین پمپ می‌شود.

۳-۱-۱- مزایا و معایب پمپ حرارتی با منبع زمینی

مزیت اصلی این نوع پمپ حرارتی بازده بسیار بالای آنهاست. براساس اعلام بخش انرژی ایالات متحده (DOE) و آژانس حفاظت از محیط زیست (EPA)، این نوع پمپ حرارتی بیشترین بازده، بهترین سازگاری با محیط زیست و مقررین به صرفه‌ترین سیستم سرمایش و گرمایش در این بازده زمانی است. این سیستم‌ها دارای مصرف برق بسیار کمی برای پمپ‌ها و



-محاسبه هزینه پمپ سیرکولاتور
دبی مورد نیاز برای هر تن تبرید حدود ۹ تا ۱۲ لیتر بر دقیقه است. (۲) برای ۳ تن تبرید دبی پمپ برابر ۲۷ تا ۳۶ لیتر بر دقیقه باید باشد که قیمت آن بر اساس فهرست بها برابر ۱۱۶۵۰۰۰ ریال می‌باشد.

-محاسبه هزینه شن
اطراف لوله‌های پلی اتیلن، توسط شن پر می‌شود. پرکردن اطراف لوله با شن، باعث افزایش و بهبود انتقال حرارت سیال عامل با لایه‌های زیرین زمین می‌گردد.
هزینه شن برابر است با:

$$Csand = Psand \times Vsand(m^3)$$

$$Psand = ۶۱۶۰۰ \text{ (Rial/m}^3\text{)}$$

-محاسبه هزینه لوله کشی و اتصالات
برای نصب لوله‌های کویل زمینی پمپ حرارتی با ظرفیت ۳ تن، حدود ۳۶ نفر ساعت کار مورد نیاز است. در نتیجه کل هزینه لوله کشی و اتصالات در حدود ۱۵۷۵۰۰۰ ریال خواهد بود.

-محاسبه هزینه سیال ضدیخ
مقدار پیشنهادی سهم ضدیخ بین ۱۰ تا ۲۰ درصد سیال عامل می‌باشد.

$$Ca.f = Pa.f \times V_{pipe}(m^3) \times 0.1$$

$$Pa.f = 30000 \text{ (Rial/m}^3\text{)}$$

-محاسبه انرژی مصرفی در سال [۳]

$$S = E_{save}(kW) \times U(hr/Yr) \times P(Rial/kWh)$$

$$COPa = 2.15$$

$$COPG = 3.5$$

$$E_{save} = 1.89(kW)$$

$$U(hr/Yr) = 2500(hr/Yr)$$

$$P(Rial/kWh) = 832(Rial/kWh)$$

$$ESC = 15\% p.a$$

$$DR = 4\% \text{ & } 12\%$$

با توجه به هزینه‌های موجود دوران بازگشت سرمایه برابر ۹ سال می‌باشد.

۴- خنک کننده غیرفعال - باقیماندن سرمایه در تمام طول تابستان به طور طبیعی

خنک کننده منفعل یک عنصر کلیدی از استراتژی بزرگ تهییه طبیعی و شامل تولید حرارت، سرمایش، تهویه و روشنایی طبیعی، بدون اجزاء مکانیکی و برقی و بدون انرژی خارجی است. سیستم سرمایش غیرفعال براساس نیروهای طبیعی است مانند نسیم، هوای خنک شب و مصالح معمول به کار رفته در ساختمان، مانند عایق‌بندی، پنجره‌های کارآمد از لحاظ انرژی. سیستم سرمایش غیرفعال متکی بر تعداد زیادی عوامل به ظاهر ناچیز می‌باشد که وقتی با هم جمع می‌شوند بار سرمایشی را به شدت کاهش می‌دهند. این عوامل در ۴ دسته کلی می‌باشند.

مبدل حرارتی دولوله ای جهت کویل شدن پمپ حرارتی با کویل زمینی لازم می‌باشد. کویل زمینی بخش مهمی از هزینه‌های پمپ حرارتی زمین گرمایی را تشکیل می‌دهد. از آنجاکه هزینه اولیه مورد نیاز مبدل حرارتی دو لوله ای تقریباً معادل هزینه مبدل حرارتی هوا به هوا می‌باشد، این اختلاف، هزینه اضافی به همراه نخواهد داشت. اما بخش کویل زمینی هزینه اولیه زیادی را در پمپ‌های حرارتی با منبع زمینی اضافه می‌کند.

-محاسبه هزینه لوله پلی اتیلن

میزان هزینه لوله‌های پلی اتیلن از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$C_{pipe} = P_{pipe}(Rial/m) \times Q(ton) \times Fc(m/ton)$$

که در این رابطه C_{pipe} و P_{pipe} به ترتیب هزینه کل لوله و هزینه هر متر لوله پلی اتیلن است و بر اساس فهرست بها ۱۳۸۸ برابر ۶۲۶۰۰ ریال است. Q تناژ تبرید و Fc طول لوله مورد نیاز برای هر تن تبرید است که در زیر آورده شده است:[۱]

| | |
|-------------------------|-----------------|
| Horizontal Single Layer | [m/ton] ۱۶۰-۱۰۰ |
| Horizontal two Layer | [m/ton] ۱۲۰-۲۰۰ |
| Vertical Single U-Tube | [m/ton] ۷۰-۱۲۵ |

-محاسبه هزینه حفر کanal و پرکردن آن
میزان حفر کanal تابعی از تناژ پمپ حرارتی و آرایش لوله‌ها می‌باشد. هزینه‌های حفاری و پرکردن کanal از روابط ذیل قابل محاسبه است:

$$C_{Excavation} = P_{Excavation}(Rial/m^3) \times V_{Trench}(m^3)$$

$$C_{Filling} = P_{Filling}(Rial/m^3) \times V_{Trench}(m^3)$$

حفر کanal برای آرایش افقی و عمودی دارای هزینه‌های متفاوتی است. در محل هایی که فضای لازم برای دفن لوله‌ها در زمین وجود دارد، استفاده از آرایش افقی مناسب می‌باشد. در آرایش افقی عرض کanal برای جایگذاری لوله‌ها ۸۰ سانتی متر می‌باشد. بنابراین مدل‌های افقی حجم خاکبرداری (V_{Trench}) برابر است با:

| | |
|-------------------------|------------------------------|
| Horizontal Single Layer | [m ³ /ton] ۱۲۸-۸۰ |
| Horizontal two Layer | [m ³ /ton] ۹۶-۱۶۰ |

هزینه خاکبرداری به ازا هر متر مکعب $P_{Excavation}$ و پرکردن کanal $P_{Filling}$ بر اساس فهرست بها ۸۸

| | |
|----------------------------|------------------------------|
| 3200[Rial/m ³] | خک کنده شده تا فاصله ۲۰ متری |
| [Rial/m ³] ۸۰۵ | پر کردن کanalها |



- کاهش حصول حرارت داخلی (افراد، وسایل الکتریکی، لامپها و ...)

• کاهش حصول حرارت خارجی (جلوگیری از تابش مستقیم آفتاب به داخل و استفاده از سایه‌اندازهای مکانیکی (شکل ۱۳))

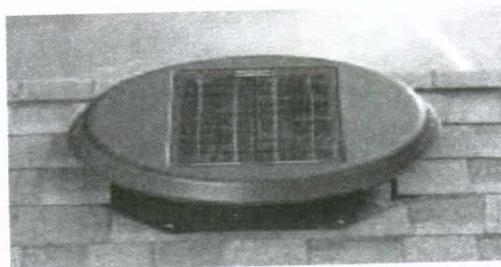
- استفاده از پرده‌های خارجی به جای پرده‌های داخلی، (شکل ۱۴)

- استفاده از محاظ تششعی،(شکل ۱۵ و ...)

۱-۴ - پاکسازی حرارت تولید شده

❖ پاکسازی حرارت در زمان شب

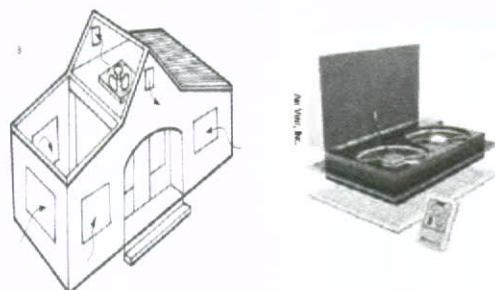
در بعضی مناطق (بويژه مناطق کویری) هوا در شب بدلیل فقدان رطوبت در آتمسفر هوا، به شدت سرد می‌شود، بطوریکه در مدت زمان 50° تا 60° ثانیه درجه حرارت از 40°C به 15°C می‌رسد.



شکل (۱۶)

فن‌ها بر روی سقف و عموماً در وسط ساختمان قرار می‌گیرند (شکل ۱۷). این فن‌ها از پنجره‌های باز می‌کشد و از قسمت شیروانی خارج می‌کند. این سیستم برای مناطقی که دارای گرمای تابستان شدید نیستند بسیار مفید است.

در ساختمان‌های اداری در هنگام شب کل هواهای ساختمان از طریق فن‌های خروجی می‌تواند از طریق بالاترین نقطه ساختمان دفع گردد و هوای تازه با درجه پایینتر در شب جایگزین گردد. این سیستم از آغاز است فن‌های موجود انجام می‌گیرد و می‌تواند مصرف انرژی را در ساختمان‌های اداری تا $0.33/0.33$ مقدار اولیه کاهش دهد. (0.33 بار سرمایشی در شبها در ساختمان‌های اداری استفاده می‌شود)



شکل (۱۷)

۵- نحوه چیدمان میزهای روزی در فصول مختلف

طبق اندازه گیری‌های انجام شده در تعدادی از ساختمان‌های اداری تهران دمای دیوارهای جنوبی و شمالی حدود 10° درجه سانتیگراد در یک روز پاییزی با دمای محیط 17° درجه سانتیگراد در سطح خارجی و 5° درجه در سطح داخلی اختلاف دما دارند. این امر بعنوان نمونه می‌تواند بدلیل پوشش نما با سنگ تیره، که برای ساختمان‌های دولتی بسیار معمول است، باشد.

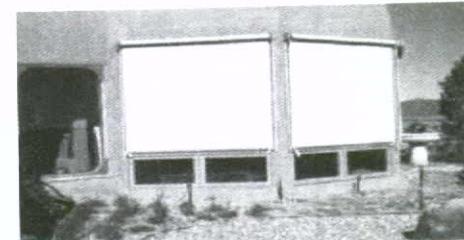
به این دلیل میزان درجه حرارت MRT در نقاط مختلف ساختمان متفاوت می‌باشد.

$$MRT = \frac{\sum T\theta}{360} = \frac{T_1\theta_1 + T_2\theta_2 + \dots + T_n\theta_n}{360}$$

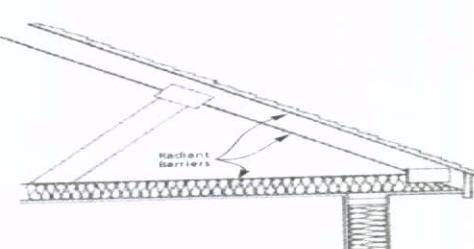
درجه حرارت مناسب برای MRT . 18° درجه سانتیگراد می‌باشد. (شکل ۱۸).



شکل (۱۳)



شکل (۱۴)

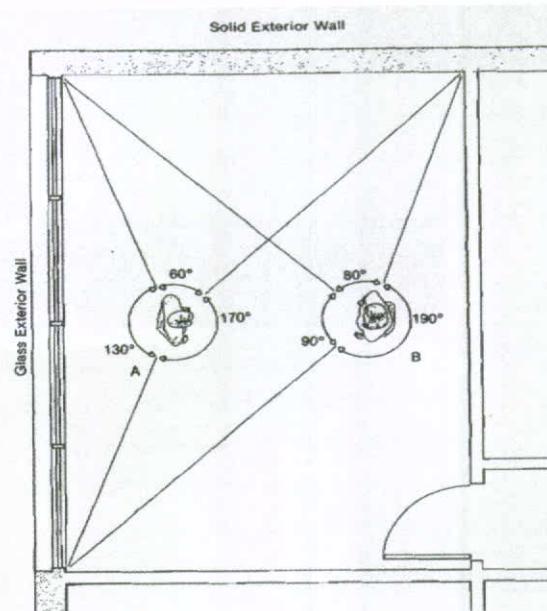


شکل (۱۵)

بنظور ارتقاء می‌توان از دمنده‌های زیر شیروانی^۱ استفاده نمود که در روی سقف نصب می‌شوند(شکل ۱۶).



با توجه به وابستگی زیاد MRT به محل استقرار افراد تغییر محل میز کار تا ۲ درجه سانتیگراد می تواند عدد MRT را تغییر دهد. بعنوان مثال در شکل بالا با جایجایی یک متري محل استقرار، از ۱۷ درجه به ۱۸ درجه افزایش می یابد که معادل حدود ۳٪ صرفه جویی در مصرف انرژی می باشد.

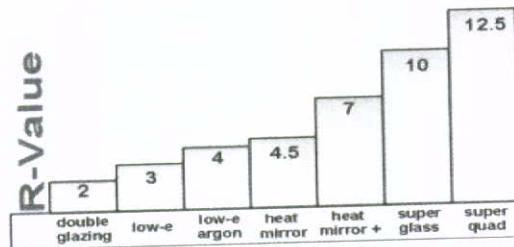


شکل (۱۸)

جدول (۳)

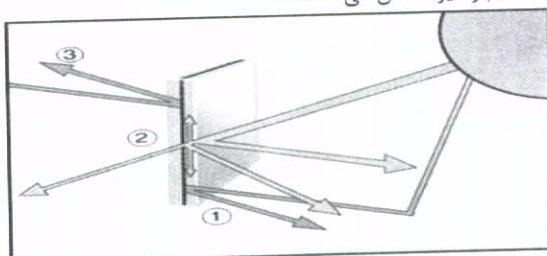
| Model | Swept Area | "Rated output" | Turbine Cost | Tower | Tower Cost | Installed Cost | kWh @ 10 mph | kWh @ 12 mph |
|-------------|------------|----------------|--------------|--------|------------|----------------|--------------|--------------|
| Lakota | 36.9 | 1 kW | \$1,699 | 84' T | \$3,935 | \$14,700 | 96 | 155 |
| Whisper 100 | 40 | 900 W | \$2,085 | 84' T | \$3,935 | \$14,986 | 63 | 105 |
| XL .1 | 58 | 1 kW | \$2,450 | 80' T | \$1,890 | \$12,734 | 91 | 147 |
| Cyclone | 65 | 1 kW | \$2,148 | 85' T | \$3,600 | \$15,137 | 163 | 260 |
| Whisper 200 | 80 | 1 kW | \$2,602 | 84' T | \$3,935 | \$14,981 | 124 | 193 |
| Proven 2.5 | 97 | 2.5 kW | \$13,665 | 105' T | \$7,364 | \$35,774 | 231 | 351 |
| ARE 110 | 110 | 2.5 kW | \$8,700 | 85' T | \$3,600 | \$20,784 | 117 | 175 |
| Jake Long | 154 | 3.6 kW | \$9,200 | 100' G | \$5,000 | \$28,063 | 350 | 520 |
| Whisper 500 | 175 | 3 kW | \$7,095 | 105' T | \$7,364 | \$31,079 | 341 | 538 |
| Proven 6.0 | 254 | 6 kW | \$22,439 | 120' G | \$10,850 | \$59,596 | 618 | 931 |
| XL-5 | 398 | 10 kW | \$24,750 | 120' G | \$10,850 | \$52,117 | 520 | 900 |
| 31-20 | 754 | 20 kW | \$21,255 | 120' F | \$14,887 | \$54,056 | 1644 | 2691 |
| V-15-35 | 1963 | 35 kW | included | 110' F | included | \$105,000 | 3354 | 5371 |
| V-15-65 | 1963 | 65 kW | included | 140' F | included | \$115,000 | 3675 | 5992 |

۶- انرژی بادی



شکل (۱۹)

پوشش های آینه حرارتی که معمولاً شفاف است از سال ۱۹۸۵ برای پنجره های فر کاربرد داشته است. این پنجره ها تشعشع حرارتی از داخل و بیرون را بازتاب می کنند و انتقال حرارت مستقیم را نیز کاهش می دهند.



شکل (۲۰)

آینه های حرارتی برای پنجره ها ممکن است مستقیماً بر روی شیشه بکار برد شود و در مواردی نیز از پشت بر شیشه نصب می گردد، یا ممکن است در فیلمهای پلاستیکی نازک بکار روند و سپس بر روی پنجره ها چسبانده شوند. نوع ارزانتر این شیشه ها، انعکاس در ناحیه طیفی مادون قرمز ۶۰ تا ۷۰ درصد است و این میزان تا ۹۹٪ می تواند افزایش یابد. [۶] یعنوان نمونه در یکی از سازمانهای دولتی در تهران بار ناشی از تابش با شبیه سازی نرم افزاری *Design Builder* معادل ۴۸۷ مگاوات ساعت می باشد که معادل هزینه الکتریکی صرفه جویی شده با استفاده از این تکنولوژی ۱۱۶ میلیون ریال در سال است. با توجه به اینکه این سازمان دارای ۱۹۰۰ متر مربع جدار نورگذر می باشد، استفاده از این تکنولوژی ۷۶۰ میلیون ریال هزینه در برخواهد داشت که معادل یازگشت سرمایه ۶/۵ ساله می باشد.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله سعی شده تا حدودی تمامی راهکارهای ممکن استفاده از منابع غیر فسیلی در مقایسه با یکدیگر مورد بررسی قرار گیرد و کلیت استفاده در انواع ساختمانها، مستقل از متراد و نوع ساختمان اداری را در بر گیرد. در اکثر ساختمانهای اداری، موارد گفته شده در بالا قابلیت اجرا دارند. بطور کلی با توجه به بررسی های صورت گرفته خلاصه بررسی اقتصادی راهکارها مستقل از متراد و محل قرار گیری ساختمان، در جدول (۴) آورده

در جدول (۳) قیمت خرید و نصب بعضی از توربین های بادی (کیلو واتی) با ظرفیت در مقیاس مصارف خانگی آورده شده است. [۴] این قیمتها مربوط به سال ۲۰۰۵ می باشد. بازگشت سرمایه استفاده از توربین های بادی بسیار وابسته به ظرفیت مورد استفاده است ولی بطور متوسط در تهران این مقدار بیش از ۱۲ سال برای مقیاس کیلوواتی است.

۷- استفاده از آینه های حرارتی

طبق تحقیقات شورای اقتصاد صرفه جویی انرژی در امریکا (ACEEE) حتی در ساختمانهای جدید حدود ۲۰ درصد از اتلاف حرارت در زمستان و ۷۵ درصد اتلاف سرمایش در تابستان از طریق پنجره ها صورت می گیرد.

بطور کلی اشعه تابشی از سه بخش تشکیل می شود: مادون قرمز حدود ۳۵٪، نور مرئی حدود ۴۴٪ و اشعه فرابنفش حدود ۳ درصد. وقتی حرارت خورشید به شیشه می رسد به سه بخش تقسیم می شود. بخش جذب شده در دو قسمت بصورت بازتابش به داخل و باز تابش به خارج دوباره از شیشه ساطع می شود. [۵]

در ممیزی انرژی شیشه ها راهکارهای زیر وجود دارد.
• کاهش سطح شیشه فقط به مقدار مورد نیاز برای عبور نور

• انعکاس زیاد تابش خورشید و ایجاد سایه در فصل گرم

• رعایت مقدار k_{m} در مدت تمام فصول
• تبادل مادون قرمز تابشی پایین بین دو جدار پنجره

هرچه مقدار k_{m} کوچکتر باشد عایق بهتری می باشد. اگر مقدار $k_{\text{m}}(R)$ یک پنجره کمتر از 40% باشد یک پنجره مناسب به حساب می آید. برای رسیدن به راندمان مناسب شیشه با لایه بسیار نازک فلزی پوشش داده می شود که فرکانسی های خاصی از تابش را عبور داده یا انعکاس دهد. این نوع شیشه های لایه گذاری شده با تشعشع کم شیشه Low E نامیده می شود.

میزان انتقال تابش از شیشه بوسیله ضریب بهره خورشیدی^۱ اندازه گیری می شود. $SHGC$ یک عدد اعشاری کوچکتر از یک است. عدد 0.60 بدین معنی است که 60% تابش خورشید به داخل خانه عبور می کند.

[۵] ویلسون، الکس و موریس، جان، راهنمای صرفه جویی در مصرف انرژی خانگی، سازمان بهینه سازی مصرف سوخت کشور انتشارات فنی، ۱۳۸۰

[۶] مادانا دانش، پنجه های حرارتی برای استفاده بهینه از انرژی خورشیدی، سومین همایش بهینه سازی مصرف سوخت در ساختمان ۱۳۸۲

بیوگرافی

آقای محمود داودی دارای لیسانس مکانیک از دانشگاه صنعتی امیر کبیر و فوق لیسانس مکانیک (تبديل انرژی) از دانشگاه صنعتی شریف می باشد. در حال حاضر وی دانشجوی دکترای مهندسی مکانیک (گرایش تبدیل انرژی) در دانشگاه تهران می باشد و رساله آقای داودی در زمینه توربوماشینها و استفاده از آن در انرژیهای تجدیدپذیر می باشد. سابقه کار آقای داودی ۳/۵ سال بوده که ۲/۵ سال آن در شرکت مهندسی قدس نیرو است. زمینه علاقمندی و فعالیت ایشان، بطور کلی انرژیهای تجدیدپذیر و بهینه سازی انرژی می باشد.

Email:

mdavoudi@ghods-niroo.com

شده است. این اعداد با تقریب مناسبی برای اکثر ساختمانهای اداری (به ویژه با شرایط آب و هوایی تهران) قابل استفاده می باشند.

جدول (۴)

| ردیف | راهنکار | (بدون در نظر گرفتن کاهش هزینه های زیست محیطی) | بازگشت سرمایه به سال |
|------|-----------------------------|---|----------------------|
| ۱ | پاکسازی حرارت در زمان شب | بی هزینه | |
| ۲ | چیدمان میزها | بی هزینه | |
| ۴ | دیوار ترمپ | ۲ | |
| ۶ | آب گرم خورشیدی | ۶ | |
| ۷ | استفاده از آینه های حرارتی | ۶,۵ | |
| ۸ | سیستم هوای گرم فعال | ۷ | |
| ۹ | پمپ های زمین گرمایی | ۹ | |
| ۱۰ | استفاده از توربین بادی | ۱۲ | |
| ۱۱ | سیستم روشنایی خورشیدی | ۱۵ | |

مراجع

[1] Oklahoma state university, "Closed-loop Ground-source Heat pump System", NRECA Research project. 1989

[2] Whitman, W.C. Johnson, W.M. Tomczyk, J.A., "Refrigeration & Air conditioning Technology" DELMAR Thomson Learning, 4 edition, 2000

[۳] مرتضی یاری، ارزیابی اقتصادی پمپ های حرارتی زمین گرمایی، هجدهمین کنفرانس بین المللی برق ۱۳۸۲،

[4] *The Homeowner's Guide to Renewable Energy~ Achieving Energy - New Society Publishers*



تعدیل روش آماری هرشفیلد در برآورد حداکثر بارش محتمل با رویکرد روش فیزیکی

معصومه فضائی ، محمد جواد پوراغنیائی

کارشناسان ارشد بخش منابع آب و محیط زیست - آب و ابنيه SBU

سید جمشید موسوی

دانشیار دانشکده عمران و محیط زیست - دانشگاه صنعتی امیرکبیر

کلمات کلیدی: حداکثر بارش محتمل، هرشفیلد، درون‌بایی، مرکز طوفان، فیزیکی.

چکیده

حداکثر بارش محتمل (PMP) که عموماً به دو روش آماری و فیزیکی (سینوپتیکی) برآورد می‌شود، مشخصه‌ای از بارندگی در یک موقعیت خاص است که بزرگی سیلی را که در طراحی سد و مخازن پر خطر استفاده می‌شود، تعریف می‌کند. از میان روش‌های آماری روش هرشفیلد و از میان روش‌های فیزیکی بیشینه‌سازی و انتقال طوفان حدی متداول‌ترین روش‌های محاسبه PMP می‌باشد. تحقیقات نشان داده‌اند که روش فیزیکی برآورد دقیقتری از این پارامتر را نسبت به روش آماری ارائه می‌دهد، اما نیاز به حجم بالای اطلاعات هواشناسی و انجام محاسبات گسترده و زمان برای ایجاد جایگزینی استفاده از روش سریع هرشفیلد در برآورد حداکثر بارش محتمل در بسیاری از حوزه‌های آبریز مورد مطالعه در اقصی نقاط جهان از جمله ایران شده است. هر چند هرشفیلد جهت محاسبه مقدار حداکثر بارش محتمل سطحی در حوزه‌های آبریز زیر ۱۰۰۰ کیلومتر مربع استفاده از یک منحنی کاهش سطح را توصیه می‌نماید، لیکن اغلب در حوزه‌های آبریز بزرگتر از شیوه رسم منحنی‌های هم PMP استفاده می‌شود. با توجه به الگوی بیشینه‌سازی همزمان تمامی ایستگاههای یک منطقه در رسم منحنی‌های هم PMP و مغایرت آن با الگوی بیشینه‌سازی روش فیزیکی سوال اصلی این است که اختلاف نتایج حاصل از دو روش تا چه اندازه متأثر از نوع روش درون‌بایی بکار رفته در تعیین مقادیر ایستگاهی به سطح و تا چه اندازه متأثر از مغایرت الگوهای بیشینه‌سازی دو روش می‌باشد. در مقاله حاضر تلاش شده است که پاسخ این سوال با مقایسه مقادیر منطقه‌ای شده PMP برای هر دو روش هرشفیلد و فیزیکی در تعدادی از حوزه‌های آبریز ایران بدست آید.

۱- مقدمه

حجم زیاد اطلاعات هواشناسی و انجام محاسبات گسترده و زمان برای این روش، محققان را بر آن داشته که با جایگزینی استفاده از روش‌های سریع آماری از جمله هرشفیلد، به دنبال راه حلی جهت تعدیل مقادیر برآورده از روش‌های آماری باشند. مطالعات صورت گرفته در این زمینه تاکنون را می‌توان در دو تقسیم‌بندی کلی قرار داد. گروه اول مطالعاتی هستند که با تصحیح عامل فراوانی معادله تناوبی هرشفیلد در هر منطقه و یا حذف مقادیر خارج از مرز، سعی در بدست آوردن برآورده واقع-بینانه تر از مقدار حداکثر بارش محتمل دارند [۱، ۶، ۷، ۸، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۱۴، ۱۵]. در گروه دیگر از این تحقیقات به مقایسه مقادیر حداکثر بارش محتمل حاصل از روش‌های مختلف آماری با روش فیزیکی پرداخته شده و با تأکید بر انحراف معنی دار نتایج روش هرشفیلد از روش فیزیکی به کاربرد روش‌های دیگر آماری توصیه شده است [۱۶ و ۱۷].

در مقاله حاضر ضمن برآورد PMP سطحی به روش آماری هرشفیلد در تعدادی از حوزه‌های آبریز ایران، که در آنها قبل از مطالعات حداکثر بارش محتمل به روش فیزیکی صورت گرفته

حداکثر بارش محتمل طبق تعریف راهنمای سازمان جهانی هواشناسی عبارت است از بزرگترین ارتفاع بارش در یک مدت مشخص که از نظر فیزیکی امکان رخداد آن در سطح معین، در یک موقعیت جغرافیائی ویژه و در زمان مشخصی از سال وجود دارد [۱]. از PMP در بسیاری از کشورها از جمله ایالات متحده، چین، هند و استرالیا برای تخمین حداکثر سیل محتمل (PMF) استفاده می‌شود [۲، ۳ و ۴]. روش‌های مختلف توصیه شده برای تخمین PMP در دو تقسیم‌بندی کلی قرار می‌گیرند: روش فیزیکی (سینوپتیکی) و روش آماری. از میان روش‌های فیزیکی، روش بیشینه‌سازی طوفان حدی و انتقال آن به محدوده مورد مطالعه و از میان روش‌های آماری روش هرشفیلد متداول ترین روش‌های برآورد حداکثر بارش محتمل در اقصی نقاط جهان می‌باشند.

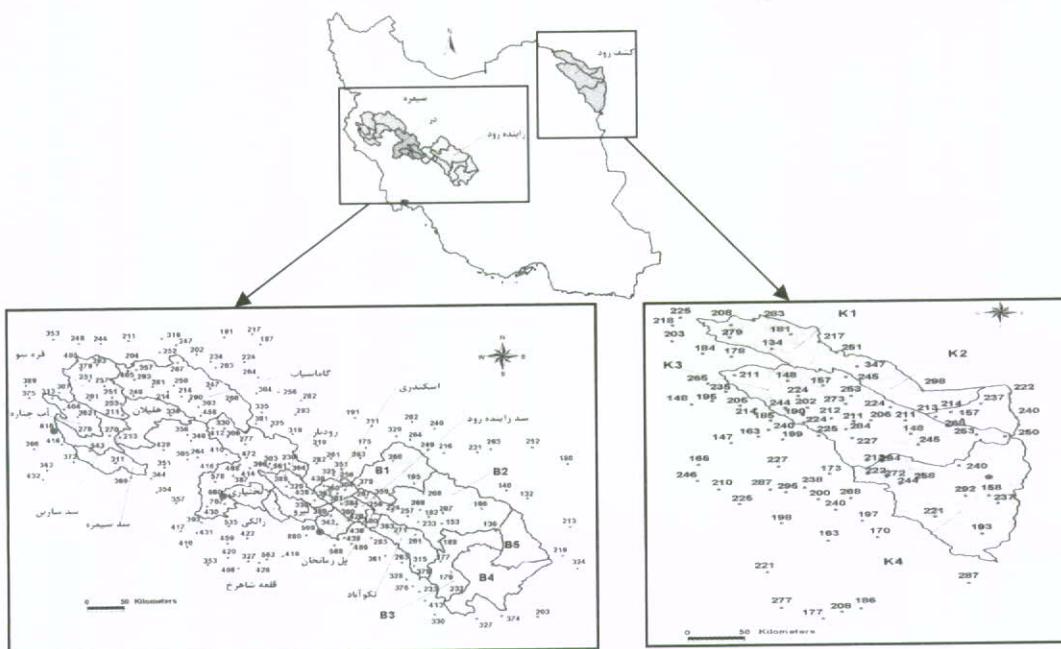
روش فیزیکی برآورد PMP، بدیل در نظر گرفتن اصول هواشناختی حاکم بر ایجاد یک طوفان، برآورد واقع‌بینانه‌تری از این پارامتر را نسبت به روش آماری ارائه می‌دهد [۵]. اما نیاز به



که در آن R : حداکثر مقدار بارش مشاهداتی، r_m : ضریب بیشینه‌سازی رطوبت، r_w : ضریب بیشینه‌سازی باد، W_s : حداکثر آب قابل بارش در سطح ۱۰۰۰ میلی بار براساس نقطه شبنم با تداوم ۱۲ ساعته و دوره برگشت ۵۰ ساله در طول دوره آماری همزمان با طوفان، s_m : حداکثر سرعت باد با تداوم ۱۲ ساعته و دوره برگشت ۵۰ ساله در طول دوره آماری همزمان با طوفان و s_s : حداکثر سرعت باد با تداوم ۱۲ ساعته و دوره برگشت ۵۰ ساله در زمان طوفان است.

۳-۲- منطقه مطالعاتی و داده‌ها

منطقه مورد مطالعه شامل ۴ حوزه آبریز در تا محل سد بختیاری، سیمره تا محل سد سیمره، زاینده‌رود و کشفرود می‌باشد (شکل ۱). تعداد ۲۹۴ ایستگاه هواشناسی واقع در حوزه‌های آبریز نامیرده و پیرامون آنها برای انجام مطالعات در نظر گرفته شده است. آمار این ایستگاه‌ها به نسبت طولانی و قابل اند. متوسط طول دوره آماری ایستگاهها ۲۸ سال است. در شکل (۱) پراکنش ایستگاه‌های انتخابی به همراه مقادیر حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته محاسبه شده به روش آماری هرشفیلد ارائه شده است.



