- مطالب با فونت فارسی۲۰ B Nazanin و فونت انگلیسی۱۸ Times New Roman نوشته شود. حتماً باید فونت انگلیسی دو شماره کوچکتر از فارسی باشد و در تمام اسلایدها رعایت شوند.
- هر کدام از پاراگرافها باید در داخل textbox های جدید و بدون outline نوشته شوند.
- برای هر المان نیروگاهی حداقل دو تصویر با کیفیت انتخاب شود و در کنار توضیحات مربوط به عملکرد و ویژگیهای آن قرار داده شود.
- حجم مطالب ارائه شده در هر اسلاید نه کم و نه خیلی زیاد و شلوغ باشد.
- مطالب با حداکثر دو رنگ مشکی و قرمز مشابه مطالب این اسلاید نوشته شوند.
- برای هر المان نیروگاهی حداقل دو تصویر با کیفیت انتخاب شود و در کنار توضیحات مربوط به عملکرد و ویژگیهای آن قرار داده شود.
- صفحه گذاری برای هر اسلاید رعایت شود. مشابه اسلایدهای نمونه
- مطالب در فرمت مفروض تا انتها یکدست نگارش شوند.
- عنوان اختصاری هر فصل در قسمت مشخص شده نوشته شود.

مصرف داخلی نیروگاه های تولید برق:

عموما برای تولید انرژی در نیروگاه های تولید برق تیاز به تجهیزات کمکی می باشد. طراحی مناسب این تجهیزات نه تنها راه اندازی قسمت های اصلی نیروگاه مهیا می شود، بلکه موجبات مکانیزه شدن سیکل نیروگاه هم فراهم می شود.

- این تجهیزات بسته به نوع نیروگاه متنوع است. البته بیشترین تجهیزات کمکی در نیروگاه کمکی در نیروگاه ها مربوط به نیروگاه های بخاری است.

- به طور خلاصه می توان به موارد اصلی زیر اشاره کرد.

1. سیستم تخلیه و انتقال سوخت، پمپ های تزریق سوخت، مشعل های دیگ بخار، فن های تأمین کننده هوای مشعل های دیگ بخار، فن های مکش گاز های کوره فن های گردش گاز کوره، گرمکن های هوای کوره، پمپ های تغذیه آب بخار.

فن های تأمین کننده هوای مشعل ها: وظیفه این تنها تأمین هوای مورد نیاز احتراق است. این فن ها تنها هوای محیط را مکش نموده ودر کانال هایی که تهایتا به لحظه احتراق ختم می شود.

فن های مکش گاز: وظیفه این فن ها مکش دود از دیگ بخار و هدایت آن به سمت دودکش است.

فن های گردش گاز کوره: این فن ها مقداری از گازهای خروجی از دیگ بخار را (پس از اکونومایزر) گرفته و مجددا در قسمت مشعل های کوره به جریان می اندازد. این کار به کنترل درجه حرارت ری هیتر هم کمک می کند.

۲. تجهیزات کمکی مورد نیاز توربوژنراتور (شامل پمپ آب مقطر کندانسور، پمپ ایجاد خلأ کندانسور و پمپ های آب خنک کن کندانسور. سیستم تحریک ژنراتور، برج های خنک کننده، ترانس های تغذیه داخلی، تابلو های تقسیم برق، باطری های روشنایی و...)

۳. تصفیه خانه آب، آتش نشانی، سیستم تهیه گاز هیدزوژن.

۴.آزمایشگاه های مختلف، جرثقی ها، پمپ های تخلیه، کمپرسورهای هوا، سیستم روغن و سیستم تصفیه روغن.

نکته: تجهیزات کمکی در نیروگاه های بخاری با نیروگاه های گازی و آبی متفاوت است. البته بعضی از تجهیزات فوق در تمامی نیروگاه ها مشترک است.