شکل (۱): محدوده حوزه‌های آبریز منطقه مورد بررسی

بود، و مقایسه نتایج آنها، با نگرشی متفاوت از دو گروه مطالعات ذکر شده در بالا به بررسی تاثیر دو عامل محتمل ایجاد خطا در نتایج حاصل از روش آماری هرشفیلد پرداخته خواهد شد.

۲- مواد و روشها

۲-۱- روش آماری هرشفیلد

در این روش حداکثر بارش محتمل با توجه به معادله عمومی فرکانس ارائه شده توسط چاو [۱۹] از طریق رابطه $(X = \bar{X} + K.S)$ محاسبه می‌شود که در آن \bar{X} : میانگین تعديل شده داده‌ها، S : انحراف معیار تعديل شده داده‌ها و K : عامل فراوانی است.

۲-۲- روش فیزیکی

در این روش حداکثر بارش محتمل که بر مبنای مطالعه خصوصیات طوفانهای حدی به وقوع پیوسته در منطقه استوار است، از طریق روابط زیر محاسبه می‌گردد.

$$PMP = R * r_m * r_w$$

$$r_m = \frac{w_m}{w_s}$$

$$r_w = \frac{s_m}{s_s}$$

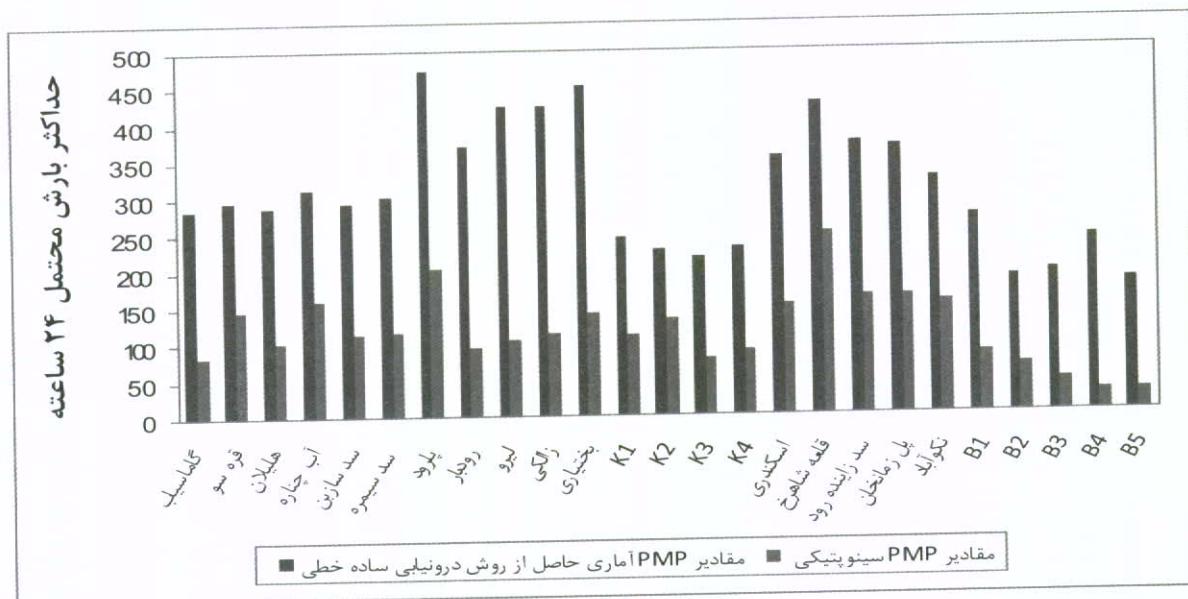


۳- بحث و نتیجه‌گیری

محتمل سطحی، تعدادی از روش‌های درون‌یابی رایج اعم از روش‌های قطعی (درون‌یابی بر پایه مثلث‌بندی، تابع بر مبنای شعاع، همسایگی طبیعی و معکوس فاصله وزنی) و زمین آماری (کریجینگ) مورد ارزیابی قرار گرفتند و در هر منطقه بهترین روش درون‌یابی براساس روش واسنجی با محاسبه معیار میانگین قدرمطلق خطا و شکل نقشه حاصل انتخاب شد. همچنین از روش واسنجی جهت محاسبه پارامترهای بهینه هر یک از روش‌های درون‌یابی نیز استفاده شده است. لذا در روش معکوس فاصله وزنی، پارامتر توان و در روش کریجینگ نحوه عمل انواع مدل‌های تغییرنما مورد ارزیابی قرار گرفته و به ترتیب بهترین توان و مناسبترین مدل تغییرنما از نظر نتایج واسنجی و نقشه حاصل انتخاب شده است. در جدول (۱) نتایج حاصل از این بررسی به همراه روش درون‌یابی منتخب در هر حوزه نشان داده شده است. مقایسه نتایج (شکل ۳) نشان می‌دهد که تلاش در جهت انتخاب بهترین روش درون‌یابی تاثیری در کاهش اختلاف میان نتایج حاصل از دو روش ندارد.

در شکل (۲) مقادیر متوسط سطحی حداکثر بارش محتمل آماری حاصل از روش درون‌یابی ساده خطی در مقایسه با مقادیر PMP حاصل از روش فیزیکی در هر یک از زیر حوزه‌های مطالعاتی ارائه شده است. نتایج نشان می‌دهد در تمامی زیرحوزه‌ها روش آماری هرشفیلد برآوردهای بالاتری را نسبت به روش فیزیکی ارائه می‌دهد.

با توجه به اینکه اصلی‌ترین نقص روش هرشفیلد، یعنی نقطه‌ای بودن برآورد حداکثر بارش محتمل، در محاسبات منطقه‌ای خصوصاً در مواردی که سطح منطقه از ۱۰۰۰ کیلومترمربع بیشتر باشد، کارشناسان را مجبور به بکارگیری روش‌های از جمله روش درون‌یابی، جهت تعمیم مقادیر ایستگاهی به متوسط ناحیه‌ای می‌کند، این سوال مطرح می‌شود که اختلاف نتایج حاصل از دو روش تا چه اندازه می‌تواند متأثر از نوع روش درون‌یابی بکار رفته در تعمیم مقادیر ایستگاهی به سطح باشد. جهت پاسخ‌گوئی به این سوال در هر ۴ حوزه تحت مطالعه جهت برآورد مقادیر حداکثر بارش

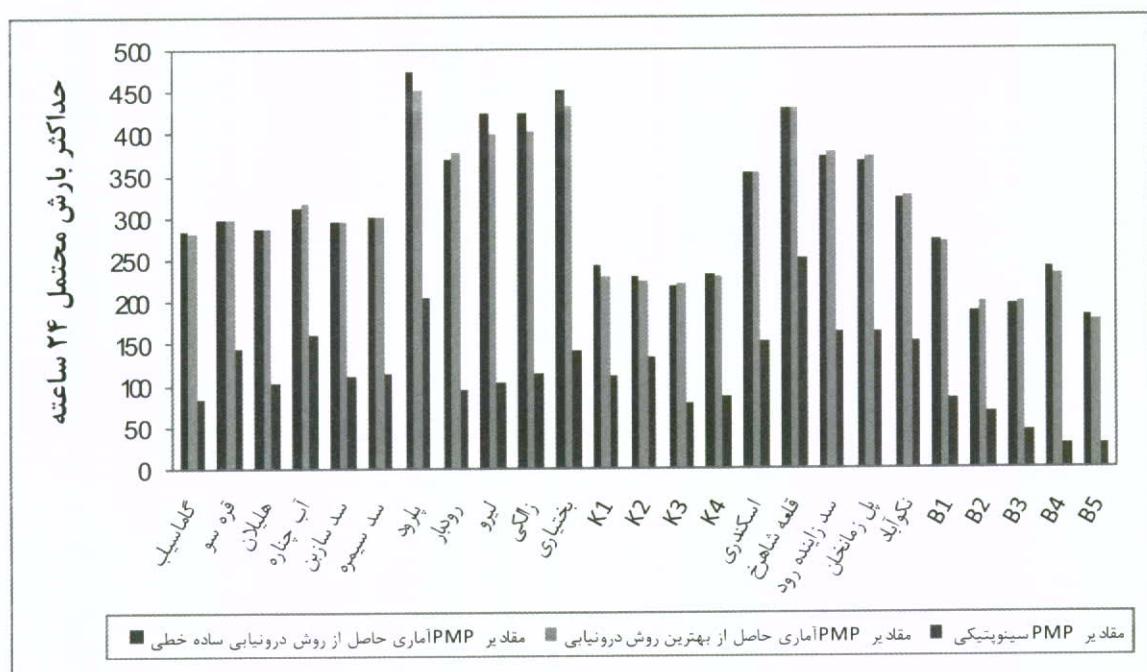


شکل (۲): مقادیر PMP آماری سطحی (درون‌یابی ساده خطی) در مقابل مقادیر PMP سینوپتیکی (مطالعات)



جدول(۱) : نتایج حاصل از واسنجی روش‌های درون‌یابی مختلف در حوزه‌های مورد بررسی

| حوزه | معیارهای آماری | مثلثبندی با درونیابی ساده خطی | تابع بر مبنای شعاع | کریجینگ | معکوس فاصله وزنی | همسایگی طبیعی | روش درونیابی منتخب براساس معیار واسنجی و شکل نقشه حاصل |
|------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------------|---------|---------------------|------------------|---|
| دز | میانگین قدر مطلق خطا | ۶۹/۹۴ | ۷۰/۶۸ | ۷۴/۰۴ | ۷۲/۲۱ | ۷۱/۹۶ | معکوس فاصله وزنی |
| سیمراه | میانگین قدر مطلق خطا | ۵۳/۹۸ | ۵۲/۲۶ | ۴۹/۱ | ۴۹/۳۶ | ۵۱/۳۷ | همسایگی طبیعی |
| کشف رود | میانگین قدر مطلق خطا | ۳۴/۳۵ | ۳۵/۵۲ | ۳۲/۴۲ | ۳۳/۰۰ | ۳۴/۵۱ | کریجینگ |
| - زاینده- رود | میانگین قدر مطلق خطا | ۵۳/۹۰ | ۶۱/۴۲ | ۵۳/۸۲ | ۵۷/۹۸ | ۵۲/۵۸ | همسایگی طبیعی |

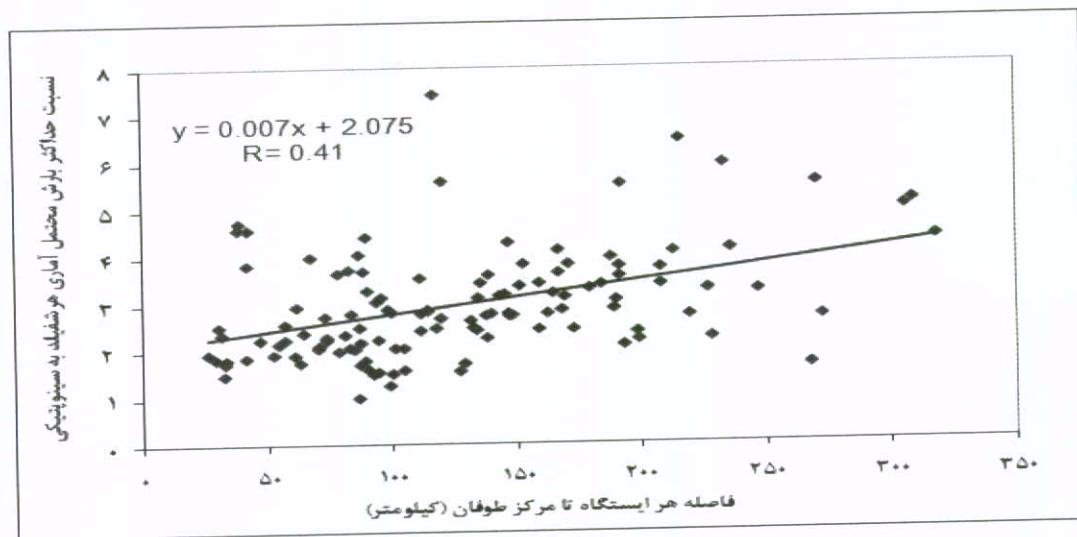


شکل (۳): مقادیر PMP آماری سطحی (درون‌یابی ساده خطی و پیترین روش درون‌یابی)، در مقابل مقادیر

سینو یتیکی، (مطالعات)

شناختی شد (نقاط قرمز رنگ در شکل ۱). طوفان حدی انتخاب شده با طوفان حدی بیشینه شده در مطالعات PMP سینوپتیکی همچنان داشتند. سپس در هر یک از حوزه‌های آبریز، فاصله ایستگاه‌های موجود در حوزه تا مرکز طوفان حدی انتخاب شده برای همان حوزه بدست آمد. در شکل ۳ رابطه برقرار شده میان نسبت PMP آماری به سینوپتیکی در محل ۱۲۱ ایستگاه مورد بررسی و فاصله آنها تا مرکز طوفان مربوطه نشان داده شده است. بررسی‌ها نشان دادند که اکثر نقاط پر در شکل ۳ مربوط به ایستگاه‌های واقع در حوزه‌های هستند که الگوی طوفان حدی برای محاسبه PMP سینوپتیکی آنها دارای بیش از یک مرکز طوفان است و این ایستگاهها که باعث کاهش ضریب همبستگی شده‌اند در اطراف مراکز طوفان فرعی متمرکز هستند. با حذف این نقاط از شکل (۴)، رابطه جدید برقرار شده میان نسبت PMP آماری به سینوپتیکی در محل ایستگاهها به فاصله تا مرکز طوفان مطابق شکل (۵) بدست آمد.

در روش فیزیکی بیشینه‌سازی بارندگی در محل ایستگاه‌های یک حوزه از الگوی طوفان حدی انتخاب شده در منطقه تبعیت می‌کند. به این معنی که عموماً مقدار PMP در مرکز طوفان بیشترین است و با فاصله از مرکز به تدریج کاهش می‌یابد و به عبارت دیگر وقوع PMP در ایستگاه‌های یک منطقه به طور ناهمزمان صورت می‌گیرد، در حالی که در برآورد حداکثر بارش محتمل سطحی به روش آماری هرشنفیلد در یک منطقه، با توجه به اینکه احتمال وقوع PMP در هر نقطه از محدوده تحت بررسی وجود دارد، اقدام به بیشینه‌سازی بارندگی در تمامی ایستگاهها شده و با بکارگیری یک روش درون‌یابی جهت تعیین مقادیر ایستگاهی به سطح، فرض می‌شود که وقوع PMP در کلیه ایستگاهها به طور همزمان صورت می‌گیرد که فرضی خلاف واقعیت است و می‌تواند منجر به برآوردهای بسیار دست‌بالا شود. لذا جهت بررسی این مغایرت، پس از مطالعه کلیه طوفانهای بوقوع پیوسته در هر یک از حوزه‌های آبریز مطالعاتی، برای هر یک از حوزه‌ها به طور جداگانه، یک طوفان حدی انتخاب و موقعیت مرکز طوفان



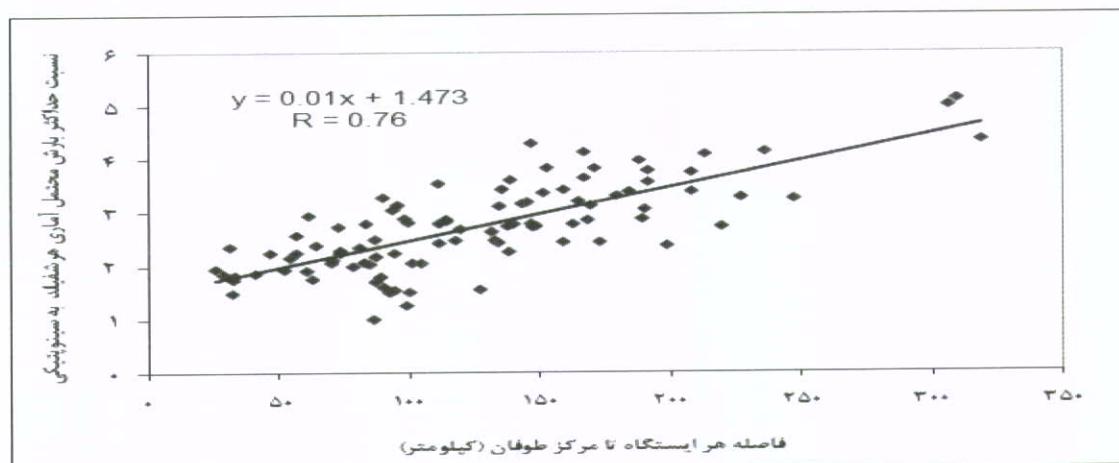
شکل (۴): نمایش ارتباط میان نسبت PMP آماری به سینوپتیکی در ۱۲۱ ایستگاه مورد بررسی و فاصله هر ایستگاه تا مرکز طوفان مربوطه



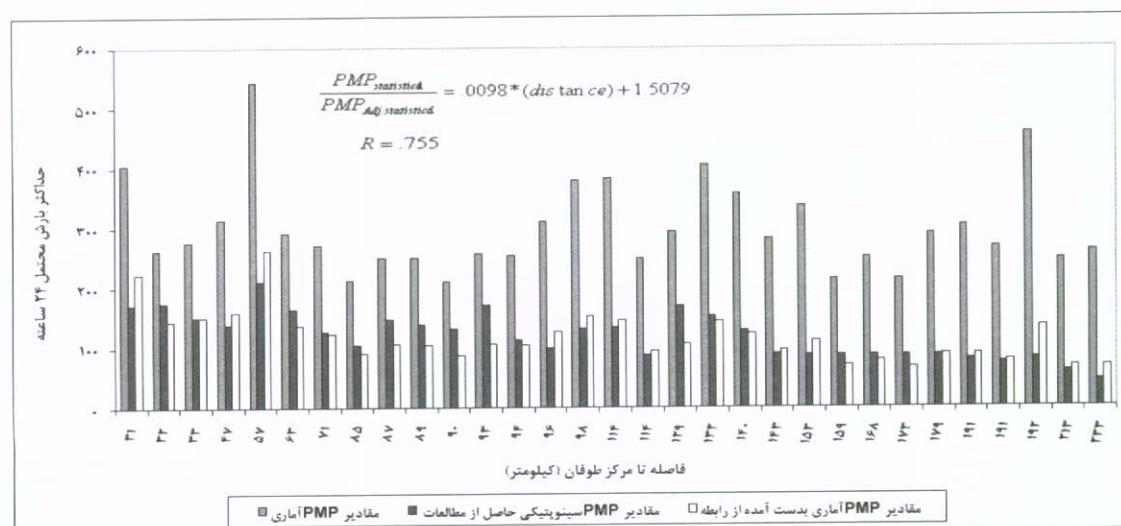
PMP سینوپتیکی مقایسه شد. این محاسبات به ترتیب برای دیگر حوزه‌های آبریز نیز تکرار شد. نتایج نشان داد که در تمامی حوزه‌های آبریز مقادیر PMP آماری تعدیل شده بسیار نزدیک به PMP سینوپتیکی بودست آمد. اشکال ۶ تا ۹، نتایج این بررسی را نشان میدهند. در جدول ۲ متوسط حسابی مقادیر PMP آماری سطحی در مقایسه با PMP آماری تصحیح شده با استفاده از رابطه تعدیلی و PMP سینوپتیکی، در حوزه‌های آبریز مورد بررسی ارائه شده است.

برای صحتسنجی رابطه ارائه شده در شکل (۵) به قرار ذیل عمل شد:

ابندا یکی از حوزه‌های آبریز، در مرحله اول با کلیه ایستگاههای موجود در آن از شکل ۵ حذف شدند و رابطه تعدیلی جدیدی بدست آمد. در گام بعدی، با قرار دادن فاصله هر ایستگاه تا مرکز طوفان در رابطه تعدیلی جدید، نسبت PMP آماری به سینوپتیکی در هر ایستگاه بدست آمد. با داشتن مقادیر PMP آماری محاسبه شده در محل ایستگاهها، مقادیر PMP سینوپتیکی برآورد شد و با مقادیر ارائه شده در مطالعات

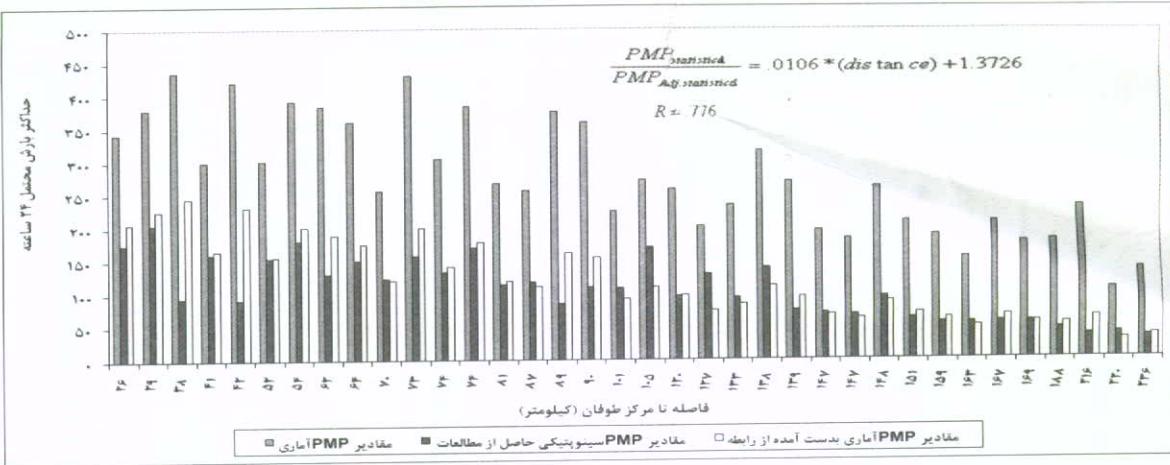


شکل(۵): نمایش ارتباط میان نسبت PMP آماری به سینوپتیکی در ۹۷ ایستگاه مورد بررسی و فاصله هر ایستگاه تا مرکز طوفان مربوطه

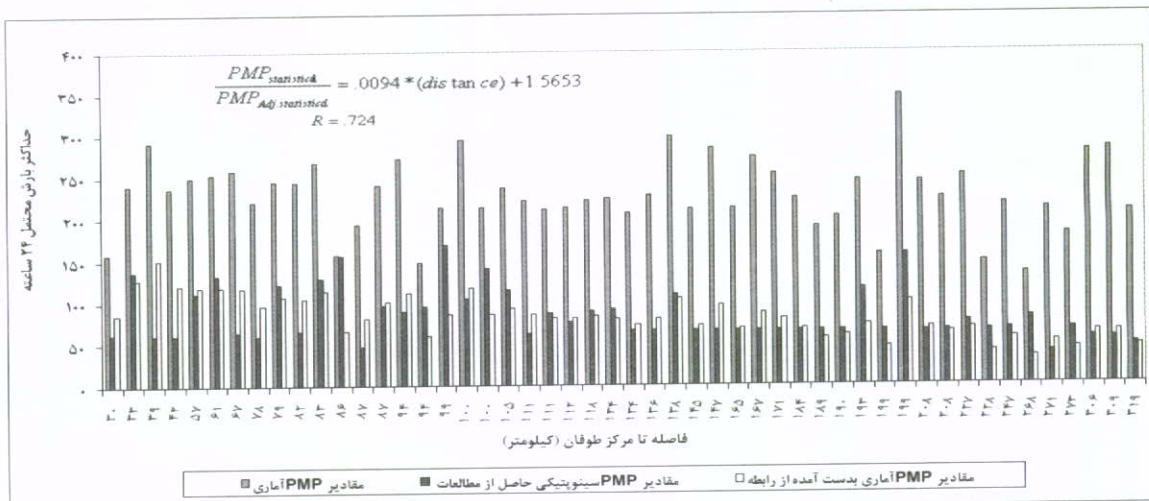


شکل(۶): مقادیر PMP آماری حاصل از رابطه تعدیلی و PMP سینوپتیکی حاصل از مطالعات در مقایسه با مقادیر PMP آماری در حوزه سیمراه

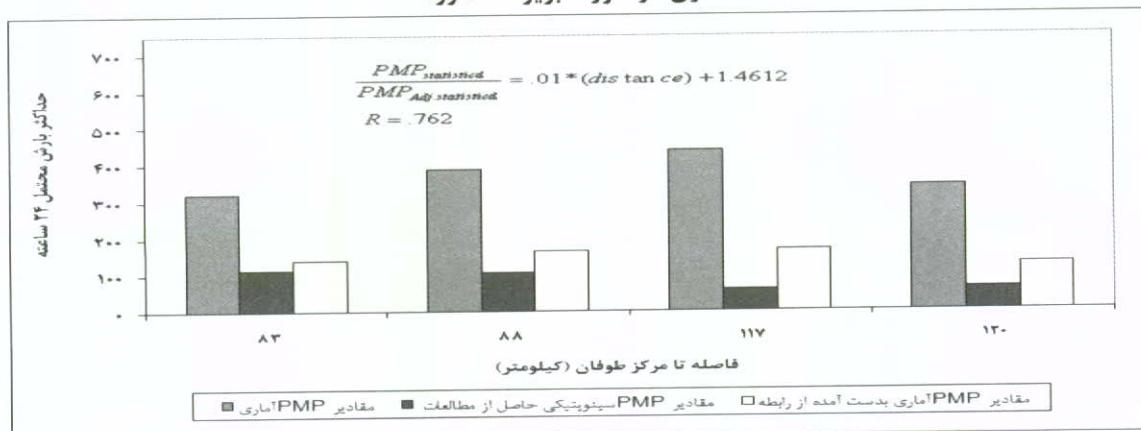




شکل (۷): مقادیر PMP آماری حاصل از رابطه تعدیلی و PMP سینوپتیکی حاصل از مطالعات در مقایسه با مقادیر PMP آماری در حوزه زاینده‌رود



شکل (۸): مقادیر PMP آماری حاصل از رابطه و PMP سینوپتیکی حاصل از مطالعات در مقایسه با مقادیر PMP آماری در حوزه آبریز کشف‌رود



شکل (۹): مقادیر PMP آماری حاصل از رابطه و PMP سینوپتیکی حاصل از مطالعات انجام شده در مقایسه با مقادیر PMP آماری در حوزه سد بختیاری



جدول (۲): متوسط حسابی مقادیر PMP آماری در مقایسه با آماری تصحیح شده

| PMP سینوپتیکی | متوسط حسابی مقادیر PMP آماری تصحیح شده با استفاده از رابطه تعدیلی | متوسط حسابی مقادیر آماری PMP | حوزه |
|---------------|---|------------------------------|------------|
| ۱۰۶/۴۱ | ۱۲۰/۷۱ | ۲۷۶/۰۵ | زاینده‌رود |
| ۸۴/۴۰ | ۸۲/۶۵ | ۲۲۹/۰ | کشفرود |
| ۱۱۹/۸ | ۱۱۷/۶۸ | ۳۰۰/۰ | سیمراه |
| ۸۴/۵۵ | ۱۴۹/۵۹ | ۳۷۱/۲۵ | بختیاری |

[3] C. G. Collier and P. J. Hardaker; "Estimating probable maximum precipitation using a storm model approach"; Journal of Hydrology, Volume 183, Issues 3-4 (1996) 277-306

[4] C. Svensson and P. R. Rakhecha; "Estimation of Probable Maximum Precipitation for Dams in the Hongru River Catchment, China"; Journal of Theoretical and Applied Climatology, Volume 59, No. 1-2 (1998) 79-91

[5] E. Ferrari; "Statistical evaluation of the probable maximum precipitation, Results from a case study"; The Smithsonian/NASA Astrophysics Data System, Abstracts from the meeting held in Nice, France, No. 12819(2003)

[6] P. R. Rakhecha, N. R. Deshpande and M. K. Soman; "Probable maximum precipitation for a 2-day duration over the Indian Peninsula"; Journal of Theoretical and Applied Climatology, Volume 45, No. 4 (1992) 277-283

[7] M. N. Desa and P. R. Rakhecha; "Probable Maximum Precipitation for 24-hr duration over and equatorial region : Part 2 - Johor"; Atmospheric Research, Volume 84, Issues 1 (2007) 84-90

[8] M.C. Casas, R. Rodriguez; R. Nieto and A. Redano, "The estimation of probable maximum precipitation: The case of Catalonia"; Annals of the New York Academy of Sciences, 1146 (2008) 291-302

[9] B. Ghahraman, "The Estimation of one day duration Probable Maximum Precipitation over Atrak watershed in Iran"; Iranian Journal of Science & Technology, Transaction B, Engineering, Vol. 32, No. B2 (2008) 175-179

[10] M. Casas, R. Rodriguez; M. Prohom, A. Gazquez, and A. Redano, "Estimation of the probable maximum precipitation in Barcelona (Spain)"; International Journal of

نتایج نشان می‌دهد که اعمال ضرایب ناهمزنانی حاصل از رابطه ارائه شده در مقادیر PMP ایستگاهی هرشفیلد، باعث کاهش اختلاف میان مقادیر برآورده از روش هرشفیلد و فیزیکی شده است.

۴- جمع‌بندی

در مقاله حاضر پس از بیان مبانی روش هرشفیلد و فیزیکی و برآورد حداقل بارش محتمل سطحی به روش آماری هرشفیلد در ۴ حوزه آبریز ایران که قبلًا مطالعات PMP سینوپتیکی آنها انجام شده بود، ابتدا ثابت گردید که روش هرشفیلد تخمین‌های بسیار بالائی را نسبت به روش فیزیکی ارائه می‌دهد. سپس با بررسی دو راهکار جهت تعديل نتایج روش هرشفیلد بدست آمد که بررسی روش‌های درونیابی قطعی و زمین‌آماری و انتخاب بهترین روش جهت تعیین مقادیر ایستگاهی PMP هرشفیلد به سینوپتیکی در هر یک از مناطق مطالعاتی، تاثیری در کاهش اختلاف میان نتایج حاصل از دو روش ندارد. همچنین تبعیت از الگوی مکانی طوفان حدی بوقوع پیوسته در هر یک از حوزه‌های آبریز در روش هرشفیلد باعث کاهش چشمگیر اختلاف میان نتایج حاصل از دو روش شد. پیشنهاد می‌شود از رابطه بدست آمده در این مقاله در حوزه‌های آبریزی که الگوی طوفان حدی آنها دارای یک مرکز طوفان است و از تراکم مناسب ایستگاههای دارای آمار کافی در داخل حوزه برخوردار می‌باشند، استفاده گردد.

مراجع

- [1] WMO (World Meteorological Organization); "Manual for Estimation of Probable Maximum Precipitation"; 2th edition, Operational Hydrology, Geneva (1986)
- [2] L. C. Schreiner and J. T. Reidel; "Probable maximum precipitation estimates. United States east of 105th meridian"; Hvdrometeorological Report 51, U.S. National Weather Service, Washington (1978)



آقای محمد جواد پوراغنیایی فارغ التحصیل مقطع کارشناسی ارشد رشته مهندسی منابع طبیعی از دانشگاه تهران هستند. ایشان دارای ۸ سال سابقه کار در زمینه منابع آب و محیط زیست با عنوان کارشناس هیدرولوژی در شرکت قدس نیرو می‌باشد.

Email: mpouraghniaei@ghods-niroo.com

Climatology, Royal Meteorological Society (2010)

[11] E.J. Forland and , D. Kristoffersen, "Estimation of Extreme precipitation in Norway"; Nordic Hydrology, 20 (1989) 257-276

[12] V. T. Chow, "The log-Probability law and its engineering applications"; Proc. ASCE 80, Paper no. 536 (1954) 1-25

[۱۳] خلیلی، علی؛ «بررسی تأثیر طول دوره اقلیم بر برآورد مقادیر حداکثر بارش محتمل ۲۴ تا ۷۲ ساعته در گستره ایران»؛ دومین کنفرانس منطقه‌ای تغییر اقلیم، ۱۳۷۸

[۱۴] تاجبخش، محمد و همکاران؛ «محاسبه حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته (PMP۲۴) به روش هاتسون (مطالعه موردی: شمال استان خراسان)»؛ نهمین سمینار سراسری آبیاری و کاهش تبخیر، ۱۳۸۶

[۱۵] فتاحی، ابراهیم و قائمی، هوشنج؛ «ارزیابی روش‌های برآورد حداکثر بارش محتمل در ایستگاه‌های منتخب جنوب غرب ایران»؛ دومین همایش مقابله با سوانح طبیعی، ۱۳۸۶

[۱۶] شیردلی، عظیم و همکاران؛ «برآورد آماری حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته به روش هرشفیلد مطالعه موردی در استان زنجان»؛ سومین همایش ملی مدیریت شبکه‌های آبیاری و زمکشی، ۱۳۸۹

[۱۷] شفیعی، مجتبی و همکاران؛ «برآورد آماری حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته براساس تصحیح ضریب فراوانی هرشفیلد (مطالعه موردی حوضه آبریز نیشابور)»؛ سومین کنفرانس مدیریت منابع آب، ۱۳۸۷

[۱۸] خلجمی پیربلوطی، مهدی و سپاسخواه، علیرضا؛ «رسم منحنی‌های حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته با روش های مختلف آماری و مقایسه آن با روش سینوپتیکی برای ایران»؛ مجله علوم و فنون کشاورزی و منابع طبیعی، جلد ۶، شماره ۱، بهار ۱۳۸۱، صفحه ۱ تا ۱۲

[۱۹] سلیمی، محمد و همکاران؛ «تخمین حداکثر بارش محتمل ۲۴ ساعته با روش‌های آماری و مقایسه آن با روش سینوپتیکی در حوزه آبریز سد مهاباد»؛ اولین کنفرانس بین‌المللی بحران آب، سال ۱۳۸۷

بیوگرافی

خانم معصومه فضائی فارغ التحصیل مقطع کارشناسی ارشد رشته مهندسی عمران آب از دانشگاه صنعتی امیرکبیر هستند. ایشان دارای ۷ سال سابقه کار در زمینه منابع آب در شرکت مهندسی قدس نیرو می‌باشد.

Email: masoomehfazaee@gmail.com



تولید همزمان برق و حرارت در صنایع شکر

سامان رامین

سرپرست پروژه - SBU انرژی

چکیده

آینده پیش رو در مباحث مربوط به وضعیت انرژی در هر کشور، با در نظر داشتن روش‌های تولید انرژی و نیز سیاستها و فرهنگ مصرف انرژی در آن کشور، قابل ترسیم خواهد بود. امروزه تمامی کشورهای جهان مشکلات مربوط به تأمین انرژی مورد نیاز جهت بخش‌های مختلف مصرف کننده موجود را لمس نموده‌اند، مواردی همچون: افزایش مصرف انرژی و رشد فزاینده آن با توجه به منابع محدود، افزایش قیمت جهانی انرژی و نقش آن در تولید و ارزش نهایی محصولات، گسترش آلودگی‌های زیست محیطی ناشی از مصرف نادرست انرژی، هزینه‌های سنگین احداث تأسیسات تولید انرژی الکتریکی و شبکه‌های توزیع، نگرانی‌های موجود در زمینه تغهداد است ذخایر تجدید ناپذیر حاملهای مختلف انرژی برای نسلهای آینده و ...

کشور ما نیز از مشکلات مربوط به تأمین انرژی مستثنی نبوده و بعنوان دومین کشور دارنده منابع گاز و چهارمین کشور دارنده منابع نفت، با چالشی جدی در زمینه تأمین انرژی مورد نیاز آینده خود در بخش‌های مختلف مصرفی رویه می‌باشد. ادامه مصرف بی‌رویه و غیر بهینه انرژی فسیلی، می‌تواند در چند دهه آینده کشور ما را به یک وارد کننده منابع انرژی تبدیل نماید.

مقاله حاضر به بررسی کلی برخی قابلیت‌های موجود در صنعت نیشکر کشور در رابطه با استفاده از سیستمهای تولید همزمان برق و حرارت و مصرف بهینه انرژی پرداخته است.

۱- مقدمه

- ایجاد اشتغال در مناطق مختلف کشور
- کاهش تولید گاز دی‌اکسیدکربن و امکان استفاده از مزایای طرح جهانی مکانیزم توسعه پاک
- کاهش وابستگی به نیروگاه‌ها و منابع محدود تولید واردات انرژی
- کاهش مصرف بی‌رویه سوختهای فسیلی و استفاده از این مواد در فرایند تولید محصولاتی با ارزش افزوده بسیار بالاتر

با توجه به آمارهای موجود حدود ۹۵٪ از برق تولیدی کشور در نیروگاه‌های فسیلی و ۵٪ باقیمانده در نیروگاه‌های برق آبی، دیزلی، بادی و دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر تولید می‌گردد، همچنین حدود ۷۵٪ سوخت مصرفی نیروگاه‌های کشور را گاز طبیعی، ۱۰٪ گازوئیل و در حدود ۱۵٪ نفت کوره تشکیل می‌دهد.

با توجه به اطلاعات مربوط به جریان انرژی کشور مشخص می‌گردد که بخش صنعت با مصرف حدود ۲۴ درصد از کل مصرف انرژی سالانه کشور، از مشکلات و موارد مربوط به تأمین انرژی مورد نیاز مستثنی نبوده و با توجه به اثر مستقیم مسائل

سرمایه‌گذاری، انجام تحقیقات و نهایتاً استفاده در سطح گسترده از انرژی‌های تجدیدپذیر، در کنار مدیریت مصرف انرژی و توجه به اصول بهینه‌سازی مصرف، پس از بحران نفتی سال ۱۹۷۰ در کشورهای صنعتی جهان بصورت یک مسیر ناگزیر تعریف گردیده و تدوین سیاستهای بلند مدت و اجرای آن در سالهای بعد، این کشورها را در زمینه موارد مذکور در حال حاضر پیشتر نموده است. این در حالی است که طی سالهای اخیر، کشورهای در حال توسعه نیز لزوم حرکت بسوی استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر و رعایت اصول مصرف بهینه انرژی را پیش از پیش احساس نموده‌اند.

علیرغم باور عمومی موجود در جوامع سنتی، استحصال انرژی از منابع تجدیدپذیر تنها محدود به محسناتی چون تولید کمترین میزان آلودگی در محیط زیست نشده و مزایای ملموس دیگری را نیز شامل می‌شود:

- تولید انرژی در محلهای نزدیک به مصرف کننده و به حداقل رسیدن هزینه‌های انتقال و توزیع انرژی (در اغلب موارد)
- افزایش امنیت تأمین انرژی مناطق مختلف کشور



کاغذ، MDF، الکل و ... دارد. باگاس در صنعت شکر بسیاری از کشورهای جهان بعنوان یکی از منابع اصلی تولید انرژی (حرارتی و الکتریکی) جهت استفاده در کارخانجات تولیدکننده شکر محاسب می‌شود؛ یک کارخانه تولید شکر خام جهت انجام عملیات تولید بر روی یک تن نیشکر، تقریباً به حدود ۳۵ کیلووات ساعت برق و ۴۵۰ کیلوگرم بخار (با کیفیت مورد نیاز در فرآیند تولید)، می‌باشد که این اعداد در کارخانجات پیشرفته‌تر به ۳۰ کیلووات ساعت و ۳۰۰ کیلوگرم بخار هم می‌رسد؛ لازم بذکر است که در صورت استفاده از سیستم‌های تولید همزمان برق و حرارت، اعداد مذکور تغییرات عمدی خواهند نمود که در ادامه مورد اشاره قرار خواهد گرفت.

در بسیاری از کارخانجات تولید شکر موجود در جهان، استفاده از باگاس بعنوان سوخت بویلهای مجتمع رایج می‌باشد و نکته قابل توجه اینکه کارخانجاتی که امکان استفاده از باگاس بعنوان سوخت یا تولید MDF، کاغذ، الکل و ... را ندارند سالیانه مبالغ هنگفتی را صرف انتقال باگاس بدست آمده در کارخانجات به محلهای باز مناسب جهت سوزاندن و تبدیل باگاس به خاکستر می‌نمایند، زیرا باگاس بدلیل تخمیر مواد قندی موجود در آن در صورت انباسته شدن، خاصیت خود اشتعالی خواهد داشت؛ بخار حاصل از سوزاندن باگاس در بویلهای، هم در فرایند تولید شکر و جهت استفاده از حرارت بخار، مورد نیاز می‌باشد و هم از انرژی آن جهت به حرکت درآوردن توربوموتورها، توربوفن‌ها و توربین‌های بخار در خطوط تولید و نیروگاه داخل مجتمع استفاده می‌گردد. انرژی الکتریکی بدست آمده از این نیروگاه‌ها نیز جهت به حرکت درآوردن موتورهای الکتریکی متعدد موجود در خطوط تولید و دیگر مصارف الکتریکی مجتمع مورد استفاده قرار گرفته و در صورت مازاد بر نیاز بودن، قابلیت تزریق به شبکه را هم دارد می‌باشد. پیش‌بینی تمهیدات مناسب جهت اجرایی نمودن این مهم (فروش برق مازاد تولیدی)، خصوصاً در فصول غیربهاره‌برداری (بهار و تابستان) که مصارف برق مجتمع، بدلیل توقف فرایند تولید شکر به میزان چشمگیری کاهش یافته و عملیات کشاورزی و تولید نیشکر در جریان است، حائز اهمیت بسیاری است.

مریوط به تامین و همچنین قیمت برق و حاملهای سوخت در ارزش محصول تولیدی نهایی، می‌توان گفت بخش صنعت کشور در زمرة آسیب پذیرترین بخش‌های مصرف کننده انرژی محسوب می‌گردد.

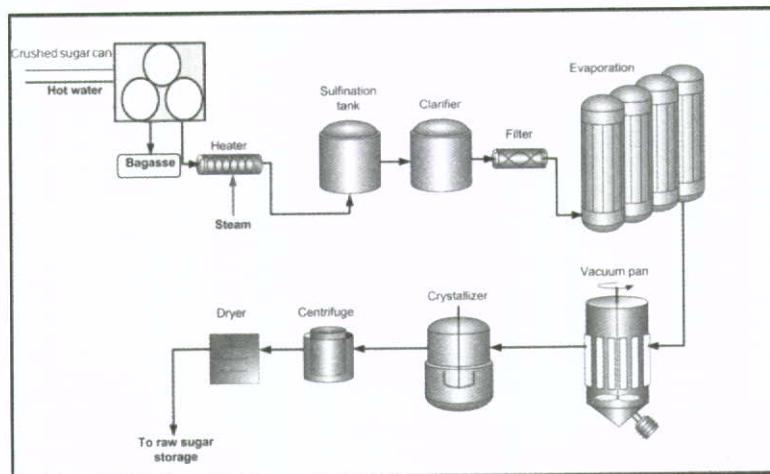
در بخش صنعت در نظر داشتن مواردی چون بهبود عملیات تولید، مدیریت بار، ارتقا راندمان تجهیزات، اصلاح فرایند تولید و نهایتاً ارتقاء تکنولوژی تولید (بترتیب اولویت در هزینه تحمیلی کمتر بر صنعتگر)، میزان بهره‌وری واحد صنعتی از انرژی مورد استفاده را بالاتر خواهد برد. نظر به اینکه در صنایع فرایندی، قیمت انرژی یکی از ارکان اصلی قیمت تمام شده محصول بشمار می‌رود، کنترل و کاستن از هزینه انرژی مصرفی با هر روش ممکن، تاثیر مستقیم بر قیمت محصول نهایی خواهد داشت. صنعت شکر در این میان با توجه به محصولات جانبی تولیدی خود، پتانسیل بسیار بالایی جهت رسیدن به خودکفایی در تامین انرژی حرارتی و الکتریکی مورد نیاز خود دارد، امروزه این صنعت در جهان اولویت اصلی خود را استفاده بهینه از انرژی و تولید آن جهت تامین مصارف داخلی و حتی تزریق تولید مازاد به شبکه سراسری قرار داده است.

۲- خودکفایی در تامین انرژی مورد نیاز در صنعت شکر

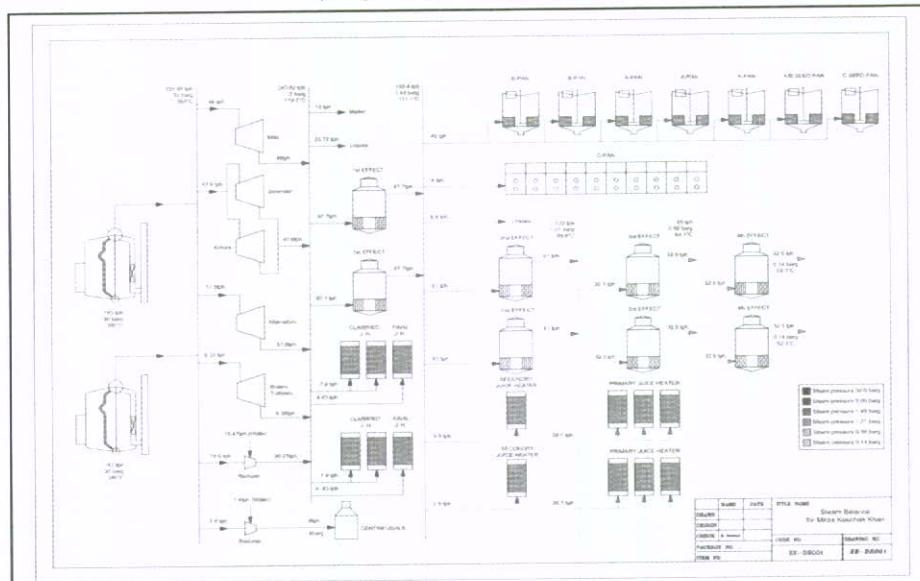
در کارخانجات تولید شکر، علاوه بر محصول اصلی که شکر خام یا تصفیه شده می‌باشد، محصولات فرعی متعددی نیز در طول فرایند تولید شکر بدست می‌آید. محصولاتی همچون باگاس، ملاس، گل و همچنین خاشاک بجا مانده پس از عملیات برداشت در مزرعه نیشکر. از میان این محصولات، باگاس به دلایل متعددی که به آن اشاره خواهد گردید از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. پس از خرد شدن نیشکر در آسیابهای کارخانه و استخراج عصاره نیشکر از ساقه‌های خرد شده، الیاف باقیمانده که در حدود ۲۵ تا ۳۰ درصد از وزن کل نیشکر وارد شده به آسیابها را تشکیل می‌دهند، باگاس نامیده می‌شود.

باگاس بدست آمده در این فرایند حاوی حدود ۵۰ درصد رطوبت، ۲ درصد قند و ۴۸ درصد الیاف می‌باشد. این محصول که به عنوان یک منبع انرژی تجدید پذیر طبقه‌بندی گردیده است، موارد استفاده بسیاری همچون استفاده بعنوان سوخت و تولید





شکل (۱): فرایند تولید شکر خام



شکل (۲): دیاگرام توزیع بخار مجتمع تولید شکر خام میرزا کوچک خان

| خصوصیات باگاس | |
|---------------------------|--------------------------------|
| ٪ ۵۲-۴۶ | رطوبت |
| ٪ ۵۲-۴۳ | الیاف (فیبر) |
| ٪ ۶-۲ | جامدات قابل حل |
| ۱۵۰ کیلوگرم بر متر مکعب | جرم حجمی میانگین |
| ۲۰۰۰ کیلوکالری بر کیلوگرم | ارزش حرارتی متوسط ^۱ |

شکل (۳): خواص باگاس

۱- میزان ارزش حرارتی باگاس، بستگی مستقیم به نوع باگاس و رطوبت موجود در آن دارد. باگاس با رطوبت بیش از ۵۲ درصد جهت استفاده بعنوان سوخت مطلوب نمی‌باشد.

دارای خاصیت خود اشتعالی می‌باشد، در طول سالهای اخیر در رابطه با بهترین طریقه انبار نمودن باگاس، روشهای گوناگونی مورد آزمایش قرار گرفته است که موثرترین روش با توجه به خصوصیات باگاس، استفاده از روش فشرده‌سازی و ایجاد بسته‌هایی به شکل استوانه یا مکعب و انبارش آنها در محیطی سرپوشیده می‌باشد؛ گرچه استفاده از بویلهای دوگانه‌سوز، جهت استفاده از باگاس تولیدی در فصل بهره‌برداری و مصرف سوختهای جایگزینی همچون گاز در موقعیت دیگر سال، روش مناسب دیگری برای رسیدن به تولید برق در کارخانجات شکر در تمام طول سال محسوب می‌گردد، لیکن مسلمان استفاده از باگاس با توجه به قیمت تمام شده آن نسبت به گاز، مزایای بیشتری را شامل می‌شود.

در طراحی یک سیستم تولید همزمان برق و حرارت در کارخانجات تولید شکر، موارد عمومی همچون میزان باگاس قابل حصول، میزان تعییرات در مقدار باگاس استحصالی، کیفیت و میزان بخار مورد نیاز در فرایند تولید شکر، جدا از شرایط خاص هر سایت مورد بررسی قرار می‌گیرند. در این میان همیشه در نظر داشتن حداکثر انرژی حاصل از تمامی باگاس استحصالی مورد نظر نبوده و با توجه به میزان تعییرات در مقدار باگاس در دسترس، میزان نوسانات در مصارف بخار خطوط تولید و تعداد روزهای کارکرد مجتمع و نیروگاه، گاهی از اوقات، شاید با کوچک در نظر گرفتن ظرفیت نیروگاه به هنگام طراحی، بتوان با اعمال حداکثر استفاده از ظرفیت نیروگاه، بالا رفتن بازده نیروگاه را سبب گردید.

از آغاز مرحله طراحی مفهومی یک نیروگاه باگاس سوز موارد مقدماتی همچون تعیین چیدمان اجزای نیروگاه و بویلهای با در نظر داشتن خط تغذیه باگاس و توجه به میزان سوخت مورد نیاز بویلهای با نیازهای یک نیروگاه باگاس سوز مختص آن کارخانه تولیدی، اهمیت خواهد داشت. دقت به مواردی همچون کیفیت آب تغذیه بویلهای عاری بودن آب کندانسی برگشتی از خطوط تولید به مواد قندی، نحوه انتقال باگاس موجود (از خطوط آسیاب در فصل بهره‌برداری و از انبارها در فصل غیربهره‌برداری) تا بویلهای محل برجخنک کن و جلوگیری از آلوده شدن آب برگشتی به بویلهای استفاده از بویلهای با فشار بالا و پیشرفته، کیفیت کارکرد خطوط آسیاب از لحاظ کنترل میزان رطوبت و

باگاس بعنوان ماده باقیمانده از مرحله عملیات خرد کردن و خارج ساختن عصاره ساقه‌های نیشکر در آسیاب، شامل الیاف(فیبر)، آب و مقدار کمی از جامدات محلول (بیشتر قند) می‌باشد. بطور متوسط از هر ۱۰ تن نیشکر استحصالی از مزارع، در حدود ۳ تن باگاس بدست می‌آید. این در حالی است که معمولاً برآورد میزان انرژی حاصل از یک تن باگاس معادل با حدود ۰/۲۰ تن مازوت برآورد می‌گردد. با وجود اینکه تولید همزمان برق و حرارت با استفاده از سیکل رانکین موضوع جدیدی در صنعت نیشکر محسوب نمی‌شود لیکن روش سوزاندن باگاس در بویلهای فشار بالا و استفاده از ژنراتور و توربینهای بخار زیرکش‌دار و کندانسور، فناوری نسبتاً جدیدی در این صنعت محسوب می‌گردد. در برخی کارخانجات با استفاده از تجهیزات مدرن و از یک تن باگاس، به تولید انرژی الکتریکی معادل ۴۵۰ کیلووات ساعت دست یافته‌اند.

درصد فیبر موجود در نیشکر عامل مهمی است که در میزان تولید برق مجتمع دارای بویلهای باگاس سوز، تاثیرگذار می‌باشد. این درصد در استاندارد جهانی بین ۴۳ تا ۵۲ درصد متغیر می‌باشد و به نوع نیشکر، سن گیاه و ... بستگی دارد. معمولاً گیاهانی که درصد بالاتری فیبر دارند از میزان قند کمتری برخوردارند که این عامل سبب کاهش میزان سودآوری در زمینه تولید شکر می‌گردد، از این‌رو بالا بردن میزان فیبر گیاه به منظور بالا بردن میزان تولید برق، از توجیه اقتصادی مناسبی برخوردار نیست. در صورتیکه موعد درو نیشکر نیز به تعویق بیافتند درصد قند موجود در گیاه کاهش یافته، لیکن میزان الیاف و باگاس حاصل از آن بیشتر خواهد بود، لذا زمان برداشت نیشکر می‌باشد طوری انتخاب شود که بالاترین میزان قند و میزان بهینه فیبر را جهت استفاده بعنوان سوخت، در بی داشته باشد.

توجیه اقتصادی استفاده از باگاس بعنوان سوخت بویلهای، با در نظر داشتن تولید برق در تمام طول سال و نه فقط در ایام بهره‌برداری، بهبود قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت. بررسی این مساله با توجه به اینکه تولید باگاس تنها در مدت زمان نیمی از سال انجام می‌شود، مستلزم استفاده از روشهای مناسب نگهداری و انبار این محصول می‌باشد.

همانگونه که پیشتر عنوان گردید با توجه به اینکه باگاس بدليل وجود درصدی قند در ترکیب خود در صورت انباسته شدن



بود. در شکل(۵) نمای شماتیک یک کارخانه تولید شکر که دارای توربینهای زیرکش دار و کندانسور می‌باشد و ظرفیت پذیرش حدود ۷۰۰۰ تن نیشکر در روز را دارد، آورده شده است. کارخانه فرضی حاضر از باگاس بعنوان سوخت بویلر خود استفاده می‌نماید. در جدول (۱) وضعیت سه نوع سیستم تولید همزمان برق و حرارت مرسوم در صنعت نیشکر مورد مقایسه قرار گرفته است. این سه نوع سیستم عبارتند از سیستم مجهز به توربین بخار پس‌فشاری^۱، سیستم مجهز به توربین بخار زیرکش دار^۲ و سیستم مجهز به واحد گازی‌سازی و توربین گازی^۳ لازم بذکر است مفروضات زیر جزو مشخصات این مجتمع در نظر گرفته شده است

۱- فشار بخار فرایند ۲ بار

۲- مشخصات کمی و کیفی باگاس فرضی :

۳- میزان انرژی نیشکر فرضی : ۵۰ %

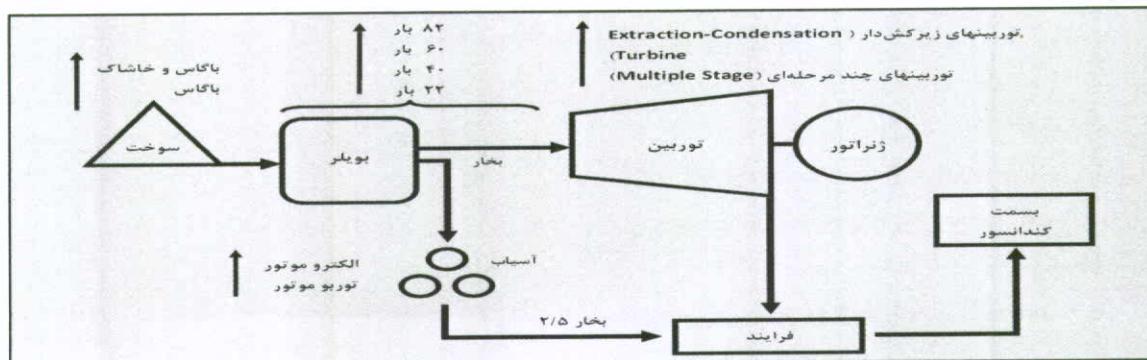
۴- ظرفیت پذیرش آسیابها : ۲۷۰ kg/tone cane

LHV=7.8 MJ/kg

۵- میزان انرژی نیشکر فرضی : ۲۱۰۶ MJ/tone cane

۶- ظرفیت پذیرش آسیابها ۷۰۰۰ تن نیشکر در روز و مدت زمان فصل بهره‌برداری ۳۸۰۰ ساعت در سال در نظر گرفته شده است.

قند موجود در باگاس استحصالی در این خطوط، نحوه اتصال به شبکه و تجهیزات حفاظتی و تنظیمات مناسب در نظر گرفته شده جهت تعامل مناسب نیروگاه با وضعیت شبکه در شرایط عادی و اضطراری، توجه به مقوله پایش فرایند و ابزار دقیق و همچنین سیستم کنترل مرکزی ... در مراحل اولیه طراحی نیروگاه، بدست آمدن نتایج مطلوب در هنگام بهره‌برداری را دربی خواهد داشت. در حال حاضر تعداد قابل توجهی از بویلرهای فعال در صنایع نیشکر جهان در محدوده فشار کارکرد پایین‌تر از ۴۰ بار قرار دارند لیکن با بهروز شدن تجهیزات این صنایع تعداد بویلرهای با فشار کارکردی بالاتر (۶۰ تا ۱۰۰ بار) در حال افزایش می‌باشد. در بالا رفتن میزان تولید برق مجتمع تولید شکر، نوع سوخت بویلهای، فشار کارکرد بویلرهای، نوع توربین ژنراتور، نوع محرک آسیابها و ... اهمیت خاصی خواهند داشت و این افزایش تولید برق، وضعیت اقتصادی طرح‌های نوسازی را علیرغم بالا بودن نسبی قیمت تجهیزات جدیدتر و بالاتر رفتن برخی هزینه‌های بهره‌برداری (مانند لزوم بالاتر رفتن کیفیت آب تغذیه)، توجیه‌پذیر می‌نماید. آنچه در کارخانجات امروزی قابل مشاهده می‌باشد این است که میزان تولید برق با استفاده از بویلرهای ۸۵ بار در حدود دو برابر میزان تولید برق با استفاده از بویلرهایی با فشار کارکرد ۴۲ بار خواهد



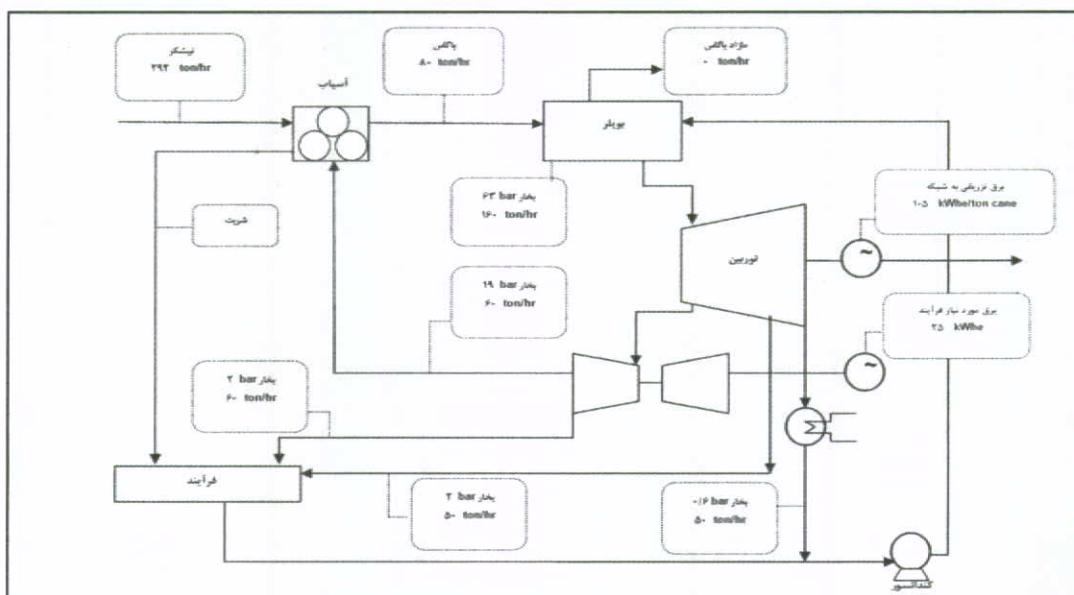
شکل (۴): برخی بارامترهای مهم در افزایش ظرفیت تولید برق در یک کارخانه معمول تولید شکر

1-BPST: Back Pressure Steam Turbine

2-CEST: Condensing Extraction Steam Turbine

3-BIG/GTCC: Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine Combined Cycle





شکل (۵): نمای کلی سیستم دارای توربین بخار زیرکش‌دار و بویلر باگاس سوز

جدول (۱): میزان برق مازاد تولیدی و انرژی مورد نیاز در کارخانه فرضی فوق به ازای مصرف یک تن نیشکر

| ^۱ BIG/GTCC 82 bar 520 °C 52 MW | CEST 63 bar 520 °C 30 MW | ^۲ CEST 42 bar 420 °C 38 MW | ^۳ BPST 19 bar 320 °C 7 MW | مشخصات سیستم توربین ژنراتور |
|--|-----------------------------------|--|---|--|
| 28 % | 40 % | 45 % | 52 % | درصد میزان وزن بخار مصرفی بر وزن نیشکر |
| 29 | | 25 | | میزان مصارف الکتریکی و مکانیکی kWh _e / هر تن نیشکر |
| 946 | 1387 | 1488 | 1596 | حرارت مصرفی فرایند تولید شکر MJ / هر تن نیشکر |
| 1415 | 1837 | 1938 | 2046 | مجموع انرژی مورد نیاز MJ / هر تن نیشکر |
| 177 | 130 | 110 | 22.79 | میزان تولید برق همزمان kWh _e / هر تن نیشکر |
| 148 | 105 | 85 | - | میزان تولید برق مازاد kWh _e / هر تن نیشکر |

انرژی الکتریکی مصرفی در ازای هر تن نیشکر در حدود ۲۰ تا ۳۰ کیلووات ساعت و میزان برق تولیدی نیز در محدوده ۲۰ تا ۳۰ کیلووات ساعت، در ازای هر تن نیشکر ورودی می‌باشد (اعداد ذکر شده بستگی مستقیم به تیپ نیروگاه، فشار کارکرد بویلهای و وضعیت کارکرد تجهیزات

۱-۲- برخی موارد موثر در افت بازده یک نیروگاه باگاس سوز در صنایع تولید شکر

در کارخانجات سنتی و معمول تولید شکر، میزان بخار مورد نیاز در حدود ۵۰٪ وزن نیشکر ورودی بوده و میزان