این دستگاه های کمکی که تعداد /ان ها در نیروگاه ها قابل توجه است، خود احتیاج به انرژی الکتریکی یا حرارتی دارند. اصولا مصرف بخشی از انرژی تولیدی نیروگاه های برق در مدار ماندن و ادامه ی کار واحدها لازم وضروری است. از این جهت نیروگاه های برق با یک سری مصارف به نام **مصارف داخلی** روبه رو هستند. این مصارف داخلی درصدی از انرژی تولیدی نیروگاه ها را به خود اختصاص می دهند.

این مصارف را می توان به صورت تقریبی زیر بیان نمود:

1. مصرف داخلی نیروگاه های آبی: ۰.۴ – ۰.۲ ٪
2. مصرف داخلی نیروگاه های گازی: ۰.۷ – ۰.۵ ٪
3. مصرف داخلی نیروگاه های دیزلی: ۵ – ۲ ٪
4. مصرف داخلی نیروگاه های بخاری: ۶.۵ – ۴.۵ ٪ (با توجه به نوع سیستم خنک کنندگی)
5. مصرف داخلی نیروگاه های سیکل ترکیبی: ۳ – ۲.۴ ٪ با سیستم خنک کنندگی خشک)

نکته: در نیروگاه های بخاری برای حفظ و نگهداری واحد در حال کار، مصرف مقداری از انرژی الکتریکی تولید و حرارتی برای دستگاه های کمکی اجتناب ناپذیر است.زیرا که با راه اندازی تجهیزات کمکی امکان در مدار نگه داشتن دستگاه های اصلی و بهره برداری از آن ها فراهم می شود.

با توجه به اینکه عدم تأمین انرژی موردنیاز یکی از روتور ها یا پمپ های اصلی نیروگاه، باعث از کار افتادن کل نیروگاه یا قسمتی از آن می شود، باید تأسیسات مصرف داخلی از یک ضریب اطمینان بسیار خوبی برخوردار باشد.

همچنین در صورتیکه به دلایلی، سیکل قدرت از کار بیفتد و تولید انرژی الکتریکی نیروگاه متوقف شود، برای جلوگیری از صدمه خوردن تجهیزات نیروگاه، باید وسایل و تجهیزاتی از قبیل پمپ روغن توربین، سیستم روشنایی اضطراری، مذکز کامپیوتر تنیروگاه و... در مدار بمانند تا زمینه جلوگیری از صدمات احتمالی به تجهیزات وهمچنین راه اندازی نیروگاه پس از رفع عیب وجود داشته باشد.

این نکته **حساسیت مصرف داخلی نیروگاه** واینکه تا چه حد این سیستم باید از **ضریب اطمینان بالایی برخوردار باشد**را مشخص می سازد.

:انتخاب ولتاژ مصرفی داخلی

با توجه به قدرت تولیدی نیروگاه و نوع وظیفه تجهیزات کمکی، آن ها دارای قدرت های الکتریکی مختلفی از 10KW تا 100MW هستند. که این تجهیزات به دو دسته تجهیزات با قدزت زیاد و تجهیزات با قدرت کم تقسیم می شوند.در نتیجه باید از ذو سطح ولتاژ فشارقوی و فشار ضعیف (برای مصرف داخلی نیروگاه ها) استفاده نمود.

با توجه به اینکه شدت جریان و مقدار ولتاژ یک وسیله (با یک قدرت مشخص) با یکدیگر نسبت عکس دارند، در تنیجه باید در انتخاب سطح ولتاژ دقت زیادی به عمل آورد. به عنوان مثال اگر تجهیزات با قدرت بالا (مثل فن ها و پمپ ها) با ولتاژ های فشار ضعیف تغذیه شوند، جریان اینت وسایل بسیار زیاد است که باعث افزایش قطر کابل ها و بالا رفتن هزینه های کابل کشی و افزایش جریان ثانویه و قدرت اتصال کوتاه ترانس ها می شود.

از طرف دیگر، ساخت موتورهای با قدرت زیاد در سطح ولتاژ های کم، افزایش بسیار زیاد هزینه ساخت موتورها را به همراه خواهد داشت.

براساس استاندارد بین المللی IEC - 60038 ولتاژ های استاندارد برای تغذیه مصرف داخلی نیروگاه ها ارائه شده است:

125/220 , 220/380 , 220/380/500 , 3000(3300) , 6000(6600) , 10000(11000) , 15000 V

- عمدتا ولتاژ های بین ۳۸۰ – ۵۰۰ (به عنوان ولتاژ فشار ضعیف)
- ولتاژهای بین ۳۰۰۰ – ۷۲۰۰ (در بعضی مواقع ۱۰۰۰) به عنوان ولتاژ فشار قوی تأسیسات مصرف داخلی نیروگاه لحاظ می شوند.
- ولتاژهای تا ۲۲۰ برای راه اندازی مدارهای فرمان و تأسیسات روشنایی مطرح می شوند.

بنابراین، برای انتخاب ولتاژ موتورهای الکتریکی محدودیت هایی وجود دارد:

- برای موتورهای با قدرت حداکثر 50KW تا 80KW ← 500-380 (سطح فشار ضعیف)
- برای موتورهای با قدرت بیش از 100KW ← 7200 – 3000 (سطح ولتاژ فشار قوی)

در ایران، سطح ولتاژ فشار ضعیف 380 سه فاز و سطح ولتاژ فشار قوی عموما یکی از مقادیر 6KV و 6.3KV و 6.6KV می باشد.

نکته: تفاوت در سطح ولتاژ فشار قوی ناشی از تفاوت کشورهای سازنده و استانداردهای آنان می باشد.

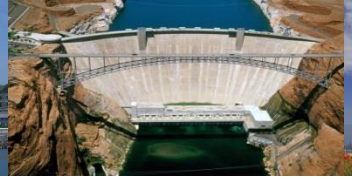
تغذیه برق اضطراری:

در ها نیروگاهبی مصرف کننده هایی وجود دارند که تحت هیچ شرایطی (حتی قطع مصرف داخلی) نباید بی برق شوند، زیرا در غیر این صورت خطرات جبران ناپذیری را برای نیروگاه به همراه خواهد داشت.

از جمله این مصرف کننده ها می توان به چند مورد زیر اشاره کرد:

1. عموما در نیروگاه های بزرگ، سیم بندی روتور و استاتور ژنراتور توسط هیدروژن خنک می شوند. (یا سیالی خنک کننده از جنس آب یا هوا) چون هیدروژن گازی قابل اشتعال است پس هیچگاه نباید به محیط بیرون راه یابد و در فضا پراکنده شود؛ زیرا منجر به آتش سوزی می شود.

نکته: برای اینکه هیدروژن به محیط بیرون نشت نکند، پمپ ی وجود دارد که که روغن که فشار آن باید از فشاز گاز هیدروژن بیشتر باشد تا روغن بتواند کلیه ی منفذ ها را مسدود کند. پس این پمپ باید همواره در حال چرخش باشد و موتوری که این پمپ را به چرخش درمی آورد نباید بی برق شود.



2. محور ژنراتور و توربین به علت سنگینی بسیار زیادی که دارند بر روی وسیله ای به نام جکینگ قرار دارند تا فشار زیادی به یاتاقان ها و بدنه داخلی یاتاقان ها وارد نشود و ساییده نگردند.موتوری که پمپی را می گرداند تا فشار روغن را برای استفاده در جکینگ ها ایجاد کند، باید همواره برق دار باشد تا محور توربین و ژنراتور همواره بر روی جکینک ها قرار داشته باشند.

3. به منظور کاهش اصکاک در یاتاقان ها تا زمانی که محور توربوژنراتور می چرخد باید لایه ی نازکی از روغن توسط پمپی به درون یاتاقان ها تزریق شود. پس این پمپ ها جزء پمپ های اضطراری می باشند. و در هر صورت پمپ های مذکور باید همیشه برق دار باشند.

4. درنیروگاه ها یک سری والو های فشار قوی وجود دارد که توسط موتورهایی به چرخش در می آیند. از این نوع والوها می توان به والوهای راه اندازی، والوهای دریچه بخار سوپر هیتر، والوهای دریچه در قبل و بعد از ری هیترها اشاره نمود. این والوها را می توان به عنوان والوهای اصطراری نیر.گاه نام برد که تحت هر شرلیطی باید بتوان موتور آن ها را برقدار نمود.