- با افزایش فرسایش در خطوط انتقال و نهایتاً نشت بخار و یا بروز خرابی در اجزا خطوط انتقال و نیز در مجتمع‌هایی که در سالهای بعدی مورد توسعه قرار گرفته و اضافه نمودن تجهیزات در آنها بدون انجام بازنگری مهندسی مناسب در سیستم لوله‌کشی بخار صورت پذیرفته است، بیشتر نمایان می‌باشد.
- بازده نامناسب در فرایند احتراق بویلرها : نحوه تغذیه سوخت بویلر، اندازه الیاف و همچنین نحوه و سیستم تامین هوای مورد نیاز جهت احتراق در رسیدن به بازده مناسب موثر خواهد بود.
 - عدم استفاده از سیستم کنترل و اتماسیون جهت کنترل فرایند احتراق : جهت کارکرد یکنواخت بویلر استفاده از سیستم‌های کنترل خودکار در بویلهای جدید متداول گردیده است. مواردی همچون تغذیه مداوم و یکنواخت باگاس عنوان سوخت بویلر و همچنین استفاده از بویلهای دو یا چندگانه سوز نیز با استفاده از سیستم‌های کنترلی خودکار، سهل‌الوصول‌تر می‌باشند.
 - توقفهای مکرر در فرایند تولید : توقفهای مکرر در فرایند تولید باعث بالا رفتن میزان بخار مصرفی بر واحد نیشکر مصرفی می‌گردد. در طول مدت توقف دمای شربت، سیرپ داخل مخازن، ماسکویت داخل دیگ طبخ، مبدل‌های حرارتی و سایر مخازن کاهش خواهد یافت. در حین شروع مجدد فرایند تولید، میزان انرژی حرارتی اضافه لازم است تا میزان جرم مواد یاد شده را به درجه حرارت قبل از توقف برساند. بنابراین توقف در فرایند تولید می‌بایست کمترین میزان و تعداد ممکن را داشته باشد.
 - عایق‌کاری حرارتی : تمامی مبدل‌های حرارتی، لوله‌ها، مخازن، تانکهای ذخیره و ... می‌بایست با ضخامت مناسبی از مواد عایق پوشانیده شوند. بر مبنای تحقیقات تخمین زده می‌شود، میزان حرارتی که بسب انتقال حرارت تشعشعی و انتقالی از تجهیزات عایق نشده، هدر می‌رود معادل ۱۰ کیلوگرم بخار در هر تن نیشکر مصرفی می‌باشد. قابل ذکر می‌باشد که ظرفیت عایقی مواد عایقی به هنگام مرطوب یا خیس بودن به میزان قابل توجهی کاهش می‌باید.
- داشته لیکن اعداد ذکر شده برای شرایط معمول حاکم بر کارخانجات نیشکر ارائه شده است، در حالیکه در کارخانجات بهروزتری که از تولید همزمان استفاده می-کنند میزان برق مصرفی حدود ۲۵ تا ۳۵ کیلووات ساعت و میزان برق تولیدی بیش از ۱۱۰ کیلووات ساعت به ازای هر تن نیشکر ورودی، تخمین زده می‌شود. جدا از موارد کلی مریوط به بازده نیروگاه‌های حرارتی، عواملی در کاهش راندمان یک نیروگاه در صنایع شکر دخیل هستند که برخی از این عوامل عبارتند از :
- موارد موثر در کاهش بازده حرارتی بویلر : بویلهای باگاس سوز دارای راندمانی در حدود ۵۵ تا ۶۸ درصد می‌باشند. جدا از موارد مشترک در بازده حرارتی بویلهای، عواملی که بر میزان و کیفیت بخار تولیدی با استفاده از باگاس عنوان سوخت تاثیر می‌گذاردند عبارتند از میزان یکنواختی و ریز بودن باگاس مورد استفاده، درصد رطوبت باگاس، دمای باگاس، نحوه تغذیه بویلر با استفاده از این محصول و ... در شرایط یکسان، ریز و یکنواخت بودن باگاس مورد استفاده، میزان سوخت مصرفی به هوای مصرفی را کاهش داده و بالا رفتن میزان بخار تولیدی با استفاده از سوزاندن یک تن باگاس را در پی خواهد داشت. همینطور میزان سوخت مصرفی به سوخت مصرفی، با بالا رفتن دمای باگاس مورد استفاده، افزایش خواهد یافت. در همین راستا با پائین اوردن میزان درصد رطوبت باگاس، بازده بویلر افزایش خواهد یافت. لذا عملیات پایین اوردن رطوبت باگاس توسط حرارت بخار، یکی از مواردی است که می‌توان در هنگام تعیین بالанс حرارتی مجتمع و طراحی چیدمان به آن توجه داشت.
 - عدم استفاده از بویلهای در ظرفیت نامی : بسیاری از بویلهای در این صنعت بدليل ماهیت نیاز متغیر خطوط تولید به بخار مصرفی، در محدوده ظرفیت نامی خود مورد استفاده قرار نمی‌گیرند؛ لذا افت فشار و دما در بخار ورودی به توربین، باعث افت توان تولیدی و مصرف بیشتر بخار خواهد شد.
 - افت فشار در خطوط انتقال بخار از بویلر تا توربین و یا تجهیزات خطوط تولید با محرک بخار : این مورد

بخش اول پروژه، خدمات بخش تولید در نیروگاه و در بخش دوم، خدمات چگونگی اتصال به شکه مورد بررسی قرار گرفت. در این میان به ارائه مختصراً از آنچه در بخش اول پروژه مورد بررسی فنی قرار گرفت، پرداخته خواهد شد. شرح خدمات فنی این بخش، شامل پنج فاز مجزا بود:

- ۱- انجام بررسی فنی و اقتصادی در رابطه با توان بالقوه و بالفعل تولید برق مازاد در ایام بهره برداری
- ۲- انجام بررسی فنی و اقتصادی در رابطه با توان بالقوه و بالفعل تولید برق مازاد در ایام غیر بهره برداری با استفاده از تجهیزات موجود
- ۳- انجام بررسی فنی و اقتصادی در رابطه با توان بالقوه و بالفعل تولید برق مازاد در ایام غیر بهره برداری با استفاده از تجهیزات جدید
- ۴- انجام بررسی فنی و اقتصادی در رابطه با شرایط استفاده از باگاس (تفاله نیشکر) و خاشک مزارع بعنوان سوت
- ۵- بررسی امکان پذیری جذب اعتبارات CDM (ایام بهره برداری : پائیز و زمستان - انجام فعالیت‌های مرتبه برداشت نیشکر و فرایند تولید شکر (ایام غیر بهره برداری : بهار و تابستان - انجام تعمیرات و همچنین ادامه فرایند تصفیه شکر در کارخانجات تولید شکر تصفیه شده)

۳- پروژه مطالعات احداث نیروگاه‌های کوچک

در سال ۱۳۶۲ و با توجه به نیاز کشور به شکر و جلوگیری از واردات آن، شورایی تحت عنوان شورای شکر تشکیل گردید. پس از انجام مطالعاتی که از سال ۱۳۶۳ تا ۱۳۶۵ توسط صندوق مطالعات نیشکر صورت گرفت، نهایتاً تأسیس شرکت توسعه نیشکر و صنایع جانبی به تصویب دولت رسید. این شرکت در سال ۱۳۶۹ تأسیس گردید و اجرای طرح مطالعاتی مذکور را بر عهده گرفت. در همین راستا وزارت کشاورزی مکلف گردید تا به منظور خودکفایی در تامین شکر مورد نیاز کشور به ایجاد ۷ واحد کشت و صنعت نیشکری در اطراف شهر اهواز، با وسعت حدود ۸۴،۰۰۰ هکتار خالص کشت نیشکر بهمراه احداث کارخانجات شکر، تصفیه شکر، خوارک دام، تخته صنعتی، کاغذ، و کارخانجات بیوتکنولوژی مورد نیاز کشور از قبیل خمیرماهی و الكل با ظرفیت مناسب اقدام نماید. کارخانجات کشت و صنعت مورد نظر عبارتند از: میرزا کوچک‌خان، دعلب خزاعی، امیرکبیر، سلمان فارسی، امام خمینی، فارابی و دهخدا . پیرو مذاکرات انجام یافته بین شرکت توسعه نیشکر و صنایع جانبی و شرکت مهندسی قدس نیرو، در دی ماه سال ۱۳۸۹، پروژه "مطالعات احداث نیروگاه‌های کوچک"، تعریف گردید و نهایتاً مراحل مختلف انجام مطالعات فنی از ابتدای بهمن ماه سال ۱۳۸۹ آغاز گردید. شرح خدمات ارائه شده جهت پروژه "مطالعه احداث نیروگاه‌های کوچک"، در دو بخش کلی تعریف گردید که در

جدول (۲): مشخصات نامی مجتمع میرزا کوچک خان

| نام | تعداد | ظرفیت پذیرش نیشکر در سال |
|------------------|--------|----------------------------------|
| تن | ۱۰۰۰۰۰ | |
| تن | ۱۰۰۰۰ | ظرفیت تولید سالیانه شکر |
| تن | ۳۸۰۰۰ | تولید سالیانه ملاس |
| تن | ۳۳۰۰۰ | تولید سالیانه باگاس |
| تن در ساعت | ۳۳۰ | ظرفیت تولید بخار دو دستگاه بولیر |
| دستگاه | ۲ | توربوزناتور |
| مگاوات | ۹/۶ | توان تولید الکتریسیته |
| مگاوات | ۶-۵ | برق مصرفی کارخانه |
| مترمکعب | ۸۰۰۰ | حجم بتون ریزی |
| تن | ۹۱۳۰ | وزن کل تجهیزات نصب شده |
| تن | ۱۵۰۰ | وزن لوله های سالن تولید |
| متر مکعب در ساعت | ۷۵۰ | ظرفیت تصفیه خانه آب |





وضعیت و عملکرد بویلرهای نیروگاه، بر مبنای اطلاعات موجود و بازدیدهای صورت پذیرفته مورد بررسی قرار گرفته و در ادامه تحلیلهای انرژتیک نیروگاه بر مبنای اطلاعات جمع‌آوری شده و با استفاده از مدلسازی نیروگاه در نرمافزار تخصصی Thermoflow (Thermoflow)، انجام پذیرفت. بر اساس نتایج بدست آمده از بررسی‌های فنی، تصمیم گرفته شد که مدلسازی در شرایط طراحی صورت گیرد تا در فازهای بعدی پروژه، خصوصاً فازهای سوم و چهارم، این مدل قابل انتباط و استفاده باشد. نهایتاً جهت بررسی صحت نتایج حاصل از مدلسازی انجام گرفته، برخی از مشخصه‌های عملکردی از P&ID های بویلر و مدارک طراحی (پیوست یک) استخراج شده و با نتایج حاصل از مدلسازی مقایسه گردید که تقریباً برای تمامی موارد، میزان اختلاف بدست آمده کمتر از ۱/۵٪ بود.

با توجه به بررسی‌های فنی صورت پذیرفته مشخص گردید که در شرایط حاضر و در زمان بهره‌برداری امکان استفاده از تجهیزات موجود جهت تولید برق تا میزان ۹/۶ مگاوات وجود خواهد داشت و این کار با انجام تغییر در سیستم قابل انجام می‌باشد بنحوی که بجای پائین آوردن فشار بخار تولیدی بویلر با استفاده از کاهنده و رسانیدن آن به ۲ bar جهت استفاده در پرسه تولید شکر، می‌توان ظرفیت تولید توربین‌ها را با وارد نمودن این مقدار بخار فشار بالا به توربین، تا میزان ۹/۶ مگاوات بالا برد و در عین حال بطور جایگزین از بخار خروجی توربین جهت فرایند تولید شکر استفاده نمود.

در ادامه و بعنوان راهکارهای بهینه سازی موارد دیگری همچون رعایت محدودیت‌های مربوط به افزایش و کاهش میزان بخار در خواستی، نزدیک کردن شرایط بهره‌برداری نیروگاه به حالت نامی، استفاده از فن‌های دمنده توربینی به جای فن‌های دمنده الکتریکی، تنظیم درصد هوای اضافه بویلرهای اصلاح مسیر آب ورودی به دی‌سوپرهیتر و بهبود سیستم لوله‌کشی بررسی گردید. در همین فاز بررسی شرایط الکتریکی نیروگاه مجتمع با انجام بازدیدهای مورد نیاز از نیروگاه و کارخانه تولید شکر، مورد توجه قرار گرفته و نقشه تکخطی کارخانه نیز در همین راستا تهیه گردید. در این بخش با توجه به تعریفهای موجود جهت بخش‌های صنعت و کشاورزی و با توجه میزان مصارف مجتمع در ساعت کم

مطالعات با در نظر داشتن دو مجتمع نمونه تولید کننده شکر خام (مجتمع میرزاکوچک‌خان) و شکر تصفیه شده (مجتمع امیرکبیر) انجام پذیرفت تا بتوان حتی‌الامکان و با توجه به شباهت‌های موجود بین کشت و صنعت‌ها، نتایج حاصله را به هریک از کارخانجات دیگر متعلق به شرکت توسعه نیشکر و صنایع جانبی نیز تعمیم داد.

نیروگاه مجتمع وظیفه تامین برق مصرفی مجتمع (جز مصارف برق بخش کشاورزی) را در فصل بهره‌برداری بر عهده دارد. بدليل نوع خاص توربینها و طراحی کارخانه بر مبنای بخار مورد نیاز جهت انجام فرایند تولید شکر، استفاده از نیروگاه در فصل غیر بهره‌برداری با توجه به عدم نیاز به بخار تولید شده در این فصل، توجیه خاصی نداشته و در این مدت برق مجتمع از شبکه سراسری تامین می‌گردد. این نیروگاه تشکیل شده است از:

- دو دستگاه بویلر Foster Wheeler هر کدام با ظرفیت نامی 165 ton/hr با فشار $30/7 \text{ bar}$ و درجه حرارت 380°C
- دو دستگاه توربین ALSTOM تیپ G25A هر کدام با ظرفیت نامی $4/8 \text{ MW}$
- دو دستگاه ژنراتور SKODA هر کدام با ظرفیت نامی $4/8 \text{ MW}$

۱-۳- خلاصه موارد بررسی شده در فازهای پنجگانه بخش

اول پروژه

۱-۱-۳ - فاز اول

در فاز اول پروژه کلیه سوابق تولید انرژی در نیروگاه و مصرف انرژی در قسمتهای مختلف مجتمع، اعم از نیروگاه، کارخانه و بخش کشاورزی مورد بررسی قرار گرفت. در این رابطه، بر مبنای اطلاعات و مدارک موجود در مجتمع‌ها، اطلاعات جمع‌آوری شده و نیز اندازه‌گیریهای انجام پذیرفته، وضعیت میزان تولید توان نیروگاه مجتمع، مصارف داخلی نیروگاه و خطوط تولید مجتمع و نیز مصارف سوخت مورد بررسی قرار گرفته و سوابق تولید و مصرف برق و سوخت نیروگاه مجتمع به تفکیک روز، برای ماههای بهره‌برداری سال ۱۳۸۹ تهیه گردید. در ادامه، تحلیل وضعیت نیروگاه از لحاظ مکانیکال مدنظر قرار گرفت؛ در این بخش ابتدا

میزان برق و بخار تولیدی توسط توربین‌ها و بویلرها تنها در حدی است که جوابگوی نیاز فرایند تولید شکر باشد. اساساً این موضوع از آنجا نشأت می‌گیرد که در نیروگاه مزبور شرایط لازم به منظور تقطیر بخار خروجی از توربین فراهم نگردیده است چرا که توسط پمپ‌های فعلی تنها امکان پمپاژ آب وجود دارد و نه بخار آب؛ بنابر این تولید برق، مشخصاً با تکیه بر تجهیزات موجود امکان پذیر تشخیص داده نشد. هرچند محدودیت‌های فوق‌الذکر برای مجتمع امیرکبیر نیز صادق بود لیکن از آنجائیکه این مجتمع دارای یک مژاول اضافی جهت تصفیه شکر بوده و در ایام غیر بهره‌برداری (ایام توقف فعالیت‌های مرتبط با برداشت جدول (۳) پیش‌فرض تحلیل‌های مربوط به زمان غیر بهره‌برداری مجتمع

امیرکبیر

| ۴ مگاوات | متوسط تولید برق |
|----------|--------------------------------|
| ۸۵ | کل بخار تولیدی |
| ۳۰ | بخار مورد نیاز توربین‌های بخار |
| ۴۵ | میزان بخار Reduce شده |
| ۱۰ | سایر مصارف |

نیشکر و تولید شکر خام)، کارخانه مزبور فعالیت‌های روزمره خود را در زمینه تصفیه شکر دنبال می‌نماید، نتایج بررسی‌ها مشخص نمود که در صورتیکه بخار عبوری از Reducer از توربین‌های بخار گذر نماید، علاوه بر اینکه حداکثر توان ممکن از توربین‌ها استحصال می‌گردد، راندمان مجموعه نیز به دلیل کاهش دبی بخار عبوری از Reducer، افزایش خواهد یافت. بنابراین به دلیل شرایط حاکم بر این مجتمع، امکان تولید برق به میزان ۹/۶ مگاوات، بدون اضافه نمودن تجهیز خاصی و تنها با تکیه بر اصلاح نگرش بهره‌برداری، قابل حصول برآورد گردید. با توجه به محاسبات صورت گرفته تولید برق در واحد میرزا کوچک خان در سطح تولید برق پایه در فاز غیربهره‌برداری (بدون افزودن تجهیز) سودده تعیین نگردید؛ لیکن در واحد امیرکبیر بعلت اینکه در فاز دوم بهره‌برداری نیز بدلیل فعل بودن کارخانه جهت انجام فرایند تصفیه شکر، استفاده همزمان از برق و حرارت مدنظر می‌باشد با اعمال بازیافت حرارت، راندمان تبدیل انرژی دارای شرایط مناسبی بوده بگونه‌ایکه براساس محاسبات صورت گرفته، فروش مزاد توان

باری، میان باری و اوج بار، وضعیت میزان مصرف انرژی سالانه هنگام استفاده از منابع تولید پراکنده در شبکه، اتصال آنها به یک یا دو فیدر و تغییر اندازه ولتاژ ناشی از تمامی منابع باستی مورد توجه قرار گیرد؛ از این رو توجه به پخش بار سیستم ضروری بوده و باید به شکلی صورت پذیرد که ولتاژ در هر محل اتصال (باسیار نیروگاه-پست پاساژ) در حالت انتقال توان اکتیو و راکتیو از ژنراتور سنکرون نیروگاه به شبکه بررسی گردد. لذا تغییرات سریع ولتاژ در محل اتصال نیروگاه به شبکه توزیع فشار متوسط که ناشی از سوئیچینگ و قطع و وصل کردن منبع و یا تغییرات ناگهانی بار (خروج توان) در هنگام کارکرد معمول ژنراتور می‌باشد محدود گردد تا از وارد آمدن آسیب به تجهیزات و بارهای مصرفی موجود در شبکه جلوگیری بعمل آید. مورد دیگری که در گزارش مورد اشاره قرار گرفت، اتصال این نیروگاه به شبکه با جریان بار متعادل می‌باشد که دارای تلفات کمتری نسبت به حالت عدم تعادل بار می‌باشد که این مهم در ژنراتور و خطوط توزیع می‌باشد مورد توجه قرار گیرد.

در تمامی فازهای پنجگانه پروره با بررسی جامع و دقیق اقتصادی موارد مطروحه در هر فاز، گزارش جامعی در زمینه موارد مختلف اقتصادی توجیهی طرح، تهیه گردید؛ این گزارشات شامل بررسی دقیق مواردی همچون حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز، درآمد فروش برق تولیدی مازاد، هزینه‌های سالیانه اجرای طرح، درآمد خالص سالیانه، ارزش حال خالص، دوره بازگشت سرمایه، نرخ بازده داخلی و ... و نهایتاً توجیه‌پذیر بودن طرح بر مبنای این محاسبات مورد نتیجه‌گیری قرار گرفت.

۲-۱-۳- فاز دوم

در این فاز امکان تولید برق در زمان غیر بهره‌برداری با فرض استفاده از تجهیزات کنونی مورد بررسی قرار گرفته و نهایتاً همانگونه که در ابتدا نیز متصور بود، مشخص گردید که تولید برق با استفاده از تجهیزات کنونی و در فضول غیربهره‌برداری، توجیه فنی و اقتصادی نخواهد داشت.

در مجتمع میرزا کوچکخان، طراحی المان‌های نیروگاه و میزان تولید توان بر اساس فرایند تولید شکر می‌باشد. به عبارت دیگر،





پوسته‌ای^۷ تبدیل خواهد شد. نمای شبیه‌سازی شده این ایده در شکل (۶) نشان داده شده است.

جهت انتخاب سیستم خنک کن مناسب، موارد فنی مختلفی مد نظر قرار گرفت. با توجه به بالا بودن دمای حباب خشک، امکان استفاده از آب رودخانه کارون و بررسی سیستم‌های نیروگاه‌های مشابه (مانند نیروگاه‌های رامین و شهید مدحچ)، بکارگیری سیستم خنک کن تر بعنوان گزینه برتر انتخاب گردید. در تحلیل حاضر مقادیر افزایش دمای آب گردشی در کندانسور و اختلاف دمای حباب تر هوای ورودی به برج و دمای آب خروجی از برج، برابر با ۱۰ درجه سانتیگراد لحاظ شده است. با توجه به این موضوع، فشار بهینه کندانسور برابر با $1/15$ اتمسفر تعیین گردید. به دلیل اینکه فشار بخار خروجی از توربین کمتر از فشار محیط است ($1/15$ اتمسفر)، بنابراین مبدل حرارتی مورد نظر می‌باشد از نوع کندانسورهای تماس سطحی بوده و یک مبدل ساده پوسته-لوله‌ای از لحاظ فنی مناسب تشخیص داده نشد. با توجه به خروجی‌های نرمافزار ترموفلو ملاحظه گردید که اضافه نمودن توربین‌های تحت خلاء، توان تولیدی و راندمان کلی نیروگاه را به ترتیب برابر با $15/6$ مگاوات و $24/6$ درصد افزایش خواهد داد؛ لیکن در کنار مزایای مذکور، چالش‌هایی که برای انتخاب این گزینه متصور بودنیز مطرح گردید؛ مواردی همچون: جانمایی توربین‌های جدید، عدم استحکام فنادسیون‌های فعلی جهت پذیرش توربین‌های جدید، نیاز به خرید ژنراتورهای جدید، افزایش هزینه‌های تعمیرات و نگهداری مجموعه توربین‌ها.

در صورتیکه مباحثت مربوط به فروش برق و سیستم‌های بهینه، در زمان ساخت مجتمع میرزاکوچک‌خان مطرح می‌گردید، می‌توان ذکر نمود که استفاده از توربین‌های بخار از نوع زیرکش‌دار و تحت خلاء، قابلیت انتخاب بعنوان یکی از بهترین سیستم‌ها جهت این نیروگاه را داشت، لیکن همانگونه که پیشتر مورد اشاره قرار گرفت. هدف اصلی در هنگام طراحی این مجتمع تأمین بخار مصرفی خطوط تولید بوده است. با توجه به مزایا و معایب سایر سیستم‌ها،

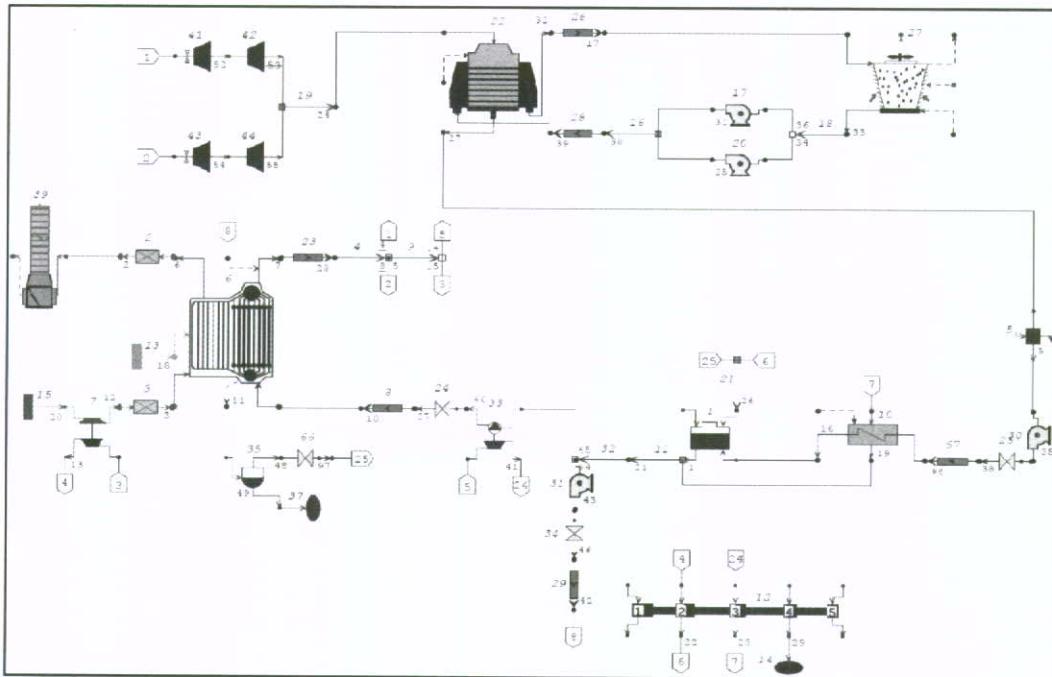
بالقوه در فاز دوم بهره‌برداری نیز کاملاً توجیه‌پذیر و دارای مطلوبیت بالایی برآورد گردید.

۳-۱-۳- فاز سوم

در فاز سوم پروره بررسی تولید برق در فصول غیر بهره‌برداری با فرض اضافه کردن تجهیزات جدید به نیروگاه فعلی مورد بررسی قرار گرفت. در این زمینه، ایده‌های پیشنهادی عمدتاً حول چهار محور مطرح گردید:

- اضافه کردن یک سیستم خنک کن به توربین‌های موجود
- اضافه کردن توربین‌های تحت خلاء^۸ با فشار ورودی bar ۲ و همچنین یک سیستم خنک کن به توربین‌های موجود
- تعویض توربین‌های فعلی با توربین‌های زیرکش‌دار تحت خلاء به علاوه یک سیستم خنک کن
- اضافه کردن یک بویلر کوچکتر به هر یک از گزینه‌های فوق

دو روش اول، به صورت دقیق توسط نرمافزار ترموفلو مدل گردیدند. نتایج تحلیل‌های انرژتیک در این دو حالت بیانگر این حقیقت بود که اولاً در هر دو روش امکان تولید حداکثری توان وجود خواهد داشت، ثانیاً اگرچه اضافه کردن تنها یک سیستم خنک کن، ساده‌ترین و کم هزینه‌ترین روش است اما راندمان آن ۵۷ درصد کمتر از روش دوم است. به عبارت دیگر، به ازای تولید یک کیلو وات ساعت برق، سوخت بیشتری مصرف می‌گردد. می‌دانیم که راندمان کلی یک نیروگاه برابر است با نسبت توان تولیدی توربین‌ها به انرژی حاصل از احتراق سوخت؛ با توجه به اینکه توربین‌های فعلی از نوع پس فشار می‌باشند، توان تولیدی آن‌ها در حدود یک سوم، از توان توربین‌های تحت خلاء کمتر است. لذا در این شرایط، بحث کیفیت مصرف سوخت تاثیر چندانی بر راندمان نیروگاه نخواهد داشت. ایده‌ای که جهت حل این مشکل پیشنهاد گردید این بود که یک دستگاه توربین تحت خلاء به انتهای هر یک از توربین‌های فعلی اضافه شود. در این صورت توربین‌ها از حالت تک پوسته‌ای^۹ به توربین‌های دو



شکل (۶): نمای شبیه سازی شده نیروگاه با فرض نصب سیستم خنک کن تر به توربین های فعلی

۴-۱-۳- فاز چهارم

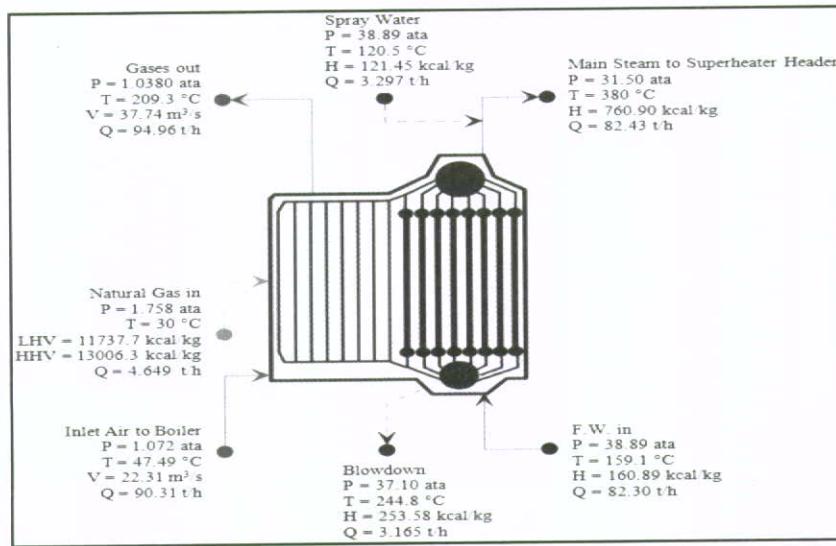
بررسی شرایط استفاده از باگاس (تفاله نیشکر) و خاشک مزرعه نیشکر عنوان سوخت مد نظر قرار گرفته و بررسی فنی مشخصات باگاس با در نظر گرفتن قابلیت استفاده از آن عنوان سوخت، نحوه نگهداری و ذخیره آن، بررسی وضعیت کشورهای مطرح در استفاده از این محصول عنوان سوخت و نهایتاً بررسی تفصیلی فنی تکنولوژیهای موجود در زمینه سوزاندن باگاس و استحصال انرژی از آن، از مواردی بود که در این فاز مورد بررسی قرار گرفتند. در ادامه این فاز با مطالعه اصول گازی سازی عنوان تکنولوژی دیگری در استحصال انرژی از سوختهای جامدی نظری باگاس، به بررسی تفصیلی تکنولوژیهای موجود در این شاخه پرداخته شده و تکنولوژیهای مناسب انتخاب و از لحاظ فنی مورد بررسی قرار گرفت.

در این فاز سه سناریوی اصلی در رابطه با امکان استفاده از باگاس موجود به عنوان سوخت در مجموعه کارخانجات شرکت توسعه نیشکر، مورد بررسی قرار گرفت که شامل موارد ذیل می گردند:

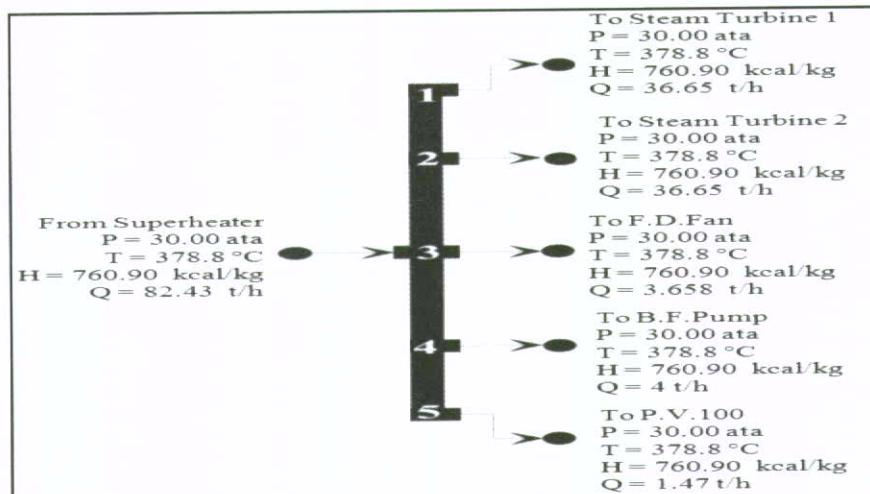
- تولید برق با حداکثر توان تولیدی ممکن، با داشتن حداکثر باگاس تولیدی در زمان بهره برداری و با استفاده از باگاس سوزی

می توان دریافت که این سیستم از یکسو، تقریباً فاقد تمام معایب ذکر شده برای سیستم های پیشین بوده و از سوی دیگر، مزایای آن از این سیستم ها پیشی می گیرد، به نحویکه توسط این توربین ها امکان تولید حداکثری برق در زمان بهره برداری و در زمان غیر بهره برداری وجود داشت. با این حال در وضعیت فعلی، به دلیل اینکه اولاً تعویض توربین ها با هزینه های گزافی همراه بوده و ثانیاً در صورت تعویض، تامین برق پروسه تولید شکر حداقل برای مدت یک سال کاری، با وقفه همراه خواهد بود، به کارگیری این ایده چندان منطقی نمی باشد؛ در هر صورت می توان در زمان احداث کارخانجات جدید از این روش و چه بسا روش های با راندمان بالاتری سود جست و این موضوع اهمیت توجه ویژه به مباحث تولید همزمان را در زمان طراحی اولیه مراکز صنعتی، روش می سازد.