۵. روشنایی اضطراری نیروگاه، سیستم های خبری و حفاظتی، دریچه های والو مربوط به سوپر هیترها و ری هیترها و وتجهیزاتی که در قسمت های با درجه حرارت بالا کار می کنند، جزء وسایلی هستند که با برق متناب (موتور های القایی با روتور قفسه ای) کار می کنند و لازم است از یمک شین اضطراری تغذیه شوند.

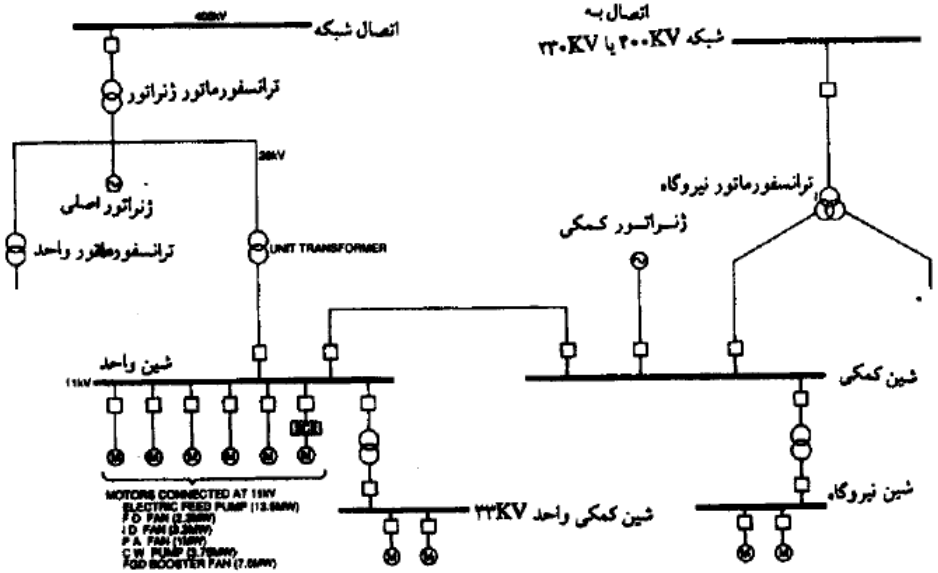
6. یک شین اضطراری dc هم وجود دارد که بدای تغذیه تجهیزاتی که فقط با ولتاژ dc کار می کنند مانند رله های سیستم های حفاظتی ژنراتور و توربین سیستم های فرمان و ...استفاده می شود.

نکته:لازم است با توجه به آنکه با بروز اشکال در مصرف داخلی یا ذز شبکه، احتمال به صفر رسیدن ولتاژ در تأسیسات مصرف داخلی وجود دارد، لذا باید شین اضطراری و شین dc از منبع مطمئنی که تابع شبکه نباشد، تغذیه گردند. بدین منظور از **باتری خانه** استفاده می شود.

معمولا برای شارژ باتری ها، شین dc علاوه بر تغذیه از باتری خانه، باید از طریق ترانسفورماتور تبدیل و سیستم یکسو ساز هم تغذیع شود.(یا برای لطمینان بیشتر از دو سری باتر خانه استفاده می شود).تا سطح ولتاژ dc 220v، یا کمتر ایجاد شود.