نهایتاً در فاز سوم، گزینه منتخب برای مجتمع میرزا کوچک خان "اضافه کردن توربین های تحت خلاء و یک سیستم خنک کن به توربین های موجود بود. خاطر نشان می سازد ایده های مطروحه فوق به جز ایده اول (اضافه کردن یک سیستم خنک کن به توربین های موجود) برای مجتمع امیرکبیر نیز صادق بوده و تحلیل های مشابهی را در پی داشت. در شکل های (۷) و (۸) نمونه ای از نتایج مدل سازی اجزای مختلف نیروگاه، که برای هر یک از سناریوهای پیشنهادی انجام پذیرفته است، قابل مشاهده می باشد.



شکل (۷): مشخصات جریان‌های ورودی و خروجی بویلر



شکل (۸): مشخصات جریان‌های ورودی و خروجی هدر سوپرهیتر

مگاوات منجر و از طریق گازی‌سازی تولید برق با توان ۴۰ مگاوات حاصل می‌گردد. این برق تولیدی بصورت توان نامی بوده که بخشی از آن در خود نیروگاه و در جریان تولید، مصرف خواهد شد.

در رابطه با ستاریوی تولید بخار، تنها با اضافه کردن یک بویلر با گازسوز می‌توان بر روی شرایط احتراق متتمرکز شده و با بالابردن راندمان تولید بخار، این بویلر را جایگزین یکی از بویلهای گازسوز فعلی برای تولید بخار فرآیند تولید شکر نموده و بویلر دیگر در زمان‌های غیر بهره‌برداری

- تولید برق با حداکثر توان تولیدی ممکن، با داشتن حداکثر با گاس تولیدی در زمان بهره‌برداری و با استفاده از گازی‌سازی

- تولید بخار از با گاس با استفاده از بویلر با گاس سوز دو ستاریوی اول، یعنی تولید حداکثر ظرفیت برق از با گاس با استفاده از دو تکنولوژی با گاس سوزی و گازی‌سازی مستلزم احداث نیروگاه جدید و تجهیز کامل آن، اعم از مرحله تولید بخار یا گاز تا تبدیل آن به انرژی الکتریکی، و نیز پیش‌بینی تجهیزات جانبی برای عملکرد بهتر، امن‌تر و با راندمان بالاتر آن می‌باشد. طبق برآوردها، با گاس سوزی به توان تولیدی ۲۳

جدول (۴): پتانسیل بهره‌برداری از انرژی باگاس در جهان

| | Sugarcane production (tonnes / year) | Potential for electricity production (GWh) | Present National electricity demand (TWh) | Bagasse cogeneration potential as percentage of electricity demand | |
|--|--------------------------------------|---|---|--|--|
| Assuming that: | | 1 tonne cane produces 100kWh of electricity | Figures from 2001 | | |
| Brazil | 386,232,000 | 38,623 | 335.90 | 11.50 | |
| India | 290,000,000 | 29,000 | 497.20 | 5.83 | |
| China | 93,900,000 | 9,390 | 1,312.00 | 0.72 | |
| Thailand | 74,071,952 | 7,407 | 90.91 | 8.15 | |
| Pakistan | 52,055,800 | 5,206 | 62.27 | 8.36 | |
| Mexico | 45,126,500 | 4,513 | 186.70 | 2.42 | |
| Colombia | 36,600,000 | 3,660 | 39.81 | 9.19 | |
| Australia | 36,012,000 | 3,601 | 184.40 | 1.95 | |
| Cuba | 34,700,000 | 3,470 | 13.38 | 25.93 | |
| USA | 31,178,130 | 3,118 | 3,602.00 | 0.09 | |
| Philippines | 25,835,000 | 2,584 | 42.04 | 6.16 | |
| Other | 244,581,738 | 24,458 | 7,563.39 | 0.32 | |
| TOTAL | 1,350,293,120 | 135,029 | 13,930.00 | 0.97 | |
| TOTAL (excl. China, Aust., USA, Other) | 944,621 | 94,462 | 1,268.21 | 7.45 | |

COMPILED FROM: CIA (2003) , FAO , SILVESTRIN (2004)

ب) احداث بویلر باگاس سوز با ظرفیت ۱۰۰ ton/hr

۱-۳-۵- فاز پنجم

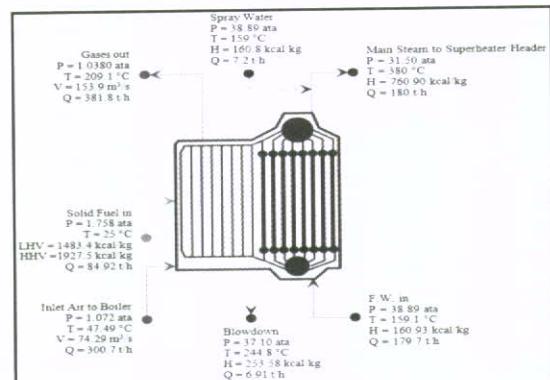
در فاز پنجم پروژه، امکان سنجی اولیه جذب اعتبار کریں طرح های ارائه شده در فازهای ۱ تا ۴ ارائه شد؛ پس از بررسی طرح های ارائه شده در فازهای پیشین و مقایسه آنها با الزامات مورد نیاز طرح های CDM، مشخص گردید که طرح های ارائه شده در فازهای ۲ و ۳ امکان جذب این اعتبارات را نداشته ولی سایر طرح ها واجد این شرایط می‌باشند. در همین رابطه و طی گزارش ارائه شده در فاز پنجم، مقدار گواهی های کاهش انتشار (CERS) هر طرح ارائه شده است. توجه به مقدار گاهش انتشار ارائه شده برای هر یک از طرح های ارائه شده در فازهای چهارگانه بررسی شده، نشان می‌دهد که مطلوب‌ترین طرح برای جذب اعتبارات مکانیسم توسعه پاک، طرح جایگزینی یکی از بویلرهای گازسوز فعلی با ظرفیت ۱۸۰ تن در ساعت بخار با یک بویلر باگاس سوز است که در اثر اجرای این طرح می‌توان سالیانه حدود ۸۲۲۰۰ گواهی کاهش انتشار و در کل دوره اعتباری اول مقدار ۵۷۵۵۴۲ گواهی کاهش انتشار را جذب نمود. نامطلوب‌ترین طرح نیز طرح منتخب فاز سوم برآورد گردید که در اثر اجرای این طرح سالیانه مقدار ۲۱۹۱ تن گاز گلخانه‌ای متصاعد خواهد گردید. در جدول زیر مقدار گاهش انتشار طرح های ارائه شده و رتبه از لحاظ جذب اعتبار CDM.

و در نبود باگاس، با ظرفیت موردنظر به تولید برق موردنیاز مجموعه و احتمالاً صدور مازاد تولیدی به شبکه بپردازد. برآورد اولیه، تولید ۱۸۰ تن بخار را در حالت حداکثر ظرفیت نشان داد. بر اساس محاسبات اولیه تکنولوژی گازی‌سازی حتی در سناریوی خوش بینانه نیز فروش سالیانه‌ای کمتر از هزینه‌های سالیانه خود دارد و تراز سالیانه آن منفی است؛ بر همین اساس سناریوی منتخب از بین دو تکنولوژی بررسی شده، تکنولوژی باگاس سوزی انتخاب گردید. پس از انجام تحلیل اقتصادی در رابطه با تکنولوژی باگاس سوزی، با توجه به وضعیت نتیجه حاصل، نهایتاً این طرح به عنوان سناریوی برگزیده انتخاب گردید و سناریوهای متعدد تحلیل حساسیت برای آن در نظر گرفته شده و نهایتاً ترخ بازده هر یک از سناریوها بدست آمد. آخرین گزینه‌ای که در این پروژه جهت استفاده از باگاس به منظور تامین بخار مورد استفاده کارخانجات میرزا کوچک خان و امیرکبیر مطرح گردید، نصب یک بویلر باگاس سوز در کنار بویلرهای فعلی بود. در همین رابطه محسن و معایب فنی این سناریو مد نظر قرار گرفته و نهایتاً با توجه به شرایط بهره‌برداری کارخانجات میرزا کوچک خان و امیرکبیر و ظرفیت‌های مختلف قابل انتخاب، دو گزینه دارای مزایای اساسی نسبت به سایر گزینه‌ها انتخاب و شبیه‌سازی گردید:

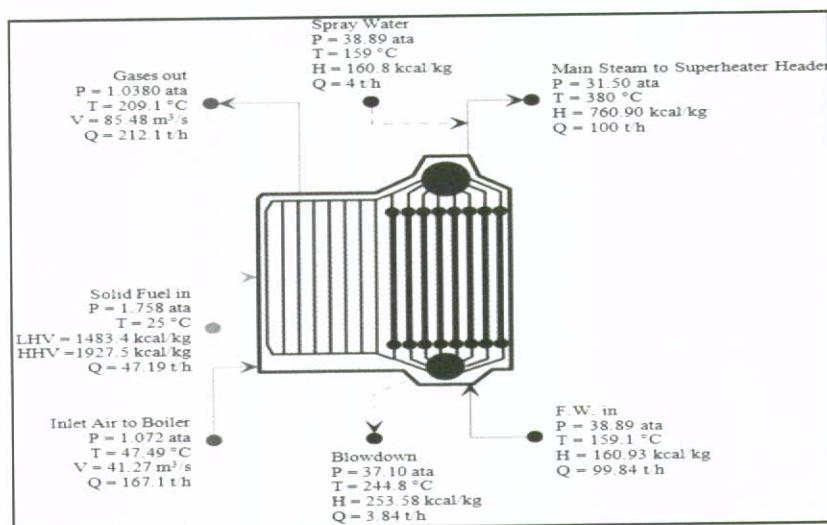
الف) احداث بویلر باگاس سوز با فرض استفاده از تمام باگاس

تولیدی





شکل (۹): شبیه‌سازی احتراق باگاس برای سناریوی احتراق باگاس با ظرفیت حداقل



شکل (۱۰): شبیه‌سازی احتراق باگاس برای سناریوی تولید ۱۰۰ تن بخار فرآیند

بوبler باگاس سوز یک راهکار پشتیبان جهت زمان افزایش قیمت گاز برای مجموعه‌های کشت و صنعت و یا از دور خارج کردن یکی از بوبlerها می‌باشد که در صورت انجام می‌تواند در طول مدت یک سال و با هزینه اولیه بسیار کمتر نسبت به راهکار احداث نیروگاه اجرایی گردد. از طرفی راهکار احداث نیروگاه باگاس سوز اگرچه دارای طول دوره ساخت بیشتر و هزینه سرمایه‌گذاری بیشتری نسبت به احداث بوبler باگاس سوز می‌باشد، لیکن دارای بازده بالا و تضمین شده‌ای است که بنظر می‌رسد حتی اگر علاوه و یا توامندی فنی و مالی لازم برای اجرای آن در مجموعه‌های کشت و صنعت موجود نباشد، می‌توان با تشویق سرمایه‌گذاران برای اجرایی نمودن آن، از طریق فروش باگاس به نیروگاههای احتمالی علاوه بر مدیریت باگاس تولیدی، درآمد بالایی نیز از این طریق برای مجموعه عامل متصور بود.

آورده شده است. طبق جدول (۵)، صرفنظر از طرح‌های فاز دوم و سوم، اجرای هریک از طرح‌های دیگر قادر به جذب اعتبار CDM ارزیابی گردید. جذب اعتبار برای هر یک از طرح‌های فوق نیازمند رویه‌ای است که در دو فاز اجرا می‌شود. در فاز اول، فرایندهای آماده‌سازی، اعتبار دهی و ثبت طرح (توسط نهادهای بین المللی) صورت می‌گیرد. در فاز دوم که همزمان با فاز اجرای پروژه است فرایندهای تایید، صحه‌گذاری و صدور گواهی‌های کاهش انتشار (توسط نهادهای بین المللی) صورت می‌گیرد.

۴- نتیجه‌گیری

با توجه به نتایج تحلیل‌های جامع فنی و اقتصادی و آنالیزهای حساسیت صورت پذیرفته برای سناریوهای مطروحه در تمامی فازها، اغلب راهکارهای در نظر گرفته شده دارای توجیه اقتصادی برآورد گردید، لیکن مشخص شد که راهکار استفاده از

جدول (۵): مقادیر کاهش انتشار طرح‌های مختلف پروژه احداث نیروگاه‌های کوچک

| نام طرح | مقادیر کاهش انتشار سالانه (tCO_2/Y) | کل مقادیر کاهش انتشار در طول ۷ سال (tCO_2) | رتبه از لحاظ جذب اعتبار CDM | توضیحات |
|----------------------|---|--|-----------------------------|---|
| فاز اول | ۷۹۶۰ | ۵۵۷۲۲ | ۵ | عبور بخار خروجی بویلر از توربینهای موجود، بجای عبور از کاهنده |
| فاز دوم | ۰ | ۰ | ۶ | - |
| فاز سوم | -۲۱۹۱ | -۱۵۳۹۳ | ۷ | اضافه کردن توربین تحت خلاء و سیستم خنک کن به توربینهای موجود |
| فاز چهارم سناریو اول | ۳۸۴۴۲ | ۲۶۹۰۹۲ | ۴ | نیروگاه باگاس سوز جدید ۲۳ مگاواتی |
| فاز چهارم سناریو دوم | ۷۰۲۱۰ | ۴۹۱۴۷۰ | ۲ | نیروگاه گازی‌سازی جدید ۴۰ مگاواتی |
| فاز چهارم سناریو سوم | ۸۲۲۲۰ | ۵۷۵۵۴۲ | ۱ | ۱۸۰ steam/h |
| فاز چهارم سناریو سوم | ۴۶۲۴۹ | ۳۲۳۷۴۳ | ۳ | ۱۰۰ steam/h |

مراجع

مجتمع‌ها و کلیه مدیران محترم برق، مکانیک و انرژی شرکت توسعه نیشکر و صنایع جانبی و همچنین همکاران محترم پروژه "مطالعات احداث نیروگاه‌های کوچک" در واحد انرژی قدس نیرو، آقایان قوامی، بیگلری، خادمی، دفاعی‌راد و متدين ابراز می‌نمایند.

1-Cogeneration and bio-oil from sugarcane biomass residues-Alonso Pippo-The open fuels & energy science Journal-Feb.2009

2-Mauritius sugar authority-Oct. 2005-Dr.Kassiap Deepchand

3-Combustion properties of biomass-Fuel processing technology 54-(1998)-B.M. Jenkins

4-Advantages, Incentives and obstacles to cogeneration of electric power derived from sugarcane bagasse-Patricio da Silva

5-Bagasse based cogeneration paper-Avante Garde consultants co.

۶-گزارشات فنی مربوط به پروژه "مطالعات احداث نیروگاه‌های کوچک" شرکت قدس نیرو

بیوگرافی

آقای سامان رامین دارای مدرک کارشناسی مهندسی مکانیک (گرایش جامدات) از دانشگاه آزاد تهران مرکز با ۱۰ سال سابقه کار بوده و از سال ۱۳۸۸ در شرکت قدس نیرو مشغول بکار است. علاقمندی ایشان در زمینه مباحث مربوط به انرژی، پخصوص نیروگاه‌های بادی و CHP می‌باشد.

Email: sramin4@gmail.com

نگارنده بدبونیله مراتب قدردانی خود را از مدیریت محترم دفتر فنی بهره‌برداری، مدیران محترم عامل



مدلسازی و تجزیه و تحلیل حالت گذرای ژنراتور القایی DFIG در توربین‌های بادی

محمد رضا بیگلری

کارشناس برق (قدرت) SBU- انرژی

بابک حجتی

کارشناس برق (قدرت) SBU- انرژی

واژه‌های کلیدی: ضربی جذب پره، DFIG، کانورتر، ممان اینرسی، لغزش، DIGSILENT

چکیده

در سالهای اخیر، انرژی باد به یکی از مهم‌ترین و امیدوارکننده ترین منابع انرژی تجدید پذیر تبدیل شده است. تکامل فن آوری مرتبط با صنعت سیستم‌های بادی توسعه نسلی از توربین‌های بادی سرعت متغیر است که در حال حاضر مزایای بسیاری در مقایسه با توربین‌های بادی سرعت ثابت دارد. تبدیل انرژی سیستم بادی متفاوت از یک سیستم قدرت متعارف می‌باشد. قدرت خروجی یک نیروگاه معمولی می‌تواند کنترل شود، در حالی که قدرت خروجی توربین‌های بادی بستگی به سرعت باد دارد. توربین‌های بادی DFIG قادر به ارائه کمک قابل توجهی به شبکه و حمایت از ولتاژ در طول مدت اتصال کوتاه می‌باشند. در این مقاله تجزیه و تحلیل شبیه سازی توربین از جمله سرعت، گشتاور و قدرت اکتیو و راکتیو، با استفاده از نرم افزار DIGSILENT صورت گرفته است.

۱- مقدمه

R پره = طول پره

V سرعت باد

بیشتر توان تولیدی توربین بادی در سرعت باد بالا می‌باشد که این سرعت بالا در مدت زمان کوتاهی است. حجم هوایی که از منطقه جاروب شده توسط پره‌ها عبور می‌کند به میزان سرعت باد و چگالی هوا وابسته است. در ضمن سیستم کنترلی توربین با تعییر زاویه پره هاجهت کنترل توان در زمان نوسانات شدید باد ضربی جذب پره^۳ را تعییر می‌دهد.

انرژیهای تجدیدپذیر شامل انرژی خورشیدی، بادی، جزر و مدی، زمین گرمایی، نیروگاههای برق آبی کوچک، زیست توده، قابل استفاده مجدد و پاک و سازگار با محیط زیست می‌باشند. امروزه با کمبود روز افزون انرژی سوختهای فسیلی، و مشکلات آلودگی هوا، انرژیهای تجدیدپذیر به منبع انرژی مهمی تبدیل شده است. در میان انرژیهای تجدیدپذیر ثابت شده است که انرژی باد یکی از مهم‌ترین و مقرن به صرفه‌ترین آنها است. با افزایش نفوذ انرژی بادی در شبکه‌های الکتریکی توربین‌های بادی DFIG^۱ تا حد زیادی به دلیل ویژگی‌های سرعت متغیر و تمايل به سیستم دینامیک، این مدل در حال توسعه بوده و مطالعات سیستم قدرت شبکه زیاد گردیده است.

انرژی باد با عبور از پره‌ها و سپس انتقال گشتاور پره‌ها به رotor و افزایش دور رotor توسط گیربکس باعث حرکت ژنراتور در دور نامی می‌گردد. در این حالت میزان توان تبدیلی به چگالی باد، مساحت ناحیه جاروب شده توسط پره و توان سوم سرعت باد بستگی دارد. به این ترتیب میزان توان قابل تبدیل از باد را می‌توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$P = \frac{1}{2} \cdot Cp \cdot p \cdot A \cdot V^3$$

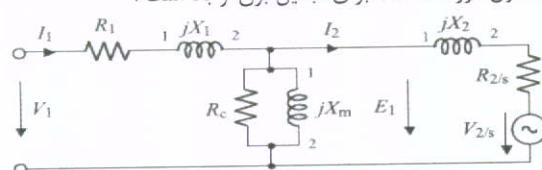
Cp = ضربی جذب پره

p = چگالی هوای

$$A = \pi R^2, \text{ سطح توربین}$$

۲- ژنراتور القایی DFIG

با توجه به متغیر بودن سرعت باد استفاده از ژنراتورهای القایی در توربین‌های بادی بسیار مرسوم می‌باشد و ژنراتور القایی به طور معمول مورد استفاده برای تبدیل برق از باد است.



شکل(۱): مدار معادل یک ژنراتور القایی DFIG

1-Double Fed Induction Generator

2-Pitch angle

3-Power coefficient



$$\begin{aligned}
 & \text{ممان اینرسی}^3 \text{ روتور - ژنراتور} = J \\
 & \text{گشتاور مکانیکی توربین بادی} = T_m \\
 & \text{گشتاور مکانیکی توربین بادی} = T_e \\
 & \text{سرعت روتور} = \omega \\
 & S = \frac{ns - nr}{ns}, \text{ لغزش ژنراتور} \\
 & \text{سرعت میدان استاتور} = n_s \\
 & \text{سرعت میدان روتور} = n_r \\
 & \text{ مقاومت روتور} = r_2 \\
 & \text{راکتانس روتور} = X_2 \\
 & \text{ مقاومت استاتور} = r_1 \\
 & \text{راکتانس استاتور} = X_1 \\
 & \text{راکتانس پر اکندگی هسته} = X_m \\
 & T_m = \omega_r * P_r \\
 & P_s = T_{em} * \omega_s \\
 & \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_{em} \\
 & P_m = P_s + P_r
 \end{aligned}$$

$P_r = P_m - P_s = T_m \cdot \omega - T_{em} \cdot \omega_s = -s \cdot P_s$

در اینجا با استفاده از نرم افزار DlgSILENT یک توربین بادی ۵ مگاواتی طراحی شده است که ولتاژ خروجی ژنراتورها ۳,۳ کیلوولت و توربین توسط یک دستگاه ترانسفورماتور $\Delta/Y/Y$ با نسبت تبدیل $69/20/3,3$ کیلوولت به شبکه ۲۰ کیلوولت متصل می‌باشد و توان تولیدی توربین از آنجا به شبکه ۲۰۰ میلی ثانیه بر روی شبکه رخ می‌دهد و تاثیرات تکفاز به مدت ۲۰۰ میلی ثانیه بر روی شبکه رخ می‌دهد و تاثیرات آن بر روی ژنراتوهای القایی DFIG توسط نرم افزار به مدت یک ثانیه شبیه سازی شده است. (شکل ۴).

در هنگام بروز خطا با کاهش ولتاژ شبکه:

- ۱- جریان ژنراتور (استاتور و روتور) افزایش می‌یابد. (I_{sc})
- ۲- توان راکتیو تولیدی کاهش و مقداری توان راکتیو افزایش می‌یابد.

۳- لغزش^۴ ژنراتور منفی تر می‌شود.

۴- سرعت روتور افزایش می‌یابد.

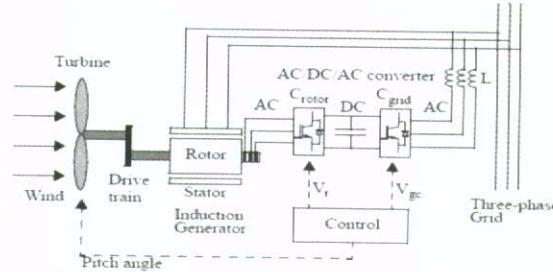
۵- مولفه های d, q جریان روتور افزایش می‌یابد.

۶- افزایش ولتاژ DC لینک و امکان صدمه به کانورتر.

وقتی خطا برطرف می‌شود به علت کشیده شدن جریان مغناطیس کنندگی شدید از شبکه توسط ژنراتور و بالا رفتن توان راکتیو مصرفی ناشی از افزایش لغزش امکان کاهش مداوم ولتاژ باس مذکور فراهم می‌گردد.

- 1- Puls Width Modulation
- 2- Insulated_Gate Bipolar Transistor
- 3- Moment of inertia
- 4- Slip

توربین های بادی با ژنراتورهای القایی DFIG شامل روتور سیم پیچی، و کانورتر با موج AC/DC/AC با موج PWM می‌باشند. سیم پیچ استاتور بطور مستقیم به فرکانس ۵۰ هertz شبکه متصل می‌شوند در حالی که روتور با فرکانس متغیر از طریق کانورتر به شبکه متصل است. اجازه می‌دهد تا حداکثر استخراج انرژی از سرعت کم باد با بهینه سازی سرعت توربین و با به حداقل رساندن تنش های مکانیکی در توربین صورت گیرد.

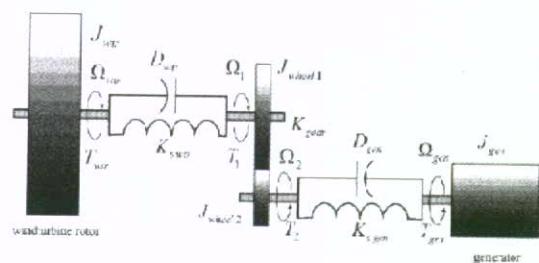


شکل (۲): مدل توربین DFIG

سرعت بهینه تولید توربین حداکثر انرژی مکانیکی برای سرعت باد با توجه به سرعت باد مناسب است. از دیگر تکنولوژی DFIG توانایی مبدل‌های الکترونیک قدرت برای تولید و یا جذب توان راکتیو است. در نتیجه نیاز به نصب بانک خازنی در مرور ژنراتور القایی قفس سنجابی نمی‌باشد. کانورتر در واقع یک مبدل پهنه‌ای پالس است که با استفاده از روش سینوسی برای کاهش هارمونیک در حال حاضر در سیستم توربین بادی در DFIG استفاده می‌گردد. استاتور به طور مستقیم به برق AC متصل شود، در حالی که روتور از طریق تغذیه الکترونیک قدرت و حلقه‌های لغزش اجازه می‌دهد تا ژنراتور در انواع سرعت باد عکس العمل نشان دهد. مبدل فرکانس بین ژنراتور القایی فرکانس متغیر و شبکه فرکانس ثابت از طریق خازن DC ارتباط دارد. استاتور و روتور سمت مبدل اجازه می‌دهد تا ذخیره سازی قدرت از ژنراتور القایی بیشتر شود.

۳- مدل سازی

معمولآً مجموعه توربین، ژنراتور، گیربکس، روتور بصورت تک جرمی، دو جرمی یا سه جرمی مدل سازی می‌گردد.



شکل (۳): مدل سه جرمی



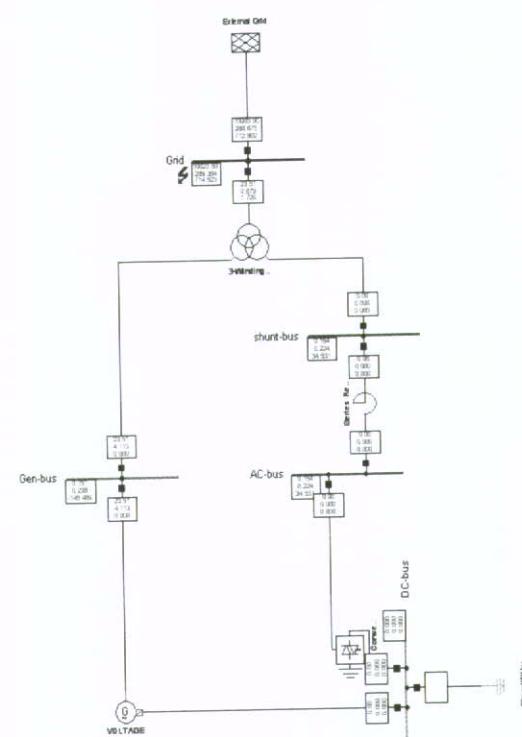
جدول (١): مشخصات فنی تجهیزات الکتریکی

| مشخصات | نام |
|--|------------------------|
| $r_1=0.005 \text{ p.u}$ $X_1=0.01 \text{ p.u}$ $r_2=0.01 \text{ p.u}$ $X_2=0.1 \text{ p.u}$ $X_m= 4 \text{ p.u}$ $S=6\text{MVA}$ $f=50\text{Hz}$ | ژنراتور DFIG |
| $Z= 5.5\%$ ٢٠ كيلوولت / ٣٦٩ كيلوولت $S=6\text{MVA}$ $Y/Y/\Delta$ | ترانسفورماتور توزيع Tr |
| ٣٣ كيلوولت | باسبار فشار متوسط MV |
| ٢٠ كيلوولت | باسبار فشار متوسط HV |
| ٦٩ كيلوولت | باس فشار ضعيف |
| ١١ كيلوولت | باس DC |

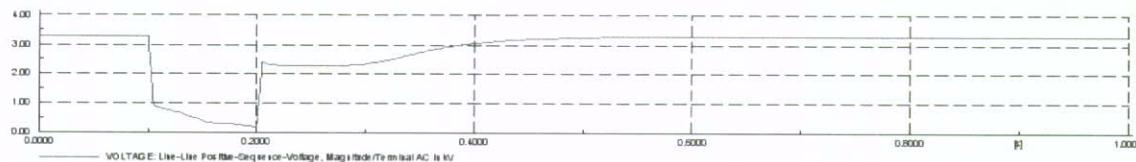
هر چند در سیستمهای سرعت متغیر نیازی به توان راکتیو نمیباشد اما به علت عبور جریان اتصال کوتاه وجود کاتورتر با ثابت زمانی حرارتی پایین راهی بجز خارج نمودن واحد از شبکه باقی نماید.

رفتار نیروگاههای بادی در اتصال با شبکه به علت گستردگی تنوع و ساختار آنها پیچیده و متنوع میباشد اما اغلب آنها از مسایل مشترکی همچون نوسانات گشتاور توربین، ناتوانی در حفظ پایداری ولتاژ در هنگام بروز خطا یا افت ولتاژ و نوسانات شدید توان و ولتاژ خروجی، رنج میبرند.

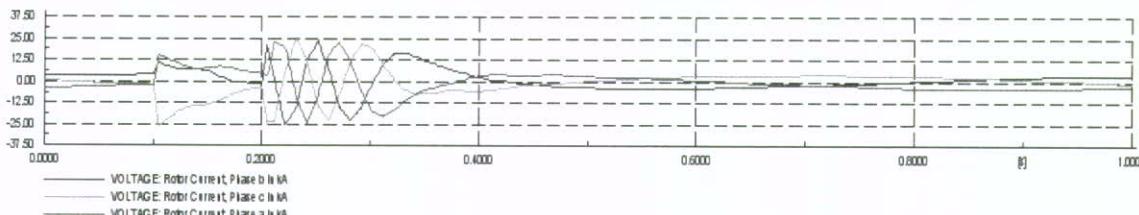
در بین انواع توربینهای بادی تنها سیستمهای سرعت ثابت با زنرатор الکالی برای کارکرد خود احتیاج به توان راکتیو دارند. این سیستمهای چنانچه به یک شبکه قوی متصل باشند توان راکتیو مورد نیاز را از شبکه و در غیر این صورت توان راکتیو مصرفی توسط SVC و STATCOM^۱ یا جریانساز مانند بانک خازن، حدا، میگ، دد



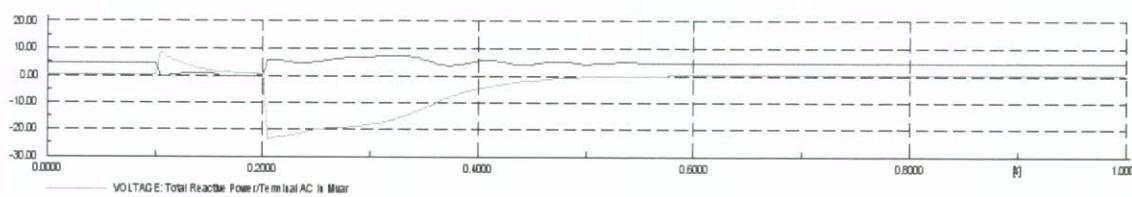
شکل (۴): نمودار تک خطی توربین مدل DFIG



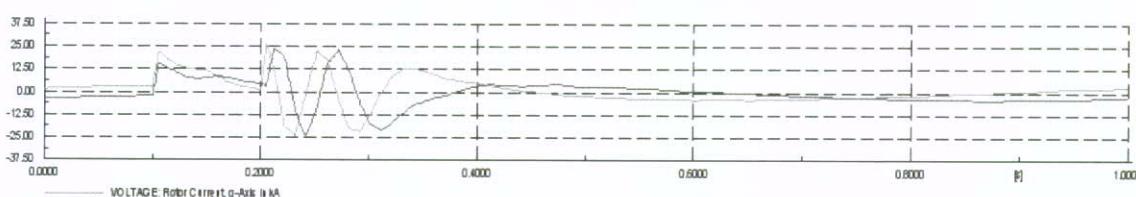
شکل(۵): افت ولتاژ شبکه در مدت زمان ۲۰۰ میلی ثانیه



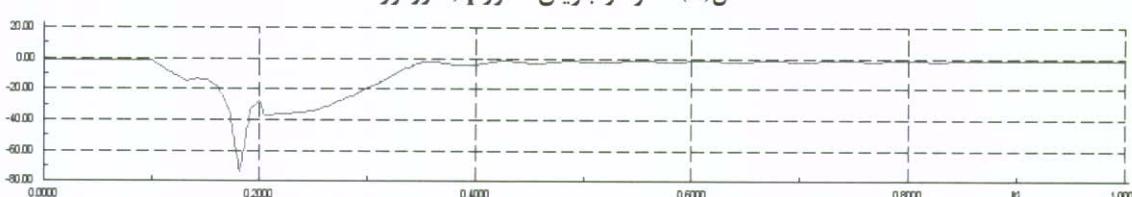
شکل(۶): نمودار جریان روتور - سه فاز



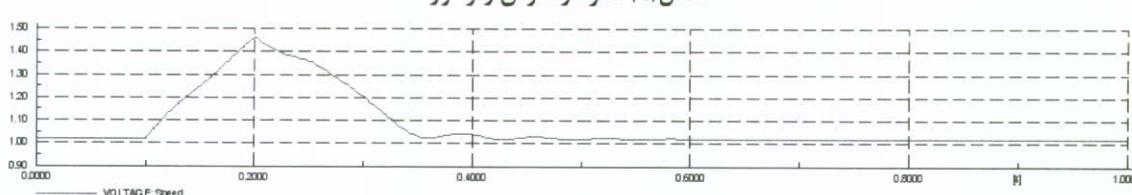
شکل(۷): نمودار توان اکتیو- راکتیو



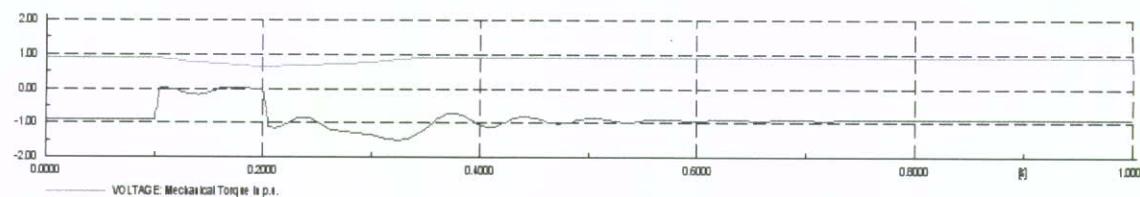
شکل(۸): نمودار جریان محور d,q روتور



شکل(۹): نمودار لغزش ژنراتور



شکل(۱۰): نمودار سرعت روتور



شکل(۱۱): نمودار گشتاور مکانیکی - الکتریکی



۴-نتیجه گیری

نیروگاههای بادی در برابر نوسانات ولتاژ بخصوص زمان اتصال کوتاه و افت ولتاژهای شدید و ناگهانی نسبت به نیروگاههای معمولی بسیار ناپایدارتر هستند. این مساله در مورد سیستمهای نوع سرعت ثابت با ژنراتور القایی از شدت بیشتری برخوردار است. چنانچه به علت وقوع خطا یا وارد شدن یک بار بزرگ در نزدیکی نیروگاه ولتاژ باس اتصال به شبکه کاهش یابد ولتاژ ترمینالهای ژنراتور نیز کاهش یافته و بدنبال آن شار مغناطیسی هسته نیز کم میشود. توان انتقالی از ژنراتور به شبکه نیز کم شده و باعث افزایش سرعت ژنراتور و در نتیجه زیاد شدن لغزش میگردد. در مورد DFIG که قسمت اعظم جریان از ژنراتور میگذرد بدلیل کوبیل مغناطیسی بین روتور و استاتور جریان و ولتاژ بالای در سیم پیچیهای روتور بوجود می آید که میتواند منجر به صدمه دیدن کانورتر طرف ماشین گردد.

موارد کلی در ناپایداری توربین بادی:

- ۱- تصادفی بودن سرعت باد و وجود نوسانات شدید در آن و استفاده از ژنراتور القایی، نیاز به توان راکتیو.
- ۲- وجود ادوات الکترونیک قدرت و ناتوانی آنها در تحمل جریان اتصال کوتاه و اضافه ولتاژ.
- ۳- وجود گیربکس، غیرصلب بودن شفت توربین و نوسانات مکانیکی مربوط به آن.

مراجع

- Yi Zhou, Student Member, IEEE, Paul Bauer, Senior Member, IEEE, Jan A. Ferreira, Fellow, IEEE, and Jan Pierik [8]- Grid Connection of Doubly-Fed Induction Generators in Wind Energy Conversion System [9]- Calculation of the fault level contribution of D.G according to IEC60909. [10]- Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines Andreas Petersson Department of Electric Power Engineering CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY G oteborg, Sweden 2003 [11]- Wind farm electrical system-document Vestas documents [12]- Simulation of DFIG and FSIG wind farms in MATLAB imPowerSystems [۱۳] مدلسازی و بررسی کنترلی زاویه چرخش پرۀ توربین بادی در شرایط جوی ناپایدار [۱۴] سمینار تحلیل، مدلسازی و کنترل نیروگاههای بادی متصل به شبکه-دانشگاه فردوسی مشهد
- بیوگرافی**
- آقای محمدرضا بیگلری دارای مدرک لیسانس مهندسی برق (قدرت) از دانشگاه آزاد بروجرد با ۴ سال سابقه کاربوده که ۲ سال آن در شرکت قدس نیرو میباشد.زمینه کاری و علاقمندی ایشان بررسی سیستم های قدرت و طراحی سیستمهای الکتریکی...و مباحث انرژی های تجدیدپذیر و تولید پر اکنده میباشد.
mh_big@yahoo.com

آقای بابک حجتی دارای مدرک لیسانس مهندسی برق(قدرت) از دانشگاه آزاد بروجرد با ۴ سال سابقه کاربوده که ۲ سال آن در شرکت قدس نیرو میباشد.زمینه کاری و علاقمندی ایشان در مورد نیروگاههای گازی، ژنراتورها، ترانسفورماتورهای قدرت و طراحی سیستمهای الکتریکی...و مباحث انرژی های تجدیدپذیر و تولید پر اکنده میباشد.

babak.hojati1@yahoo.com



- [1] Wind turbines book
- [2] Wind Energy System book
- [3] Wind energy handbook
- [4] Doubly-Fed Induction Generator Drive Optimal Design for Wind Turbines with Reduced Gearbox Stages Number
- [5]-Wind Turbine Driven DFIG with Grid Disconnection
B.Chitti Babu #1, K.B.Mohanty#2 and C.Poongothai*³
Department of Electrical Engineering,
National Institute of Technology Rourkela
Rourkela-769008 (India)
- [6]- Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Analysis in the Transmission Network
Nader Samaan, Member, IEEE, Robert Zavadil, Member, IEEE, J. Charles Smith, Senior Member, IEEE, and Jose Conto, Member, IEEE
- [7]- Operation of Grid-Connected DFIG Under Unbalanced Grid Voltage Condition

الزامات شبکه‌های هوشمند

فرید خزائی مقدم - طاهره عبدالرزاک زاده

کارشناسان سیستم‌های قدرت - SBU شبکه

کلمات کلیدی: شبکه هوشمند، برنامه پیشنهادی DOE، ملاحظات سرمایه‌گذاری، سطوح مختلف از پیاده‌سازی، ارائه ساختارهای مختلف، برنامه‌ریزی اجرایی

چکیده

در این مقاله ضمن معرفی فناوری شبکه‌های هوشمند، الزامات پیاده‌سازی سازمان یافته شبکه‌های هوشمند مورد بررسی قرار می‌گیرد. سپس، پس از ارائه مدلی مفهومی از شبکه‌های هوشمند، برنامه پیشنهادی DOE¹ جهت پیاده‌سازی شبکه هوشمند ارائه می‌شود. در ادامه ضمن ارائه ملاحظات سرمایه‌گذاری در مورد مسئله پیاده‌سازی شبکه‌های هوشمند به هدف اصلی این مقاله که تشریح سطوح مختلف از فناوری شبکه‌های هوشمند است، می‌پردازیم. ساختارهای مورد نیاز جهت حصول به هریک از سطوح شبکه‌های هوشمند همچنین پروتکل‌هایی که در پیاده‌سازی این ساختارها باید بکار برد شوند مورد بررسی قرار گرفته است. مسئله مهم دیگری که همراه معرفی سطوح مختلف از شبکه‌های هوشمند باشد مورد بررسی قرار گیرد، برنامه ریزی اجرایی برای پیاده‌سازی هریک از سطوحی است که معرفی می‌شود که در این مقاله به آن پرداخته می‌شود.

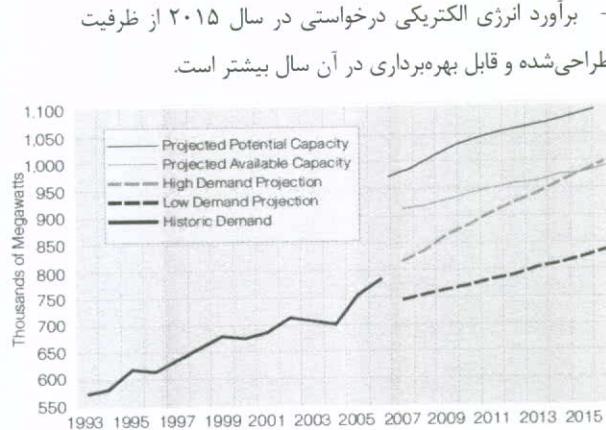
۱- مقدمه

صنعت برق زمانی پایه‌ریزی شد که نرخ انرژی نسبتاً پایین بود. با گذشت زمان و افزایش تقاضای برق تغییرات و بروز رسانی‌ها متناسب با نرخ رشد انرژی انجام نشده است و شبکه‌های برق هنوز به همان منوال گذشته عمل می‌کنند. در شبکه‌های برق، انرژی از نیروگاه‌های مرکزی به سمت مشترکین جاری می‌شود و قابلیت اطمینان مطلوب عموماً از طریق بالا نگهداشت ظرفیت تولیدی تأمین می‌گردد. نتیجه این روش، تبدیل سیستم‌های قدرت به سیستمی با بهره‌وری پایین است. با افزایش مصرف سوخت‌های فسیلی و کافی نبودن منابع پراکنده انرژی باد و خورشید، نفوذ گازهای گلخانه‌ای در محیط زیست شدت یافته است. علاوه بر این پیش‌بینی می‌شود روش‌های فعلی برای پاسخ‌گویی به تقاضاهای رو به رشد آتی کافی نخواهد بود.

نتیجه مطالعات جدید تأکید بر لزوم بازنگری در شبکه‌های برق موجود دارند :

- تولید برق موجب تولید ۲۵٪ از کل گاز دی‌اکسیدکربن (CO₂) جهان می‌شود.

- دی‌اکسیدکربن CO₂ ناشی از تولید برق به سرعت تا سال ۲۰۵۰ رشد خواهد کرد.



شکل (۱): ظرفیت برق طراحی شده جهت پاسخگویی به تقاضای برق در یک کشور نمونه

با توجه به این اطلاعات دولتها، شرکت‌های برق و واحدهای اقتصادی پیش رو به بازنگری در ساختار شبکه‌های تولید و انتقال و توزیع نیرو پرداخته‌اند. از جمله اقدامات انجام شده و مطالعات صورت گرفته می‌توان به موارد زیر اشاره نمود :





- قوانین، سیاست‌ها و محدودیت‌های دولتی حاکم بر پیاده سازی شبکه‌های هوشمند

۲-۲- شبکه هوشمند چیست؟

یک نوع مدیریت و طراحی شبکه الکتریکی است که هدف آن پیش‌بینی و پاسخ هوشمندانه به رفتار و عملکرد کلیه کاربرانی است که با این شبکه الکتریکی تعامل دارند (شامل تأمین کنندگان، مصرف کنندگان و یا ترکیبی از این دو). این امر در راستای انتقال انرژی با قابلیت اطمینان بالا، اقتصادی و همراه با ارائه خدمات قبل قبول می‌باشد. در واقع شبکه هوشمند، شبکه الکتریکی است که تمام عملکردهای تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان متصل به آن را جهت تأمین تقدیم این، اقتصادی و پایدار بطور یکپارچه و هوشمند، تحت کنترل دارد.

۳-۱- یک مدل مفهومی از شبکه هوشمند شامل چه اجزایی است؟

یک مدل مفهومی شبکه هوشمند شامل واحدهای زیر است :

- تولید
- انتقال
- توزیع
- مشتری
- عملیات
- بازارها
- ارائه دهندهان خدمات (شرکت‌های برق)

۳- برنامه‌پیشنهادی DOE جهت پیاده‌سازی شبکه هوشمند

- تأسیس و اتخاذ یک سیاست واحد در راستای مدرنیزه‌سازی سیستم انتقال و توزیع انرژی الکتریکی به نحویکه دارای ساختار حفاظتی مناسب و قابلیت اطمینان بالا باشد؛
- ارائه گزارشی در مورد نحوه گسترش فن‌آوری‌های شبکه هوشمند در منطقه و برطرف کردن موانع احتمالی پیش روی؛
- تأسیس کمیته مشاور و نیز کمیته تقسیم کار جهت فراهم‌سازی مقدمات فرآیند اجرا؛

- افزایش نیروی برق تولیدی با استفاده از قدرت باد و نور خورشید برای حمایت از تولید سبز یعنی تولیدی بدون آلاینده؛

- استفاده از ماشین‌های برقی هیبرید (PHEVs) برای تولید و مصرف بهینه برق؛
- حذف کربن از پسماند ناشی از سوخت‌های فسیلی مصرف شده در نیروگاه‌ها؛
- استفاده از برنامه مدیریت تقاضا و دیماند برای بهبود بهره‌وری انرژی و کاهش مصرف برق؛
- کنترل و پایش انرژی شبکه در زمانی نزدیک به زمان واقعی (Real-time) به منظور بهبود قابلیت اطمینان و بهره‌برداری و کاهش خاموشی‌ها.

در این دیدگاه جدید نسبت به صنعت برق، سطح جدیدی از ارتباطات و فناوری‌های هوشمندانه لازم و ضروری است. البته دستیابی به این نوع ساختار در شبکه برق موجود امکان‌پذیر نیست. بنابراین شبکه الکتریکی جدید یا شبکه هوشمندی لازم است تا فناوری‌های اطلاعاتی (IT) را به منظور بهبود میزان تولید، تحويل (توزيع) و مصرف برق، با بکارگیری صحیح منابع انرژی ترکیب نماید. شبکه هوشمند با استفاده از اطلاعات بهروز شرکت‌های برق در خصوص مدیریت شبکه، شبکه برق موجود را به شبکه‌ای تبدیل می‌کند که از آن به عنوان سیستمی هوشمند، فعال و پاسخ‌گو به تغییرات دیماند و مجهز به سیستم تولیدی با حداقل آلایندها و بالاترین راندمان بهره‌برداری شود.

امروزه دستیابی به شبکه هوشمند پیشرفته بزرگ محسوب می‌شود که با استفاده از آن و با توسعه‌سازی شرکت‌های برق در دستیابی به اطلاعات پایه و جمع‌آوری اطلاعات بیشتر در خصوص چگونگی عملکرد شبکه، می‌توان از بالاترین کیفیت و کمترین هزینه در تولید، انتقال و بهره‌برداری در کل بخش‌های صنعت برق اطمینان حاصل نمود.

۲- الزامات پیاده‌سازی سازمان یافته شبکه هوشمند

- ۱- سلسله مراتبی که در طراحی یک شبکه هوشمند باید دنبال نمود :

- تعریفی اولیه از شبکه هوشمند
- مدلی مفهومی از شبکه هوشمند
- استانداردها

۵-مشخصه‌های کلیدی تعیین شده توسط DOE در بکارگیری و استفاده از فن‌آوری‌های شبکه‌های هوشمند

- الف) مشارکت فعال مصرف‌کنندگان.
- ب) فراهم آوردن امکانات تولید پراکنده و ذخیره‌سازی انرژی در شبکه.
- ج) رشد و ارتقاء بازار فعلی برق با ارائه خدماتی جدید و محصولاتی جدید، و فراهم آوردن مقدمات ایجاد بازاری جدید مناسب با بازارهای ساختاریافته امروزی؛
- د) ضرورت بکارگیری روش‌های افزایش کیفیت توان؛
- ۵) بهبود بازده عملکرد و میزان اثربخش بودن سرمایه‌گذاری انجام شده؛
- و) قدرت پیش‌بینی و پاسخ مناسب سیستم در برابر اغتشاشات خارجی؛
- ی) عملکرد مناسب در برابر حوادث غیر قابل پیش‌بینی طبیعی (زلزله، سیل و...) و نیز انسانی (جنگ و...).

۶-مواردی که باید در ملاحظات سرمایه‌ای در پیاده‌سازی شبکه هوشمند درنظر گرفته شود:

- میزان سرمایه کلی مورد نیاز (هزینه‌های مطالعات اولیه، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های نگهداری و...) و تعیین سرمایه‌گذاری مورد نیاز هر بخش به صورت تفکیک شده.
- میزان اثربخش بودن سرمایه‌گذاری انجام شده.
- میزان بهبود قابلیت اطمینان که با بکارگیری چنین سیستمی مورد انتظار است.
- میزان امنیت سیستم که مورد انتظار است.
- دستیابی به سطحی از کارایی مورد انتظار از سیستم.
- میزان انتفاع اجتماعی مورد انتظار از سیستم طراحی شده

۷-سطح پیاده‌سازی فن‌آوری‌های شبکه هوشمند

سطح پیاده‌سازی از فن‌آوری‌های شبکه هوشمند که امروزه بکارگیری آنها بر ساختار شبکه‌های توزیع، امری متداول و به شرح ذیل است:

تصویری از نمونه‌ای نسبتاً جامع از فن‌آوری شبکه هوشمند که جهت استفاده در شبکه‌های توزیع شهری و غیر شهری مورد

- هدایت مدیریت حاکم بر پروژه در راستای ارتقاء استراتژی‌های اندازه‌گیری برای ارزیابی میزان صرفه جویی که در انرژی
- مصرفی حاصل می‌شود و نیز دیگر ابعاد اجرایی شبکه هوشمند؛
- تهیه استاندارد و پروتکل جهت افزایش انعطاف دراستفاده از سیستم‌ها و تجهیزات شبکه هوشمند؛
- برنامه ریزی جهت تخصیص ۲۰٪ از سرمایه مورد نیاز برای پیاده‌سازی شبکه هوشمند؛
- تبلیغ مزایایی که با بکارگیری و گسترش شبکه هوشمند در سطح کشور حاصل می‌شود و اثبات علمی و کارشناسی شده بازگشت هزینه‌های سرمایه‌گذاری شده حتی با تحقق یافتن قسمت محدودی از مزایای حاصل از پیاده‌سازی این نوع شبکه، به منظور ایجاد رغبت در مستویین و نیز مصرف‌کنندگان برای بکارگیری شبکه هوشمند؛
- ارائه گزارشی کامل به دپارتمان انرژی (یا هر سازمان ذی‌ربط که امور مربوط به مدیریت انرژی را در یک کشور عهده‌دار است)، پیرامون مبحث توسعه تسهیلات گرما و توان و بهینه‌سازی انرژی مصرفی تقام با آن؛
- تهیه گزارشی در خصوص اثرات بالقوه توسعه شبکه هوشمند بر امنیت ساختار انرژی الکتریکی و نیز بهبود ظرفیت عملکرد شبکه.

۴-تهیه گزارش از ملزومات طراحی و بهره برداری از شبکه هوشمند

با نگاهی دقیق به مطالب ذکر شده، به منظور تهیه گزارشی کامل از ملزومات طراحی و بهره برداری از شبکه هوشمند، سه مرحله‌ی زیر را دریش می‌گیریم:

- (۱) ارزش‌ها و خصوصیات برجسته بکارگیری شبکه هوشمند در سیستم قدرت؛
- (۲) نحوه اعمال شبکه هوشمند در راستای تحقق ارزش‌ها و مزایای آن در شبکه‌های توزیع؛
- (۳) توضیح و شرح تکنولوژی‌های شبکه هوشمند پیاده شده در مناطق مشابه و بررسی موقعیت و به دنبال آن، انتخاب سطح مطلوبی از پیاده‌سازی شبکه هوشمند در منطقه موردنظر.



۱۳. نصب و استفاده از خودروهای الکتریکی

(لازم به یادآوری است این سطوحی از فنآوری شبکه هوشمند که جهت پیاده سازی ارائه شده است با هر نوع منطقه‌ای سازگار است و تنها تفاوت آنها در سطح و درجه بکارگیری هریک از آنها و نیز میزان اهمیتی است که با توجه به شرایط خاص استراتژیکی یک منطقه به سطحی خاص، اختصاص می‌یابد. عنوان مثال در یک حوزه نفتی که بروز هرگونه اشکال و قطعی در سیستم امری غیر قابل پذیرش است و ضرر اقتصادی هنگفتی را به دنبال دارد دقت در طراحی سیستم‌های مدیریت قطع برق عنوان یکی از سطوح رایج شبکه هوشمند، نسبت به یک منطقه مسکونی با تراکم جمعیت نه چندان زیاد به وضوح از حساسیت بالاتری برخوردار است)

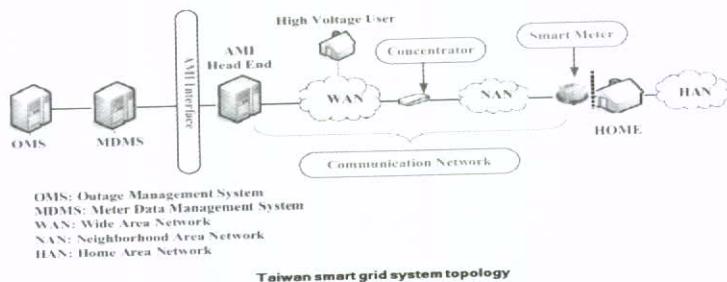
حال به صورت جداگانه به تشریح هریک از سطوح اشاره شده از مفهوم شبکه هوشمند می‌پردازیم:

۱-۷- استفاده از سیستم اندازه‌گیری هوشمند و خودکار (AMI) در شبکه

امروزه مرسوم‌ترین سطح از پیاده‌سازی فنآوری شبکه هوشمند که استفاده از آن در ساختار شبکه توزیع اکثریت کشورها رایج

استفاده پیشنهاد می‌شود، در شکل (۲) نشان داده شده است. برخی از فنآوری‌ها و سطوح اجرایی شبکه هوشمند که در شبکه‌های توزیع محلی می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند عبارتند از:

۱. استفاده از سیستم اندازه‌گیری هوشمند و خودکار (AMI)^۱ در شبکه
۲. حسگرهای جانبی^۲ به تناسب برنامه‌ریزی‌های صورت گرفته در مورد کارکرد سیستم
۳. کنترل ولتاژ
۴. استفاده از کنترل‌کننده‌های توان راکتیو و خازن‌ها (جهت کنترل ولتاژ و ضربت توان)
۵. استفاده از سیستم تشخیص قطعی برق در شبکه
۶. سیستم کنترل بار مناسب با تغییرات شرایط آب و هوایی
۷. کنترل تقاضا و پاسخ مناسب به تغییرات آن
۸. ایجاد پست‌های توزیع با قابلیت SCADA^۳ در شبکه برق
۹. سیستم کلیدزنی خودکار
۱۰. ایجاد مرکز تولید پراکنده
۱۱. پیاده‌سازی سیستم اطلاعات جغرافیایی (GIS)^۴
۱۲. سیستم‌های مدیریت قطعی برق (OMS)^۵



شکل (۲): شماتیکی یک نمونه شبکه هوشمند متداول جهت بکارگیری در شبکه‌های توزیع

- 1-Cost effectiveness
- 2- Automated Metering Infrastructure
- 3- Sensors
- 4-Supervisory Control And Data Acquisition
- 5- Geographic Information Systems
- 6- Outage Management System

خصوصی شدن پیش می‌رود حضور و نقش مصرف‌کننده تأثیرگذارتر از گذشته خواهد بود لذا در اتخاذ سیاست‌ها نظرات و انتخاب مصرف‌کنندگان و خواسته‌های آنان در راستای بهره‌گیری از خدمات و تسهیلات خاص (از جمله مباحثی که در این سطح از شبکه هوشمند و نیز سطوح دیگر که در ادامه معرفی خواهند شد) بسیار حائز اهمیت خواهد بود. برای تحقق این امر و جهت بکارگیری جنبه‌ها و سطوح‌های مختلفی از فناوری AMI و تجاری‌کردن آن، آشنایی مشترکین با مفاهیم مطرح شده، امری مهم تلقی می‌شود. اگر AMI را بصورت یک گذرگاه انتقال اطلاعات دوطرفه جهت فراهم آوردن امکان انتقال سیگنال‌های اندازه‌گیری و کنترل (این مسیر دوطرفه شامل انتقال اطلاعات از مصرف‌کننده به سیستم‌های کنترل و نیز اعمال فرامین حاصل از پردازش سیگنال‌های رفت به واحد مصرف‌کننده است) تعریف کنیم با ابعاد گسترده‌ای از AMI جهت بهره‌برداری روبرو خواهیم شد. این موارد فرصت‌های انتخابی است که ساختار مطرح شده در اختیار مصرف‌کنندگان قرار می‌دهد و شامل: نرخ زمان و ساعات جذب انرژی از شبکه، فرصت‌های پیش‌پرداخت بالاستفاده و یا بدون مورد استفاده از نمایشگرهای خانگی (در این نوع سیستم هزینه برق مصرفی نیز علاوه بر میزان مصرف بر روی نمایشگر کنتور نشان داده می‌شود و مصرف‌کننده می‌تواند در کنار میزان مصرف روزانه، بهای برق مصرفی خود را نیز رؤیت کند و بلاfacله اقدام به پرداخت آن نماید. در این سیستم هزینه برق مصرفی به صورت روزانه محاسبه می‌شود . بدین ترتیب سیستم قدیمی قبوض همراه با ارائه مصرف ماهیانه حذف خواهد شد. در آینده نزدیک بکارگیری این سیستم در شبکه، امری اجتناب ناپذیر خواهد بود.)، سیستم کنترلی کاهش دیماند مصرفی (از طریق کنترل آب گرمکن‌ها، سیستم‌های تهویه- پمپ‌ها و سایر بارهای حرارتی موتوری روشناختی و ...) است. علاوه بر موارد مطرح شده، جنبه‌های دیگری از AMI نیز وجود دارد که قابلیت‌های منحصر بفردی را در شبکه‌های توزیع ارائه می‌دهد و در مجموع به کاهش هزینه‌های جاری و هزینه‌های بهره‌برداری می‌انجامد که پی‌آمد آن، بهبود کیفیت برق مصرفی و رضایت هرچه بیشتر مشترکین خواهد بود. این موارد که در سطوح بالاتری از

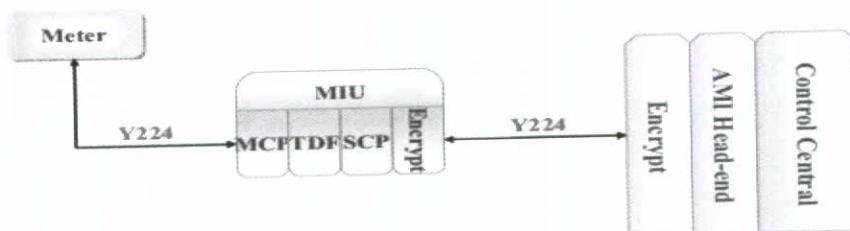
است تکنولوژی اندازه‌گیری هوشمند یا AMI (سیستم اندازه‌گیری خودکار) است بطوریکه در موقعی دیده می‌شود که AMI ساختار شبکه هوشمند را تشکیل می‌دهد و تنها سطحی از شبکه هوشمند که در چنین مناطقی پیاده شده است. کاربردی ترین تعریف برای AMI عبارت است از: گذرگاهی برای دریافت و انتقال داده‌های اطلاعاتی از شبکه خانگی (HAN)^۱ یا سیستم‌های اتوماسیون انرژی صنعتی و تجاری. چنین سیستمی قابلیت تبادل سیگنال‌های قیمت زمان واقعی^۲ را از طریق سیستم‌های اتوماسیون که کنترل تجهیزات، بارهای روشناختی و سایر بارهای هوشمند را داراست و همچنین قابلیت کنترل تغییرات دمایی را بر اساس سیگنال‌های قیمت زمان واقعی و مطابق با الگوی مصرف انتخابی مشترکین (جهت تغییرات بار مطابق با الگوی قیمت ارائه شده توسط سازمان‌های برق) را نیز دارد . این حق انتخاب مصرف کننده هم اکنون به شکل محدودی مورد استفاده قرار گرفته است. اما این بحث که چه تعدادی از اشخاص در صورت در دسترس قرار گرفتن این امکان از آن استقبال می‌کنند و یا اینکه این انتخاب تا چه اندازه می‌تواند در کاهش دیماند در موقع اضطراری مؤثر باشد از جمله مباحث کلیدی است که باید از نظر مهندسی به شکل دقیق مورد بررسی قرار گیرد. این بخش از فناوری‌های شبکه هوشمند از سوی دپارتمان انرژی به شکل چشم‌گیری حمایت می‌شود و از جانب کمپانی‌های فروش (برق، خدمات، تجهیزات...) و سیاست-گذاران منطقه بسیار حائز اهمیت است. ایجاد گذرگاه تبادل اطلاعات (IG)^۳ برای تمامی مشترکین، از جمله مناسب‌ترین اقداماتی است که جهت پیاده‌سازی سیستم اندازه‌گیری هوشمند در شبکه لازم است. سوالات پیرامون این سطح از شبکه هوشمند، متناسب با ارتقاء میزان اثربخشی آن در کاهش مصرف و هزینه‌ها، متنوع‌تر خواهد بود و به تناسب آن، انتظارات کیفیتی از ساختار نظارت و کنترل بر دیماند پیاده شده، افزایش خواهد یافت. هزینه‌های اجرایی مورد نیاز نیز باید کاملاً در برنامه‌ریزی‌های مالی گنجانیده شوند؛ بطوریکه هزینه‌های جانبی و احتمالی جهت امور پیش‌بینی نشده نیز در نظر گرفته شده و بطور کامل پوشش داده شوند. با این‌کار، امکان ارائه هزینه‌های واقعی دیماند و خدمات به مشترکین فراهم می‌شود، لذا مشترک می‌تواند با در اختیار داشتن اطلاعات درست و جامع، نسبت به تمایل یا عدم تمایل خود نسبت به اعمال این سیستم نظارتی-کنترلی، تصمیم‌گیری کند. از آنجاکه بازار برق به سوی





شکل های ۳ و ۴ ساختار سیستم اندازه گیری AMI برای سطوح ولتاژ LV و HV نشان داده شده است. مصرف کنندگان را می توان در دو دسته متمرکز^۱ و گستردگی^۲ دسته بندی نمود. ساختار و جایگاه نصب سیستم های اندازه گیری و واحد IHD^۳ (نمایشگرهای موردن استفاده در مشاهده مقادیر کمیت هایی از قبیل توان مصرفی، سطح ولتاژ، جریان و...) در هریک از این دو دسته فوق الذکر در شکل های ذیل آورده شده است. مصرف کنندگان نوع متمرکز، عبارتند از : ساختمان های مسکونی، ادارات و مراکز تجاری که به نحوی دارای تراکم جمعیتی و ساختاری هستند. مصرف کنندگان نوع گستردگی نیز عبارتند از : خانه های شهری و غیر شهری، مغازه ها و ... که نحوه اعمال ساختار اندازه گیری برای این نوع از مصرف کنندگان در شکل (۴) نشان داده شده است. انتخاب موقعیت نصب سیستم اندازه گیری و IHD در هریک از این دو نوع مصرف کننده (مشترکین) در شکل های ۵ و ۶ نشان داده شده است.