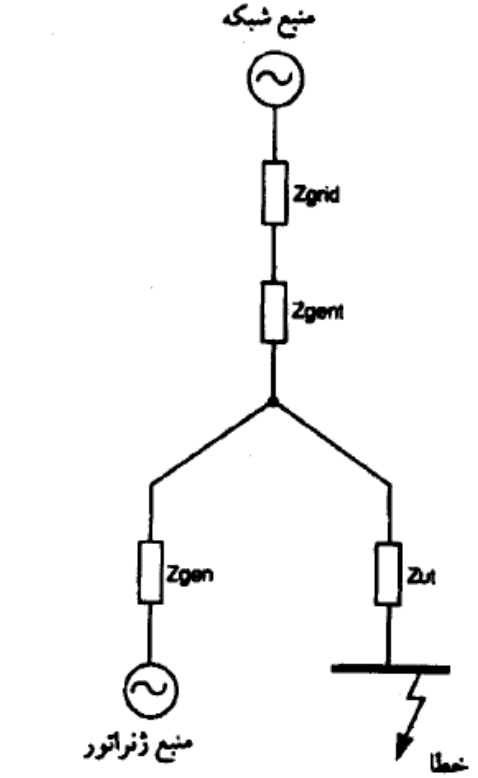
محاسبات دستس سیستم مصرف داخلی:

سیستم شکل زیر را در نظر بگیرید:

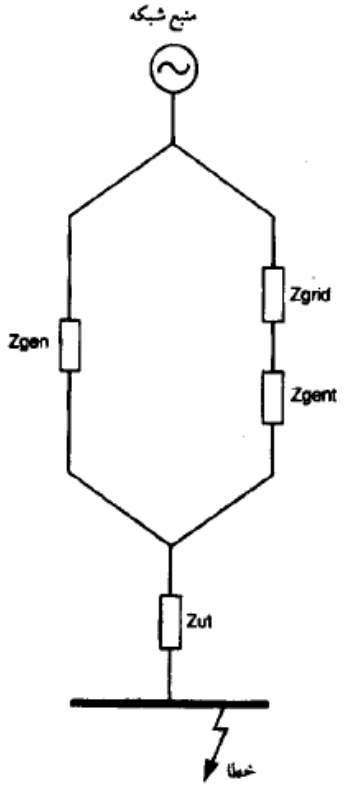


قدرت اتصال کوتاه در کلید ۴۰۰kV = ۳۵۰۰۰MVA
راکتانس گذرای ژنراتور = ۰/۳۳p.u. در توان نامی ۹۲۴MW و ضریب قدرت ۰/۸۵
امپدانس ترانسفورماتور ژنراتور = ۱۶٪ در توان نامی ۱۱۴۵MVA
امپدانس ترانسفورماتور واحد = ۱۷/۵٪ در توان نامی ۶۰MVA
امپدانس ترانسفورماتور نیروگاه = ۱۸٪ در توان نامی ۶۰MVA
امپدانس ترانسفورماتور کمکی واحد = ۱۲٪ در توان نامی ۱۲/۵MVA

ابتدا فرض می کنیم که در شین اصلی مصرف داخلی، اتصال کوتاه سه فاز متقارن صورت می گیرد.



شکل (۸-۹): نمودار ساده‌ی امپدانسی در حالت اتصال کوتاه در شین اصلی مصرف داخلی



شکل (۸-۱۰): نمودار ساده شده‌ی امپدانسی برای شکل (۸-۹)

برای انجام محاسبات، ابتدا باید مقادیر پریونیت امپدانس تجهیزات را به یک مبنای جدید 100MVA منتقل نمود.

Z_{grid} (امپدانس شبکه): امپدانس شبکه بر مبنای 100MVA برابر است با:

اگر حد اکثر قدرت اتصال کوتاه تزریقی به شین 400KV برابر با 35000MVA باشد:

$$Z_{grid} = \frac{v^2}{s_{sc}} = \frac{100}{35000} = 0.0029 \text{ pu}$$

Z_{gen} (امپدانس ژنراتور): با فرض اینکه راکتانس فوق گذرای ژنراتور برابر 0.2pu در مبنای 660MW باشد. آنگاه قدرت ژنراتور در $\cos\varphi=0.85$ بابر است با :

$$S_G = \frac{660}{0.85} = 776 \text{ MVA}$$

$$z_{gen} = 0.2 \times \frac{100}{776} \times 0.95 = 0.024\ pu$$

۹۵. به خاطر ۵٪ تلرانس منفی برای مقدار امپدانس ژنراتور می باشد.ضریب ۰

اگر امپدانس ترانس ژنراتور برابر ۱۶٪ در مبنای 800MVA باشد، در نتیجه : (امپدانس ترانس ژنراتور)