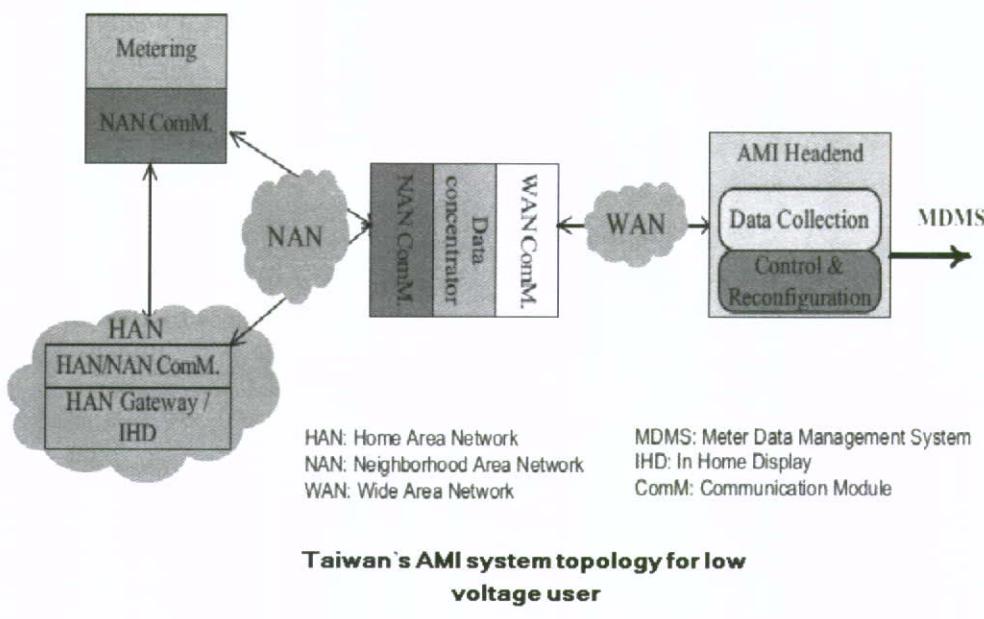
پیاده سازی AMI مطرح می شوند . شامل ایجاد امکاناتی از قبیل: قطع و وصل به شکل کنترل از راه دور؛ کنترل ولتاژ، فلیکر و قطعی استفاده سیستم اندازه گیری Real time از راه دور (بر خلاف سیستم های امروزی که بر اساس مقدار پیک عمل می کنند. بدین وسیله وضعیت عملکرد سیستم در هر لحظه برای مدیر سیستم مشخص بوده و در صورت بروز اشکال مناسب ترین تصمیمات در حداقل زمان ممکن گرفته خواهد شد). مزایای سیستم AMI که آمیخته با دیگر سطوح شبکه های هوشمند است و در ادامه مطالب عنوان شده در بخش های بعد مورد بررسی قرار گرفته است. با توجه به اهمیت شایانی که واحد AMI در پیکره شبکه هوشمند دارد در ادامه ساختارهای پیشنهادی برای پیاده سازی AMI را مطرح می کنیم. لازم به ذکر است که این الگوها هم اکنون در کشورهای متعددی در مرحله پیاده سازی و یا حتی بهره برداری هستند. از جمله این کشورها می توان به کشور تایوان اشاره نمود. در



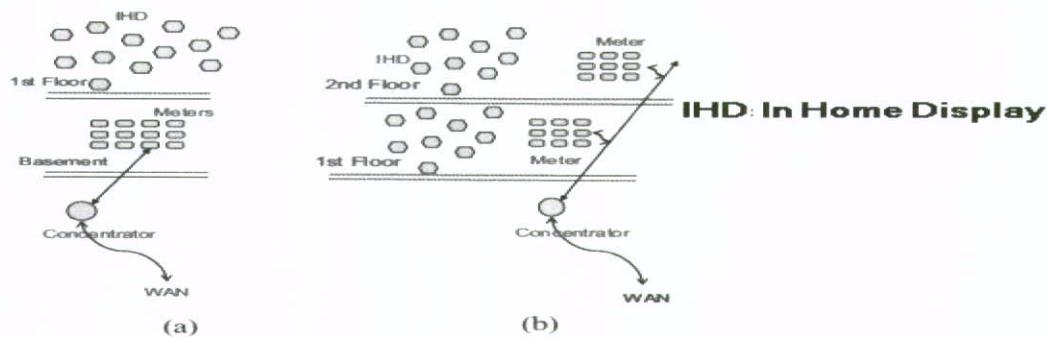
**Taiwan's AMI system topology
for high voltage user**

شکل (۳): ساختار پیشنهادی AMI برای سطح ولتاژ HV

- 1-Centralization Type
- 2-Distribution Type
- 3-In Home Displays



شکل (۴): ساختار پیشنهادی AMI برای سطح ولتاژ LV

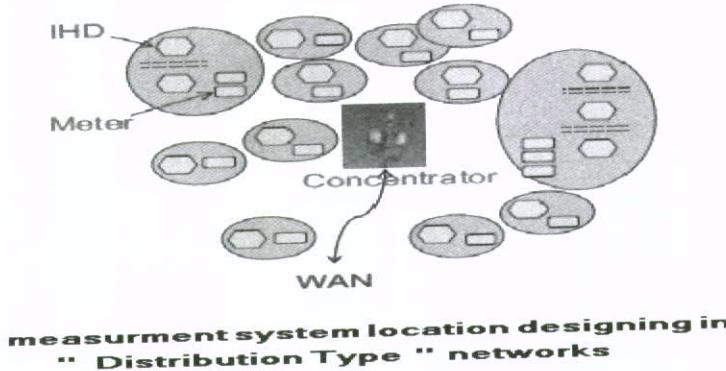


measurement system location designing in "Centralization Type" networks

The apartment residential buildings and commercial office buildings are usually classed to the centralization type.

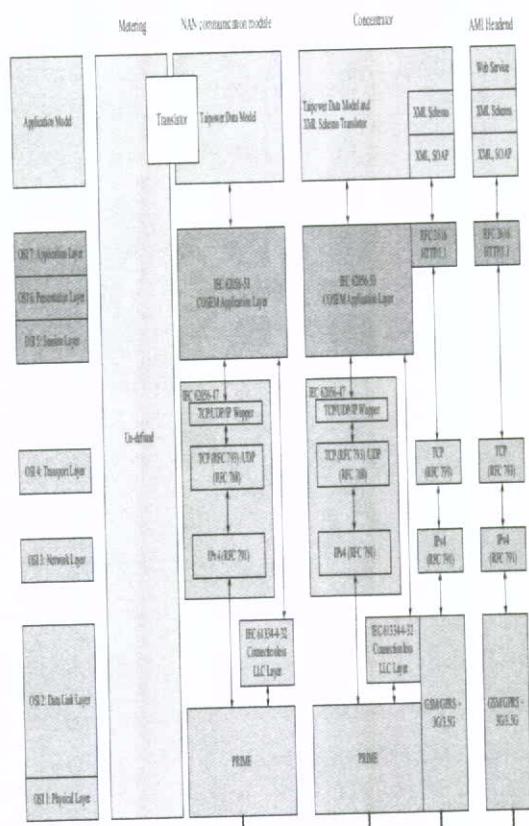
شکل (۵): تعیین موقعیت نصب سیستم اندازه گیری در یک شبکه متتمرکز



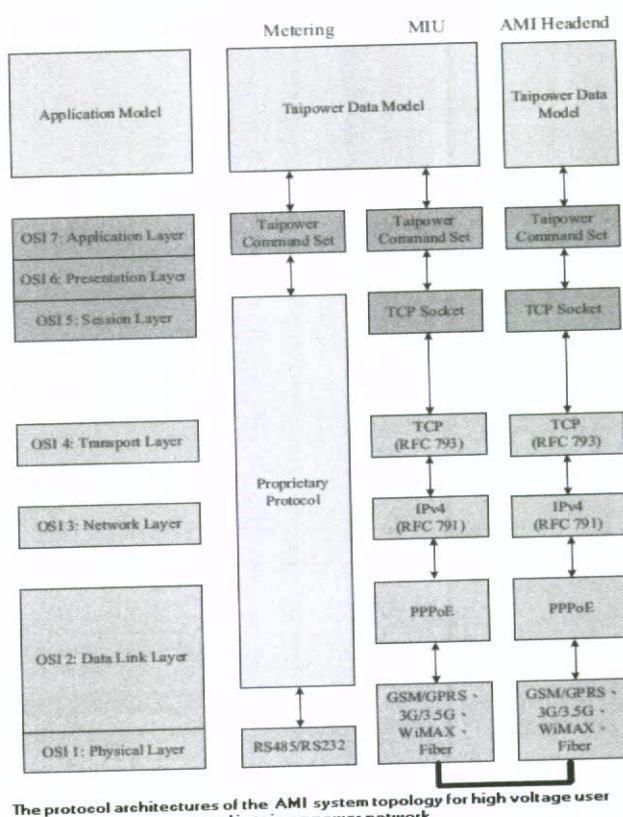


شکل (۶): تعیین موقعیت سیستم اندازه گیری در یک شیوه گستردگی

پروتکل های پیشنهادی جهت پیاده سازی AMI به عنوان اولین سطحی از شبکه هوشمند در دو سطح ولتاژ LV و HV در ادامه آرائه شده است. در شکل های (۷) و (۸) نشان داده شده است.



شکل (۸): پروتکل های پیشنهادی AMI برای سطح ولتاژ



شکل (۷): پروتکل های پیشنهادی AMI باع سطح هسته ای

۲-۷- حسگرهای جانی به تناسب برنامه‌ریزی‌های صورت

گرفته در مورد کارکرد سیستم

در عین حال که سیستم اندازه‌گیری AMI به نوبه خود می‌تواند به عنوان یک حسگر در نظر گرفته شود که تعاملی دوطرفه میان ارائه‌دهنده خدمات و مشترکین برقرار می‌کند، حسگرهای کاربردی دیگری نیز لازم است که در طراحی سیستم‌های توزیع لحاظ شوند. اطلاعات جامع و متنوعی از وضعیت سیستم توزیع توسط حسگرها در سایت‌هایی که با فاصله نسبتاً زیاد از سیستم‌های توزیع قرار گرفته‌اند. (مراکز کنترل) جمع‌آوری می‌شود. مجموعه‌ای از حسگرها به همراه ساختار مخابراتی مناسب و سیستم مدیریت اطلاعاتی مناسب با نیازهای طراحی، ابزاری مناسب را جهت تولید الگوریتم‌های کنترلی با کارایی بهتر فراهم می‌کنند. این واحد کنترلی به تناسب اهداف مشخص شده برای آن از لایه‌ها و ساختارهای منطقی تشکیل می‌شود. پاسخ مناسب به دیماند تأثیر زیادی بر شیوه‌های تولید و انتخاب سیستم‌های مورد استفاده در بخش توزیع دارد. مشکلات مربوط به حضور هارمونیک‌ها، نیاز به پاسخ مناسب سیستم در بازه عملکرد گذراي سیستم^۱ در فیدرها مورد نظر و سایر موارد مطرح شده همگی از جمله مسائلی است که نیاز به دریافت اطلاعاتی جامع از وضعیت فیدرها را پر رنگ‌تر می‌سازند. بنابراین برای فهم رفتار فیزیکی سیستم توزیع انرژی الکتریکی به منظور بکارگیری سیستم‌های کنترلی طراحی شده در آن، نیازمند استفاده از حسگرها در شبکه هوشمند هستیم.

۳-۷- کنترل ولتاژ

استفاده از حسگرهای ولتاژ در انتهای خطوط جهت کنترل عملکرد رگولاتورهای ولتاژ، سطحی از پیاده‌سازی شبکه هوشمند محسوب می‌شود. کاهش سطح ولتاژ، روشنی است که اغلب جهت کاهش دیماند مورد استفاده قرار می‌گیرد (زیرا همان گونه که می‌دانیم توان مصرفی با ولتاژ رابطه مستقیم دارد. البته اگر بارتawan ثابت فرض شود نحوه توجیه اندکی متفاوت خواهد بود). با این وجود در مناطق محلی اغلب این نگرانی وجود دارد که با خاطر طول زیاد خطوط شعاعی و افت ولتاژ که به دنبال آن بر سر فیدرها ظاهر می‌شود، افت ولتاژ به حدی باشد که ولتاژ انتهای خطوط به زیر مقدار مناسب تعیین شده در استاندارد ANSI C84.1 بررسد. بنابراین استفاده از حسگرهای ولتاژ در انتهای

خطوط، جهت کنترل عملکرد رگولاتور ولتاژ، مثالی از کاربرد سطح کنترل ولتاژ بعنوان یکی از فن‌آوری‌های شبکه هوشمند است که با فراهم ساختن کمترین میزان ولتاژ قابل پذیرش در پست‌ها (منطبق بر مقادیر ثبت شده در استانداردها) ضمن ایجاد ولتاژ کافی در فیدرها، عملکردی مناسب، بهینه و اقتصادی را در شبکه توزیع تضمین می‌کند.

۴-۷- استفاده از کنترل کننده‌های توان راکتیو و خازن‌ها (جهت کنترل ولتاژ و ضریب توان)

استفاده از خازن در شبکه‌های شهری و نیز محلی برای تزریق توان راکتیو به شبکه به منظور اصلاح ضریب توان، معنادل سازی بار سه فاز (3φ) نامعادل و کاهش تلفات، تنظیم و تثبیت ولتاژ (مقدار ولتاژ ثابت و نزدیک مقدار نامی) در شرایط ماندگار و گذرا، و بهبود و حفظ پایداری سیستم (پایداری ولتاژ و پایداری زاویه‌ای) به صورت گذرا و ماندگار) با دینامیکی مناسب رایج است (تاكید می‌شود که در این قسمت جبران توان راکتیو توسط خازن به صورت کلی مطرح است و در نتیجه هر دو نوع جبران سازهای راکتیو و پسیو قابل کنترل و غیر قابل کنترل نیز در این مقوله قرار می‌گیرند). کنترل خازن‌ها شامل بکارگیری حسگرهایی بر روی خازن‌هاست که امکان اعمال تغییرات بر روی اندازه ولتاژ و به دنبال آن جریان و ضریب توان را ایجاد می‌کند. استفاده از این خازن‌هاست که امکان اعمال تغییرات بر روی اندازه ولتاژ و به دنبال آن جریان و ضریب توان را ایجاد می‌کند. استفاده از این حسگرها شامل بکارگیری تکنیک‌های مختلف سوئیچینگ است (امروزه از تکنیک‌های PWM شامل روش‌های HSEPWM و SPWM ... متناسب با مزایایی که مدنظر است (از نظر سطح هارمونیک‌ها... استفاده می‌شوند) که امروزه بر روی خازن‌ها به منظور به حداقل رساندن نوسانات ولتاژ در بخش DC و دریافت یک پاسخ دینامیکی مناسب استفاده می‌شوند.

فراهم آوردن قابلیت نظارت و کنترل از راه دور، بر روی بانک‌های خازنی و مجهر ساختن سیستم به حسگرها در مکان‌ها و موقعیت‌های متنوعی از سیستم به افزایش بهره‌وری و بازدهی آن منتهی می‌شود که عملکرد پایدار، منطقی و کاملی از سیستم را در پیش خواهد داشت.

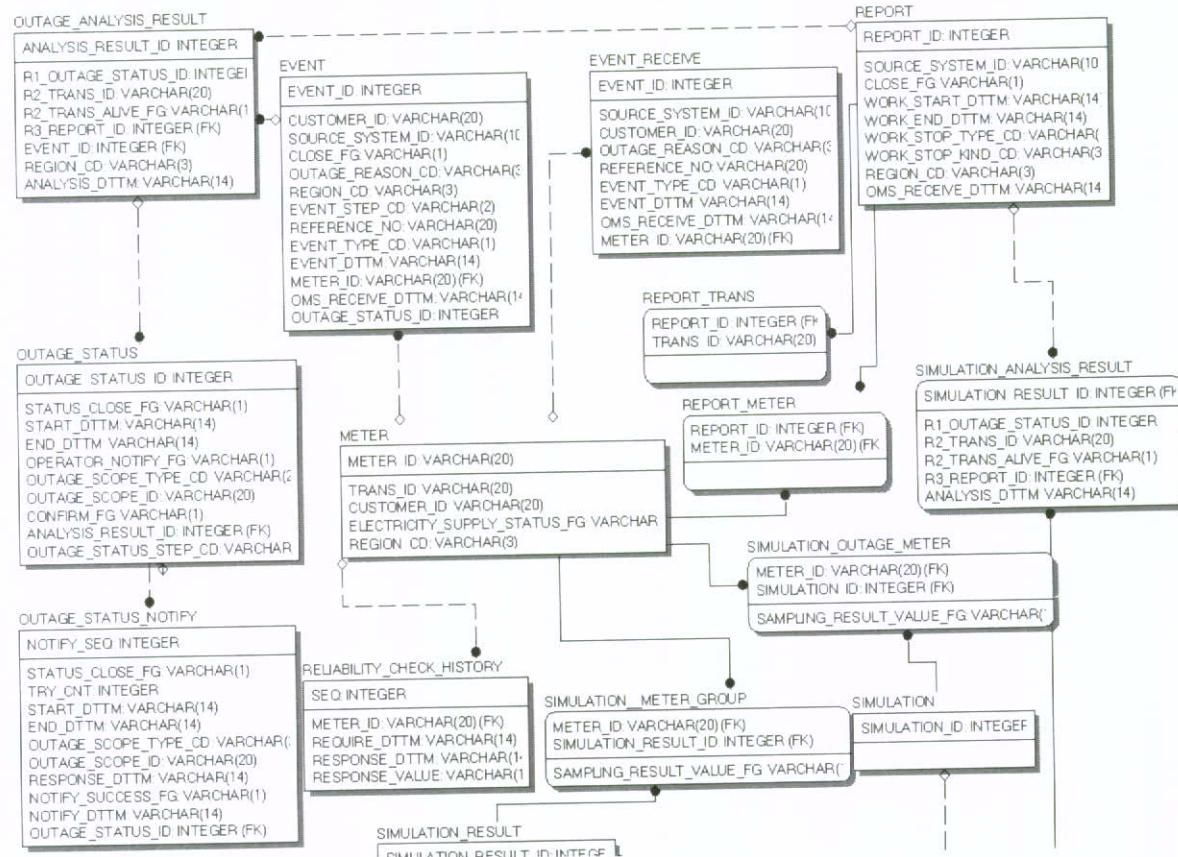




۷-۵- استفاده از سیستم تشخیص قطعی برق در شبکه

در کنار استفاده از سیستم‌های اندازه‌گیری هوشمند و حسگرهای مطرح شده، حسگرهای دیگری نیز جهت تشخیص زمان قطعی‌ها مورداستفاده قرار می‌گیرند. این قابلیت در سیستم‌های اندازه‌گیری AMI که مبتنی بر PLC^۱ هستند(شیوه مرسوم طراحی سیستم AMI که در بخش‌های مختلفی از شبکه قدرت ایران با اختصاص هزینه مورد نیاز بسهولت قابل پیاده‌سازی است). در شرایطی که امکان تهیه گزارش و نیز نمایش تمامی کمیت‌های اندازه‌گیری شده از وضعیت کلیه فیدرها در وضعیت وقوع عیب و رخداد شرایط قطعی نباشد، استفاده از سیستم‌های اندازه‌گیری در موقعیت‌های مکانی مناسب و حسگرهایی که به منظور اعلام گزارش از وضعیت خطاب به صورت خودکاربرنامه‌بازی شده‌اند، بالاترین سطح کیفی برخورداری از

مزایای شبکه هوشمند را به دنیال خواهد داشت که از نظر عملکردی قابلیت اطمینان سیستم را بالا خواهد برد. با بهره‌گرفتن از ساختارهای مخابراتی مناسب میان مصرف‌کنندگان و مراکز ارائه ارزشی و خدمات، می‌توان برای تشخیص موقعیت دقیق محل رخداد عیب و قطعی در شبکه، از قابلیت تشخیص و آنالیز قطعی در درون محیط AMI بهره‌مند گشت. بدین ترتیب ضمن برخورداری از سیستم تشخیص قطعی با کیفیت مطلوب، می‌توان از پیچیدگی سیستم تا حدود زیادی کاست. علاوه بر این، سیستم‌های تشخیص قطعی از ثبات بالاتری در شبکه برق رسانی و توزیع برخوردار گشته و نیاز به طراحی ساختارهای مجزا برای هر کدام از این سیستم‌ها از میان برداشته خواهد شد. عملکرد یک سیستم تشخیص قطعی، مطابق ساختار پیشنهادی زیر، در شکل (۹) نشان داده شده است



شکل (۹): نحوه عملکرد سیستم تشخیص قطعی

۷-۸- ایجاد پستهای توزیع با قابلیت SCADA در شبکه

SCADA اعمال سیستم‌های اتوماسیون جهت کنترل همه جانبی سیستم‌های توزیع است. پستهای توزیع که از سیستم SCADA در طراحی آن استفاده شده است، یکی از فن‌آوری‌های شبکه هوشمند است که در تمام دنیا به طور گسترده در مناطقی از کشورهای متعددی از دنیا پیاده شده است. بهبود قابل توجه قابلیت اطمینان تأم با عملکرد بهتر و کارآمدتر سیستم توزیع از جمله مزایایی است که با کنترل و نظارت بر سیستم‌های توزیع (از طریق اعمال SCADA) بسته نظارت بر مسائل مختلفی از قبیل وضعیت تعادل یا عدم تعادل ولتاژ و فاز ولتاژ افزایش می‌یابد. به طور کلی یک سیستم از زیرسیستم‌های زیرین تشکیل می‌شود:

- RTUs: سیگنال‌های دریافتی از حسگرهای را به اطلاعاتی دیجیتال تبدیل کرده و نتایج را به سیستم میزبان می‌فرستد.
- سیستم میزبان که اطلاعات دریافتی را پردازش می‌کند و دستورات کنترلی مناسب را به واحدهای مربوطه ابلاغ می‌کند.

- ساختار مخابراتی واسط RTUs و سیستم میزبان.
- واحد HMI: ابزاری است که اطلاعات پردازش شده را به اپراتور انسانی منتقل می‌کند.
- PLCs: مشابه RTUs است ولی اقتصادی‌تر، تطبیق‌پذیرتر، منعطفتر و قابل شکل‌گیری جهت پیاده‌سازی و تحقق اهداف مختلف و متنوع.

۹- سیستم کلیدزنی خودکار

همان‌طور که مطرح شد، اعمال SCADA بر یک سیستم توزیع یک تکنولوژی شبکه هوشمند است که از طریق انتقال داده‌های مخابراتی مورد نیاز به مدیر SCADA^۵ و سایت پست مربوطه نقش خود را ایفا می‌کند. کاربرد دیگر شبکه هوشمند، مربوط به امكان سوئیچینگ خودکار است که این امر از ارتباط نظری به

۶- سیستم کنترل بار مناسب با تغییرات شرایط آب و هوایی

ایجاد قابلیت تغییر نرخ عبور توان بصورت کاملاً دینامیک و بر اساس شرایط آب و هوایی، سرعت باد و وضعیت بارش و ... سطح دیگری از فناوری‌های شبکه هوشمند است که خصوصاً در خطوط انتقالی که از حداقل ظرفیت آنها برای انتقال توان (حد بارگذاری خط) استفاده می‌شود و یا بعبارتی دیگر سنگین بارگذاری شده‌اند از اهمیت قابل توجهی برخوردار است. از سویی دیگر با کنترل پیوسته شرایط آب و هوایی در این مناطق (با قابلیت کنترل وضعیت بار آن به صورت کنترل از راه دور) امکان پیش‌بینی شرایطی از قبیل یخ‌بندان و سایر موارد مشابه که به موجب آن احتمال ایجاد شرایط قطعی در شبکه وجود دارد فراهم می‌شود. در نتیجه این تکنولوژی آمادگی لازم برای مقابله با چنین رویدادهایی را فراهم می‌کند. چنان تکنولوژی ممکن است بهنوبه خود هزینه‌های بیشتری به سیستم اعمال کند ولی با بکارگیری برخی ساختارهای خاص (ساختارهای کمتواسیونی) در مقابل هزینه نه‌چندان زیادی که حسگرهای قرار داده شده به سیستم اعمال می‌کنند مزایای ارزشده‌ای را به ارمغان خواهد آورد.

۷-۷- کنترل تقاضاً و پاسخ مناسب به تغییرات آن

ممکن است کنترل دیماند یا سیگنال‌های قیمت در ساختار ارتباطاتی سیستم اندازه‌گیری هوشمند جای یابند؛ ولی مواردی نیز دیده می‌شود که این دو کاملاً از یکدیگر تفکیک شده‌اند. از اواخر دهه ۱۹۷۰ و در ابتدای دهه ۱۹۸۰ کنترل دیماند مناطق محلی در کشورهای مختلف دنیا امری راجح گشت. با توجه به نیاز به استفاده از سیستم کنترل دیماند مناسب با سیستم تولید و مصرف کنونی و قابلیت‌های شبکه امروزی، نیاز به احیای ساختارهای پیشین و نصب و احداث ساختارهای جدید کنترل دیماند احساس می‌شود. با توجه به شرایط شبکه‌های توزیع در ایران احداث این بخش و استفاده از این سطح جهت اصلاح الگوهای مصرف و نیز تجدید ساختار سیستم به عنوان اولین گام پیشنهاد می‌شود. سیستم‌های امروزی شامل دو مسیر ارتباطی اعمال نظارت بر شبکه هستند که این مزیت سبب می‌شود کنترل بار بنحوی کامل و با قابلیت اطمینان بالایی صورت گیرد. این امر استفاده از اطلاعات حاصله از کنترل دیماند را عنوان مرجع اطلاعات دیسپچینگ امکان‌پذیر می‌سازد.



استفاده از انرژی باد در مقیاس‌های کوچک و بزرگ، استفاده از انرژی نهفته در زمین، استفاده از گازهای بی‌هوایی و ... اشاره کرد. امروزه استفاده از این تولیدات و در نتیجه قابلیت‌هایی که این مسئله برای ما بهمراه دارد چنان زیاد نیست و درنتیجه تأثیر زیادی بر عملکرد سیستم‌های توزیع محلی ندارد. با این وجود ساخت و استفاده از ژنراتورهای بزرگتر، نفوذ گسترده این ژنراتورهای کوچک در سطوح مختلف وهمچنین قابلیت استفاده گسترده از آنها بخصوص در شبکه‌های توزیع محلی روز به روز رو به رشد است (قسمت‌های متعددی از شبکه‌های توزیع قدرت در ایران با توجه به امکان‌سنجدی‌های بعمل آمده و با توجه به موقعیت استراتژیکی که این مناطق از نظر منابع نفت و گاز دارند.

انرژی تابشی و گرمای خورشید نیز در مناطق متعددی از ایران یک منبع انرژی پر اهمیت با نمود استفاده وسیع به نظر می‌رسد. از طرف دیگر با توجه به ساحتی بودن مناطق وسیعی از ایران امکان استفاده از انرژی امواج و جزو مردم و ... فراهم است. استفاده از انرژی باد نیز بعنوان یک منبع انرژی مناسب در قسمت‌های مختلفی از شبکه توزیع با بکارگیری توربین‌های کوچک قابل استفاده است که این موضوع از جمله مباحث روز در امر تامین انرژی در اکثر کشورهای توسعه‌یافته است. این موارد برای مثال و ذکر مصاديقی برای صحبت‌های مطرح شده عنوان شد لذا تصمیم‌گیری کلان در این مورد نیازمند مطالعات و امکان‌سنجدی‌های دقیق و در صورت نیاز بررسی عمیق مهندسی می‌باشد).

قابل ذکر است که در آینده تزدیک برای مشترکین شبکه‌های محلی (RUS)^۳ اتصال تولیدات پراکنده به شبکه توزیع، نیازمند ارائه ضوابط و رویه‌هایی خواهد بود. تغییرات توان و احتمال ایجاد شرایط توان معکوس و ایجاد اشکال در عملکرد سیستم‌های حفاظتی همگی مصاديقی از مواردی هستند که با حضور منابع تولید پراکنده امکان وقوع آنها بیشتر می‌شود؛ لذا باید با دقت و مطالعه مهندسی با آنها برخورد نمود. برنامه‌ریز و طراح سیستم توزیع باید قابلیت مواجهه و برخورد با چنین مسائل و مشکلاتی را داشته باشد.

-
- 1-Distributed Control System
 - 2- Photovoltaic
 - 3- Rural Utilities Service

نظیر میان سوئیچ‌ها با یکدیگر و نیز با مدیر SCADA و از طریق سیستم DCS^۱(سیستمی با قابلیت کنترلی منحصر بفرد و برتر نسبت به اسکالا) در سیستم توزیع امکان پذیر می‌شود. این امکان در شبکه‌هایی که ساختار تغذیه فیدرها در آن حلقوی است با ایجاد هماهنگی و پیاده‌سازی مدیریت منطقی بر روی عملیات کلیدزنی روی فیدرها، امکان ایجاد مانورهای گوناگون روی تغذیه فیدرها در زمان‌های مختلف را جهت عملکرد بهینه سیستم فراهم می‌کند بگونه‌ای که قابلیت ایزووله‌سازی قسمتی که دچار خطا شده از بقیه شبکه از طریق سوئیچینگ مناسب و از طریق سیستمی خودکار فراهم می‌شود و بدین ترتیب باقی شبکه به عملکرد عادی خود ادامه خواهد داد.

توجه به این قضیه که در آرایش‌هایی که با اجرای مانورهای سوئیچینگ گوناگون در شبکه ایجاد می‌شود ولتاژ از نظر اندازه و کیفیت در سطح مناسبی قرار می‌گیرد امری حیاتی است که از طریق ثبت و کنترل مقادیر ولتاژ توسط حسگرهای میسر می‌شود؛ بنابراین قبل از قوع وضعیت عیوب واقعی در شبکه، کنترل و ارزیابی این مقادیر در یکی از حالت‌های ممکنی که بعد از عملیات سوئیچینگ در لحظه وقوع حادثه پیش می‌آید امکان‌پذیر باشد. از طرفی دیگر سطح امنیت کارگران روی خط، با آگاهی کامل آنها از عملیات مربوطه به اجرا و همچنین امکان‌پذیری سوئیچینگ مورد نظر قبل از انجام عملیات در زمان حضور آنان روی شبکه گرم، ارتقاء می‌یابد.

۱۰-۱- ایجاد مراکز تولید پراکنده (DG)

قابلیت همراه کردن DG با شبکه هوشمند و استفاده از آن در تغذیه فیدرها شبکه‌های توزیع، یکی از مشخصه‌های مهم در مورد شبکه‌های هوشمند محسوب می‌شود. بخارت تاکیدی که امروزه بر استفاده از منابع تجدیدپذیر است و توصیه استانداردها در راستای استفاده از DG بهمنظور کاهش پیچیدگی طراحی موقعیت و نیز ساختار حسگرهای بکار گمashته شده و در نتیجه سیستم‌های حفاظتی و اندازه‌گیری و بویژه کاهش آلاینده‌های زیست محیطی (با توجه به سبز بودن فناوری‌های تولید پراکنده) اغلب دیده می‌شود که این امر در قوانین و سیاست‌های کشوری در حیطه انرژی گنجانیده شده است. امروزه نیاز به اتصال و توزیع انرژی حاصل از تولیدات پراکنده به طور مستقیم به سیستم‌های توزیع روز به روز بیشتر احساس می‌شود. بعنوان نمونه‌هایی از این منابع می‌توان به سلول‌های فتوولتائیک^۲،

نوع خودرو وابستگی به بنزین و روغن را کاهش داده و به دنبال آن میزان تولید آلاینده‌های کربنی را کاهش می‌دهد و از دیدگاه تولید انرژی نیز بعنوان یک منبع تولید انرژی متحرک محسوب می‌شود.

نصب و استفاده از این خودروها باید از دو دیدگاه، مورد توجه برنامه‌ریز و طراح سیستم توزیع قرار گیرد:

- اتصال خودرو به شبکه جهت دریافت انرژی از شبکه (توسط خودرو)

- اتصال خودرو به شبکه جهت تزریق انرژی (از خودرو) به شبکه توزیع

در حالت اول(اتصال خودرو به شبکه جهت انتقال انرژی از شبکه به خودرو) طراح باید قادر به پیش‌بینی میزان انرژی موثری که می‌تواند بر عملکرد سیستم توزیع تأثیر بگذارد باشد. برای دریافت بالاترین سطح از مزیت و کاهش هرچه بیشتر اثرات منفی وسایل نقلیه الکتریکی بر عملکرد سیستم توزیع، باید از شارژ این خودروها تنها در ساعات خارج از پیک بار، اطمینان حاصل نمود. این کار به عنوان نمونه می‌تواند از طریق تعیین نرخ زمانی ساعتهای استفاده صورت گیرد. برای این کار باید از سوئیچ‌هایی استفاده شود که اجازه شارژ شدن خودرو در ساعات پیک را ندهد. متناسب با افزایش تأثیر و نفوذ خودروهای الکتریکی بر شبکه‌های توزیع(زمانی که مقدار انرژی تزریقی یا دریافتی در مقایسه با تولید شبکه، قابل ملاحظه باشد) رعایت ملاحظات مطرح شده ضرورت بیشتری می‌باشد و نیازمند بررسی جامعه‌تری می‌باشد. در چنین شرایطی، بارگذاری روی ترانس‌های پست، تحت تأثیر قرار خواهد گرفت. بعنوان نمونه این تغییر الگوی بار در ترانس که انتخاب آن بر اساس وضعیت و طرح قبلی سیستم بوده است ممکن است به کاهش طول عمر ترانس بیانجامد. هارمونیک‌های تولید شده از طریق اینورترهای شارژینگ(که کاربرد آنها جهت تبدیل $dc > ac$ انرژی ذخیره شده در خودرو و تزریق این انرژی به شبکه است) نیز ممکن است به ایجاد شرایط اضافه بار^۳ بر روی ترانس‌های توزیع منتهی شوند.

۱۱-۷-پیاده‌سازی سیستم اطلاعات جغرافیایی (GIS)

GIS یکی دیگر از فناوری‌های ارائه شده در شبکه‌های هوشمند است که باید توسط طراح سیستم توزیع جهت بهبود بازدهی و عملکرد سیستم لحاظ شود تا قابلیت ثبت و ضبط و انتقال اطلاعات از مشترکین و کلیه فیدرها در سرتاسر شبکه توزیع فراهم شود.

اگرچه GIS سطحی مستقل از شبکه هوشمند محسوب نمی‌شود لیکن اجتماع آن با سیستم‌های قابل برنامه‌ریزی (اتوماسیون) آن را در خانواده تکنولوژی‌های شبکه هوشمند قرار می‌دهد.

۱۲-۷-سیستم‌های مدیریت قطعی برق (OMS)

OMS یک تکنولوژی شبکه هوشمند است که می‌تواند همراه با نظارت بر سیستم‌های قدرت، بازدهی آن را به نحو محسوسی ارتقاء دهد و به ویژه رضایت هرچه بیشتر مشترکین را (با ارائه خدمات مطلوب به ایشان) به همراه داشته باشد.

OMS می‌تواند همراه با فناوری‌های اندازه‌گیری هوشمند و نیز حسگرها جهت کسب دانش و اطلاعات جامع از سیستم مربوطه، به منظور ابلاغ به اپراتورهای سیستم، کارگران روی خطوط، جهت پیش‌بینی و تشخیص زمان‌های قطعی و خطا و هدایت صحیح بریکرها و تجهیزات اعلام هشدار... در جهت رفع عیوب احتمالی و کنترل همه‌جانبه بر روی رفتار سیستم، بکار گرفته شود.

امکانات OMS علاوه بر ارائه عملکردی بهتر از مجموعه سیستم در زمان وقوع خطا، ثبت بسیار دقیق‌تری از قطعی‌ها را ارائه می‌دهد و در ادامه دلایل رخداد خطا با بررسی و ارزیابی اطلاعات ثبت شده از لحظه وقوع حادثه به سهولت، قابل استخراج است. بنابراین تصمیم‌گیری‌های پیرو آن در مواردی که مناطقی خاص از شبکه توزیع، نیازمند ترمیم و بازسازی (سیستم قدرت-حفاظت- اندازه‌گیری-کنترل...) و ارتقاء سطح کیفی و نیز اعمال تغییراتی جهت پیشگیری از وقوع خوادثی مشابه در آینده به سهولت امکان‌پذیر خواهد شد.

۱۳-۷-نصب و استفاده از خودروهای الکتریکی

اخیرا استفاده از وسایل نقلیه الکتریکی متصل به برق شهر(PHEV)^۱ با استقبال چشم‌گیری روبرو شده و در مبحث شبکه هوشمند نیز بطور گسترده وارد شده است. استفاده از این



۸- برنامه ریزی اجرایی جهت پیاده سازی شبکه هوشمند در شبکه های توزیع

در ادامه، چندین فن و روش برنامه ریزی پیشنهادی که در راستای پیاده سازی شبکه هوشمند عبارتند از:

- ۱) تهیه مدلی دقیق و مبتنی بر زمان واقعی (Real time) از وضعیت بار
- ۲) محاسبه و تعیین دقیق تلفات تحمیلی به شبکه از جانب فیدرها
- ۳) طراحی و تهیه سیستمی جهت پیگیری دلایل قطعی در سیستم توزیع
- ۴) تعیین موقعیت و فواصل مناسب پست ها
- ۵) احداث مراکز تولید پراکنده (DG)

حال به تفکیک به توضیح ضرورت بکارگیری موارد مطرح شده در برنامه ریزی اجرایی پیشنهادی می پردازیم:

۸-۱- تهیه مدلی دقیق و مبتنی بر سنجش زمان واقعی از وضعیت بار

تکنولوژی اندازه گیری هوشمند و حسگرهای قرار گرفته در موقعیت های مناسب قابلیت هایی را در بررسی وضعیت بار ارائه می دهد که می تواند به میزان قابل توجهی، دقت مدل مهندسی بدست آمده را بالا برد. بعلاوه با در دست داشتن اطلاعات الگوی زمان واقعی بار، گزینه های سوئیچینگ برای واکنش به قطعی های شبکه (بی برقی هایی که بواسطه خداد هرگونه خطابی در شبکه ممکن است به بی برقی جزئی تا قطعی های سراسری بیانجامد) در مقایسه با روش های امروزی که منطق آنها براساس پیک بار (و نه مقدار لحظه ای) است نتیجه و عملکرد به وضوح دقیق تر و کامل تری را ارائه خواهد داد. این شیوه مدل سازی (بر اساس زمان واقعی) با دقت بالایی قابلیت تشخیص سوئیچینگ های مناسب روی فیدرها را، جهت تأمین تغذیه مورد نیاز آن دسته از فیدر هایی که در معرض تأثیر خطاهای رخ داده در سیستم قرار دارند از طریق واحد های رزو و سایر پست های دیگر در اختیار می گذارد. این امر، مطالعه قابلیت

1-Field Area Network

2-Wide Area Network

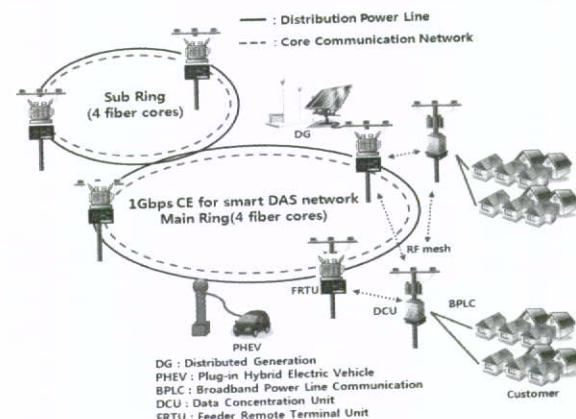
3-Neighborhood Area Network

4-Distribution Automation System

حال دوم (اتصال خودرو به شبکه جهت تزریق انرژی از خودرو به شبکه) عملکرد خودروهای الکتریکی از دیدگاه دیگر است که از نظر عملکردی مشابه DG می باشد و باید توسط برنامه ریزی سیستم توزیع بدقت مورد مطالعه قرار گیرد. برای پی بردن به میزان پیچیدگی این مسئله، کافی است جایگاه های متعدد، متعدد و غیر قابل پیش بینی منابع انرژی تزریقی توسط خودروها به شبکه و بعلاوه، متغیر بودن توان تزریقی هر یک از این جایگاه ها، بطور کامل در نظر گرفته شوند.

اگر ما بتوانیم این فرض را که تمام انرژی که توسط خودرو تزریق می شود در همان لحظه توسط بار قرار گرفته در آن موقعیت و توسط فاز مناسب (همان فازی که انرژی خودرو الکتریکی به آن تزریق شده است)، مصرف می شود، درنظر بگیریم پیچیدگی مسئله از میان خواهد رفت؛ ولی همان طور که می دانیم این فرض در همه جا قابل استفاده و اعمال نیست.

در شکل (۱۰) ساختاری از شبکه هوشمند که مجموعه مباحث مطرح شده در بالا به طور نسبی در آن گنجانیده شده است، نشان داده می شود. این شکل استفاده از شبکه مخابراتی FAN را به نمایش می گذارد. چنین شبکه های از نظر وسعت و سطح پیاده سازی، ساختاری مابین WAN و NAN دارد. ساختار FAN و طراحی ساختارهای مخابراتی برای عملکرد مناسب و ایجاد ارتباط مطلوب میان سیستم های اتوماسیون DAS و اندازه گیری AMI مناسب با نیازهای شبکه امروز از جمله مسائلی است که امروزه به طور گسترده در حیطه شبکه هوشمند مطرح است.



شکل (۱۰) : ساختار شبکه هوشمند به همراه زیر ساخت های معرفی شده در یک نگاه کلی

۴-۸- تعیین موقعیت و فوائل مناسب پستها

جابجایی مناسب پستها با انتخاب آرایشی که حداقل تلفات انرژی را به همراه داشته باشد و پروفیل ولتاژ و کیفیت آن در وضعیت مناسبی قرار داشته باشد و از طرف دیگر ملاحظات اقتصادی نیز در آن منظور شده باشد، یک مسأله مهم در طراحی سیستم‌های توزیع محسوب می‌شود. استفاده از GPS^۱ جهت بررسی موقعیت بارگذاری‌های فعلی و آینده شبکه که بصورت پیوسته توسط برنامه‌ریزان و طراحان سیستم‌های توزیع صورت می‌گیرد، مقبولیت فرازینده‌ای پیدا کرده است. کاربرد GPS جهت تعیین موقعیت جغرافیایی دقیق قرار گرفتن بارها و نیز موقعیت پستها و خطوط انتقال، زمانی نتیجه مؤثرتری به همراه خواهد داشت که موافقت مسئولین و ساکنین منطقه جهت نصب خطوط و مراکز پست در منطقه مورد نظر در اولویت قرار گیرد.

۵-۸- احداث مراکز تولید پراکنده(DG)

تولید پراکنده(DG) از دیدگاه طراحان سیستم‌های توزیع محلی یک ضرورت تأمین با زیان‌های جانبی^۲ است. که تنها موجب بروز مشکلاتی در شبکه‌های توزیع این مناطق می‌شود. با این وجود منابع تولیدات پراکنده که با محاسبات و ملاحظات دقیق و نیز با رعایت دقیق مسائل حفاظتی در جایگاه‌های مناسب و همراه با درنظر گرفتن مسائل قابلیت اطمینان بر روی خطوط توزیع محلی قرار گرفته‌اند می‌توانند به کاهش تلفات و کاهش تأخیرات (ناشی از خطوط انتقال بلند) و کمک نماید به سنکرونیزم^۳ (همزمانی ماشین‌های الکتریکی) و بویژه از میان بردن نیازهای ارتقاء سیستم (سیستم‌های انتقال قبلی، سیستم‌های حفاظتی و ...) با توجه به امکان تولید و خودبازیابی محلی کمک کند. برخی سیستم‌های توزیع محلی، ژنراتورهای آماده‌باشی را در ساختار خود دارند که به یکدیگر از طریق سیستم توزیع متصل شده‌اند و عملکرد سیستم را از طریق کاهش پیک و نیز کاهش تلفات، ارتقاء داده‌اند. (در لحظات پیک بار وارد شبکه شده و نیاز شبکه را

اجرا یا تخمن وضعيت سیستم نامیده می‌شود که بکارگیری آن در سیستم‌های توزیع امروزی، امری متدال است و اولین گام اجرایی جهت دستیابی و پیاده‌سازی شبکه هوشمند سازمان یافته محسوب می‌شود. هر چه این گام کامل‌تر باشد قابلیت‌های شبکه هوشمند نیز افزایش می‌یابدو به‌دلیل آن دقت عملکردی سیستم ارتقاء خواهد یافت.

۲-۸- تعیین و محاسبه دقیق تلفات تحمیلی به شبکه از جانب فیدرها

تعیین و محاسبه تلفات و تشخیص تعادل یا عدم تعادل بار با استفاده از اطلاعات دریافتی از تجهیزات اندازه‌گیری پست‌ها، تجهیزات اندازه‌گیری بازده و دیگر اطلاعات حاصله از حسگرهای تعییه شده، نتایج دقیق‌تر و مؤثرتری را برای تصمیم‌گیری در مورد شبکه در اختیارمان می‌گذارد. برای مثال این امر می‌تواند تغییراتی درموقعیت بارها و دیگر اجزای شبکه و حتی تغییراتی جزئی در ساختار شبکه به ایجاد تعادل در بار و کاهش هرچه بیشتر تلفات شبکه منتهی شود را تعیین کند. نتیجه این امر دستیابی به نتایجی بهینه و اقتصادی در عملکرد سیستم توزیع است.

۳-۸- طراحی و تهیه سیستمی جهت پیگیری دلایل قطعی

در سیستم توزیع

بهره گیری از یک سیستم OMS که به نحو دقیقی دلایل بروز قطعی را دنبال می‌کند و تعیین جایگاه‌های مناسب برای بهره‌گیری از این فناوری به منظور ساده‌سازی مسأله تعمیر و نگهداری، کنترل و بهبود وضعیت عملکردی شبکه عاملی کلیدی محسوب می‌شود که بیشترین تأثیر را در ارتقاء شاخص قابلیت اطمینان دارد. در بسیاری از سیستم‌های توزیع محلی بر اساس قوانین مصوب کشوری و منطقه‌ای، فیدرهایی را که شرایط نامناسبی از لحاظ عملکرد دارند (از لحاظ سطح ولتاژ، میزان تلفات و ...) تعیین نموده و مرکزیت توجهات و اولویت امر بر اصلاح این قسمت‌ها بوده و تخصیص اعتبار و سرمایه مورد نیاز جهت بهبود قابلیت اطمینان صورت گرفته است.

- 1- Global Positioning System
- 2- Necessary Evil
- 3- Synchronism





زمان ارائه می‌دهد همگی، نمونه‌های مزایایی هستند که دولت‌ها، سرمایه‌گذاران بازار برق و مشترکین این بازار را به پیاده سازی شبکه هوشمندر شبکه‌های توزیع ترغیب می‌کند. شایان ذکر است که کشوری نظری مالت که چندان پیشرفت‌نمی‌باشد و قابلیت‌ها و امکانات و منابع محدودی دارد از طرف IBM بعنوان رتبه اول در پیاده سازی شبکه هوشمند نام گرفته است. توجه به این مطلب نیاز به قابلیت‌های گسترده در بخش مهندسی سیستم‌های قدرت و زیر ساخت‌های مورد نیاز آن و امکانات مالی نسبتاً مناسب و منابع خدادادی عظیمی که در اختیار ماست، انگیزه و اعتماد به نفس ما را در جهت پیاده سازی شبکه هوشمند تقویت خواهد کرد. ساختارهای شبکه قدرت ما، نیاز به این فناوری دارند؛ زیرا که صنایع ما نیازمند انرژی در دسترس و با قابلیت اطمینان مناسب هستند. سایر مشترکین شبکه قدرت و مصرف‌کنندگان خانگی نیز نیاز به برق مطمئن دارند قطعی‌ها و زمان‌هایی طولانی که جهت احیای آن صرف می‌شود صنایع ما را با بحران مواجه می‌سازد. برای توسعه صنعتی یک کشور، نیاز به رشد ساختارهای قدرت در اولویت‌امر قرار دارد. از طرفی پیاده‌سازی شبکه هوشمند در شبکه‌های توزیع به میزان قابل توجهی به کاهش برق مصرفی مشترکین و امکان تزریق این انرژی، جهت بهره‌گیری از آن در گسترش صنعت کشور کم خواهد نمود؛ بنابراین کاهش مصرف برق و بکارگیری این انرژی مازاد در صنایع، کاهش مصرف منابع انرژی تجدید ناپذیر (سوخت‌های فسیلی و گاز...)، کاهش آلودگی، افزایش قابلیت اطمینان و رضایت مشترکین، افزایش بهره‌ri اقتصادی به واسطه هدفمند کردن چرخه تولید و مصرف در کنار سایر مواردی که ذکر گردید همگی منافع و مزایای استفاده از شبکه هوشمند هستند که در شبکه برق ایران با توجه به موقعیت استراتژیک مطلوبی که کشورمان دارد، جهت پیاده سازی شبکه هوشمند در سرتاسر شبکه برق‌رسانی کشور پیشنهاد می‌شود.

لذا می‌بایستی با اصلاح پایه‌ای ساختارهای فرسوده امروزی از نیاز به اصلاح مجدد این ساختارها در آینده‌ای نزدیک جلوگیری کنیم. چنین امری تنها با بهره‌گیری از سطح‌های

تامین می‌کند، از طرفی جایگاه آن، طوری انتخاب می‌شود که مقدار تابع هدف که تلفات سیستم است، حداقل شود. در شرایط قطعی، این ژنراتورها در حکم یک منبع DG، سیستم توزیع ناحیه مربوط به خود را مشابه یک حالت عملکردی جزیره‌ای^۱ تغذیه می‌کند (در اصطلاح سیستم توزیع، منظور سیستم توزیعی است که منبع تغذیه مورد نیاز خود را از طریق منبعی که در خود آن سیستم توزیع قرار گرفته و یا اینکه در جایی دیگر است ولی منحصراً برای آن سیستم تعریف شده است).

۹-نتیجه‌گیری

شبکه هوشمند و مزایایی که اعمال آن بر شبکه‌های توزیع محلی بدنیال خواهد داشت تنها محدود به شهرهای پرجمعیت نیست. این خصوصیات، ما را علاقمند به بهره‌گیری از این فناوری پیاده سازی آن در ساختار فعلی سیستم توزیع کلیه مناطق از جمله شهرهای کم جمعیت و مناطق حومه شهرهای بزرگ می‌کند و تفاوت‌ها تنها در سطوح پیاده سازی استفاده در مناطق مختلف و میزان بهره‌گیری از شبکه هوشمند است. این امر وابسته به حساسیت و اهمیت استراتژیک شبکه مورد نظر است و مناسب با آن، لایه‌های متنوع و مناسی از شبکه هوشمند جهت پیاده‌سازی انتخاب می‌شود. برنامه‌ریزی و طراحی سیستم‌های توزیع مناطق غیرشهری در سال‌های اخیر تغییرات عمده‌ای داشته‌اند. ارتقاء سطح کیفی عملکرد سیستم‌های توزیع مناطق غیرشهری با بهره‌گیری از آنالیز مهندسی و مناسب، اقدامی است که علاوه بر جلب رضایت مشترکین در دراز مدت بهرو وری اقتصادی بالایی را به همراه خواهد داشت. دستیابی به این امر نیازمند اعمال اصلاحاتی در سیستم‌های توزیع طراحی شده و بازنگری در طراحی سیستم‌های توزیع پیش‌رو است. رویه مناسب جهت تحقق این امر تفکر عمیق پیرامون استفاده از سطوح متنوع فناوری شبکه هوشمند است. از جمله اهداف پیش روی در پیاده‌سازی شبکه هوشمند، بهبود عملکرد کیفی شبکه و قابلیت اطمینان مناسب در امر برق‌رسانی به شبکه‌های توزیع محلی است. بهبود قابلیت اطمینان در شبکه، ارائه خدمات مطلوب به مشترکین و صرفه اقتصادی که شبکه هوشمند برای دولتها و مصرف‌کنندگان صرف‌جو درگز

7. "The Design of Communication Infrastructures for Smart DAS and AMI"; Nogil Myoung, Younghyun Kim, Sangyeom Lee; ©2010 IEEE.
8. "Smart Grid Standards Assessment and Recommendations for Adoption and Development Prepared for the California Energy Commission"; Erich W. Gunther, Aaron Snyder, Grant Gilchrist, Darren Reece Highfill, EnerNex Corporation; February 2009.
9. "Smart Transmission Grid: Vision and Framework" . F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu, and P. Zhang ; *IEEE Transactions on Smart Grid* ; Page(s): 168 – 177; 2010.
10. "Next-Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center "; P. Zhang, F. Li, and N. Bhatt ; *IEEE Transactions on Smart Grid* ; Page(s): 186 – 192; 2010.
11. "Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments" ; A.-H. Mohsenian-Rad and A. Leon-Garcia ; *IEEE Transactions on Smart Grid* ; Page(s): 120 – 133; 2010.
12. "Cost-Benefit Analysis of Smart Grid Technology Through System Simulation"; Nokhum Markushevich, Edward Chan, and Alex Berman; Utility Consulting International, USA.
13. "Smart Grid Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions"; Author: Wes Frye, Director: Sustainable Energy Cisco Internet Business Solutions Group; November 2008.
14. "NETL Modern Grid Strategy Powering our 21st-Century Economy"; A COMPENDIUM OF SMART GRID

معرفی شده شبکه هوشمند حاصل می‌شود. در صورتی که ما هزینه‌های بازسازی های پی در پی را درنظر بگیریم و به مزایایی که شبکه هوشمند در بهبود قابلیت اطمینان و کاهش هزینه‌های نگهداری شبکه برایمان به همراه دارد توجه کنیم این مطلب که استفاده از فناوری شبکه هوشمند در شبکه‌های توزیع چه منافع اقتصادی چشمگیری را در بلندمدت به همراه دارد، برایمان آشکار خواهد گشت.

مراجع

1. "Rural Distribution System Planning using Smart Grid Technologies"; Bob Saint, National Rural Electric Cooperative Association; ©2009 IEEE.
2. "Next-Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center"; Pei Zhang, Fangxing Li, and Navin Bhatt; *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 1, NO. 2, SEPTEMBER 2010.
3. "Management and Control of Domestic Smart Grid Technology" ; Albert Molderink, Vincent Bakker , Maurice G. C. Bosman, Johann L. Hurink, and Gerard J. M. Smit; *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, VOL. 1, NO. 2, SEPTEMBER 2010.
4. "Two-Layer Security Scheme for AMI System in Taiwan"; Ping-Hai Hsu, Wenshiang Tang, and Chiakai Tsai, Bo-Chao Cheng; © 2011 IEEE.
5. "Key Technology Research of CHINA Advanced Metering Infrastructure"; TIAN Shiming, Xu Ren Wu, China Electric Power Research Institute, China; ©2010 IEEE.
6. "The design of outage management system utilizing meter information based on AMI(Advanced metering infrastructure) system"; seoung-Hwan Choi, Shin-Jae Kang, Nam-joon Jung, Il-Kwon Yang; KEPCO Research Institute; ©2011 IEEE.



TECHNOLOGIES, Conducted by the National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability; July 2009.

15. "Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services"; M. A. A. Pedrasa, T. D. Spooner, and I. F. MacGill ; *IEEE Transactions on Smart Grid*; Page(s): 134 – 143; 2010.

بیوگرافی

آقای فرید خزائلی مقدم فارغ التحصیل رشته کارشناسی برق با گرایش قدرت از دانشگاه صنعتی امیرکبیر و دانشجوی مقطع کارشناسی ارشد گرایش الکترونیک قدرت و ماشین‌های الکتریکی در دانشگاه صنعتی شریف هستند. ایشان دارای ۲ سال سابقه کار در زمینه تابلو و تاسیسات برقی و طراحی سیستم‌های حفاظتی هستند.

Email:

fkhazaeli@ghods-niroo.com

farid_khazaeli@yahoo.com

خانم طاهره عبدالرازق زاده فارغ التحصیل رشته کارشناسی برق با گرایش قدرت از دانشگاه تربیت معلم آذربایجان (تبریز) هستند. دارای ۷ سال سابقه کار در زمینه شبکه‌های توزیع نیروی برق و طراحی سیستم‌های روشنایی می‌باشند.

Email:

tabdolrazagh@ghods-niroo.com

t.abdorrazagh@gmail.com





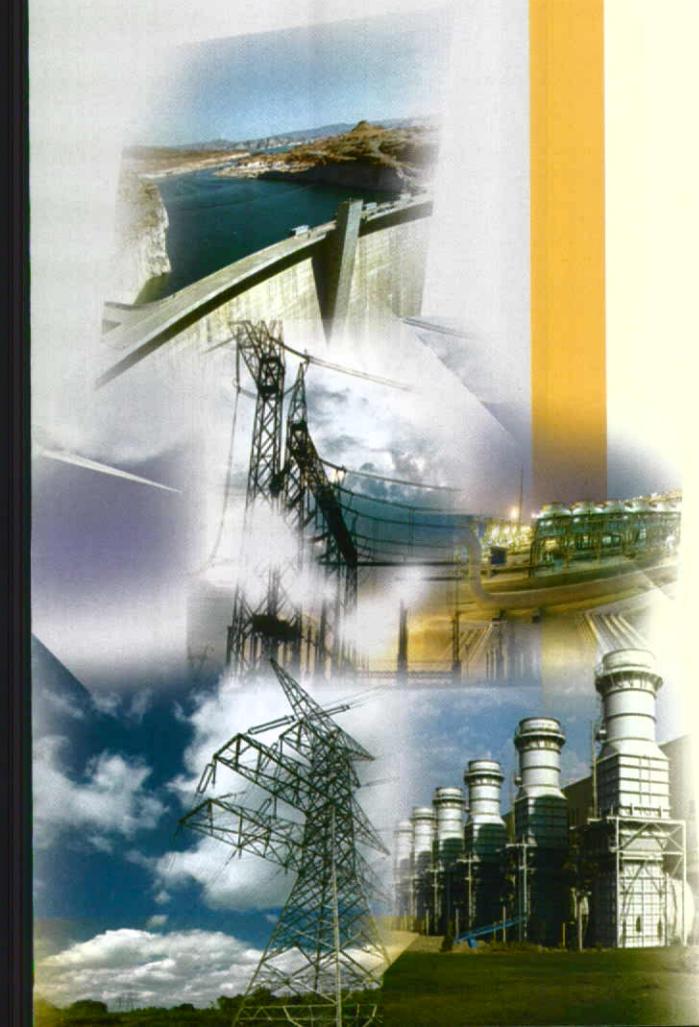
شرکت مهندسی قدس نیرو

GHODS NIROO ENGINEERING COMPANY

قدس نیرو

آدرس: تهران . خیابان استاد مطهری.
بعد از چهارراه شهروردی، شماره ۸۲
کد پستی: ۱۵۶۶۷۷۵۳۵۳
تلفن: ۰۲۴۰۴۰۰۰-۰۸۸۴۰۳۶۱۳
فاکس: ۰۸۸۴۱۱۷۰۴

No, 82 Ostad Motahari Ave
Tehran 1566775353/IRAN
Tel: (+9821) 88403613-82404000
Fax: (+9821) 88411704
www.ghods-niroo.com



شرکت مهندسی قدس نیرو با پیش از ۳۵ سال سابقه درخششان

خدمات مشاوره، مهندسی و طراحی جزئیات، تهیه مشخصات فنی ، نظارت عالی، نظارت بر اجرا و راه اندازی پروژه ها و مدیریت اجرایی را در زمینه های زیر ارائه می نماید :

■ نیروگاههای حرارتی (بخاری، گازی و سیکل ترکیبی)

■ انرژی های تجدیدپذیر (بادی، خورشیدی.....) و بهینه سازی انرژی

■ پست های فشار قوی

■ خطوط انتقال نیرو، شبکه های توزیع نیروی برق و مطالعات سیستم

■ سدها و نیروگاههای برق آبی، شبکه های آبیاری و زهکشی

■ مطالعات زیست محیطی

■ خطوط انتقال نفت و گاز

■ همکاری با کارفرمایان به صورت مدیریت پیمان "MC"

■ اجرا و یا همکاری در پروژه های بزرگ به صورت "EPC"

GHODS NIROO ENGINEERING COMPANY(GNEC)

GNEC provides engineering & consultancy services, detail design, rendering technical specifications, project management and site & technical supervisory services in the following fields:

■ Power plants (Steam, Gas Turbine & Combined Cycle)

■ Renewable Energies(Wind, Solar,.....) Energy Reclamation

■ Substations & SwitchYards

■ Transmission Lines, Distribution Networks & System Studies

■ Dams & Hydropower Plants, Water Transmission Lines, Irrigation & Drainage Networks.

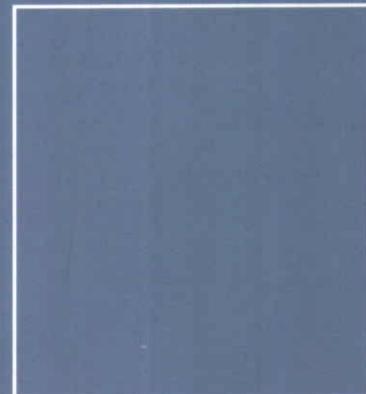
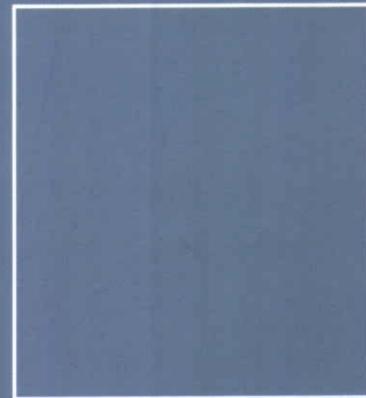
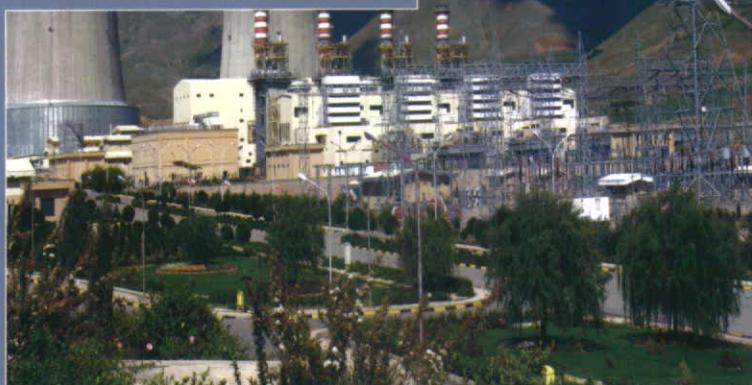
■ Environmental Studies

■ Oil & Gas Transmission Lines

■ Cooperation with Clients in Management of Contract "MC"

■ Execution or Participation in major "EPC" Contracts





تهران ، خیابان استاد مطهری ، چهارراه شهروردی ، شماره ۸۲
کدپستی : ۱۵۶۶۷۷۵۳۵۳
تلفن : ۸۸۴۳-۰۴۵۴ - ۸۸۴۰-۳۶۱۳
فکس : ۸۸۴۱۱۷۰۴

No.82 , Ostad Motahari Ave.
Tehran 156677533 - IRAN
Tel: 88403613 - 88430454
Fax: 88411704
info@ghods-niroo.com
www.ghods-niroo.com