z_{gent}

$$z_{gent} = 0.16 \times \frac{100}{800} \times 0.9 = 0.018\ pu$$

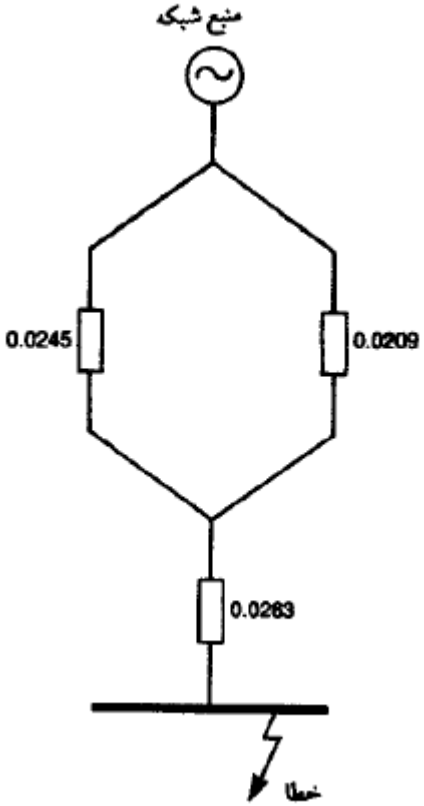
۹. به خاطر تلرانس منفی امپدانس مذکور است.ضریب ۰

.در مبنای 60MVA باشد.در صورتی که امپدانس این ترانس برابر با ۱۷٪(امپدانس ترانس واحد)

z_{ut}

$$z_{ut} = 0.175 \times \frac{100}{60} \times 0.9 = 0.263\ pu$$

۹.معرف تلرانس منفی امپدانس است.که ضریب ۰



$$z_{eq} = \frac{0.0245 \times 0.0209}{0.0245 + 0.0209} = 0.01127$$

$$z_{total} = 0.001127 + 0.263 = 0.243$$

بنابراین قدرت اتصال کوتاه تزریقی به شین 11KV از طریق ترانس مصرف داخلی (که باید کلیدهای قدرت این شین، توانایی تحمل این قدرت اتصال کوتاه را داشته باشند) برابر است با:

$$S_{SC} = \frac{V^2}{Z_{total}} = \frac{1}{0.247} = 3.649\text{pu} \rightarrow 3.649 \times 100 = 365\text{MVA}$$

سهم موتورهای 11KV در قدرت اتصال کوتاه:در محاسبات دستی، قدرت اتصال کوتاه یک موتور برابر با نسبت قدرت راه اندازی موتور به قدرت مبنا در نظر می گیرند. همچنین قدرت راه اندازی موتور را می توان به صورت ضریبی از قدرت نامی موتور در نظر گرفت.

بدین منظور می توان قدرت اتصال کوتاه موتورهای بالای 10KW را به صورت ۵ برابر قدرت نامی، و برای موتورهای زیر 10KW به صورت ۵.۵ برابر قدرت نامی در نظر می گیریم.در نتیجه در یک نیروگاه 660MW بخاری داریم:

FD سهم فن = 2.3 × 5.5 = 12.7 MVA

ID سهم فن = 3.3 × 5.5 = 18.15 MVA

PA سهم فن = 1 × 5.5 = 5.5 MVA

CW سهم پمپ =3.75 × 5.5 = 20.6 MVA

BFP سهم پمپ = 9 × 5.5 = 49.5 MVA

بنابراین، کل قدرت انصال کوتاه تزریقی از سوی موتورهای 11KV به شین 11KV سیستم واحد برابر است با:

$$S_{m11kv} = 2 \times 18.15 + 2 \times 12.7 + 20.6 + 49.5 + 5.5 = 137.3$$

سهم موتورهای 3.3Kv در قدرت اتصال کوتاه شین 11KV: در این قسمت فرض می شود، که یک ترانسفورماتور با مشخصات نامی 12.5 MVA , 11/33 KV , 12% ، قدرت 6 MW را برای موتورهای با ولتاژ 3.3KV تأمین می کند، بنابراین:

قدرت MVA در زمان راه اندازی = 6 × 5.5 = 33 MVA

با توجه به مبنای 100MVA، امپدانس معادل موتورهای مذکور برابر است با:

$$Z_m = \frac{100}{33} = 3.03 \text{ pu}$$

هم چنین امپدانس ترانسفورماتور موتورهای مذکور به صورت زیر تعیین می شود:

$$Z_{Tm} = 0.12 \times \frac{100}{12.5} = 0.969 \text{ pu}$$

بنابراین، امپدانس کل ترانس و موتورهای آن برابر است با:

$$Z_{totalm} = 3.03 + 0.96 = 3.99 \text{ pu}$$

$$S_{m\ 3.3kv} = \frac{1}{3.99} = 0.25 \text{ pu} = 0.25 \times 100 = 25 \text{ MVA}$$

اکنون می توان کل قدرت اتصال کوتاه شین 11KV را به صورت زیر محاسبه نمود:

$$S_{scT11kv} = 367 + 137.3 + +25 = 529.3 \text{ MVA}$$

بر اساس این قدرت اتصال کوتاه، باید کلیدهای قدرت انتخاب شوند.

نکته: تغذیه مصرف داخلی نیروگاه ها با روش های صورت می گیرد که از مهمترین این روش ها می توان به تغذیه از شین اصلی نیروگاه، تغذیه از پایانه ژنراتور و تغذیه گروهی اشاره نمود.

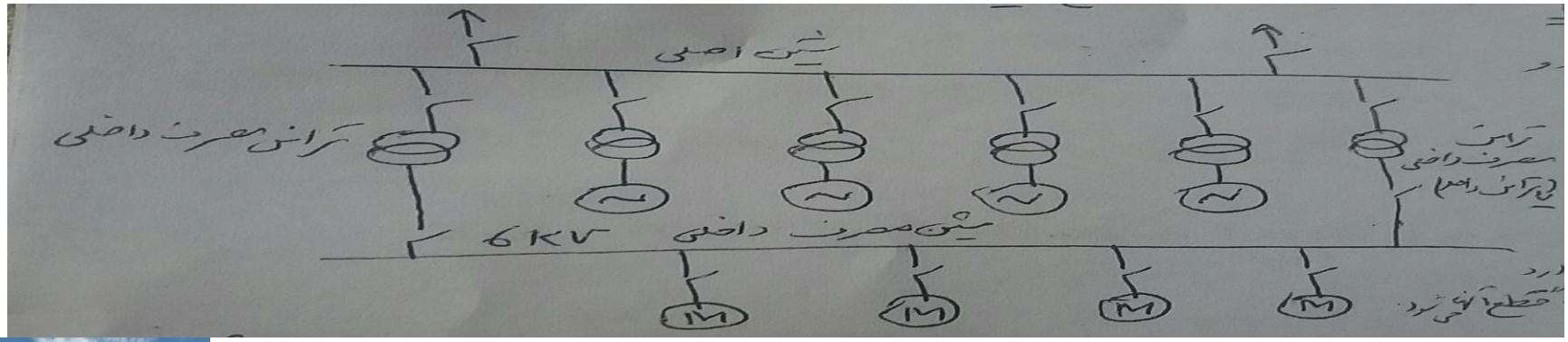
تغذیه از شین اصلی نیروگاه:

این نوع تغذیه ساده است اما دو اشکال دارد:

۱- ترانس های مصرف داخلی دارای اختلاف ولتاژ بسیار زیادی بین اولیه و ثانویه هستند و هزینه این ترانس ها زیاد می شود.

۲- در صورت ایجاد هر گونه خطایی در شبکه بلافاصله اثر خود را در شبکه مصرف داخلی می گذرد و باعث کاهش ولتاژ در مصارف داخلی و احیانا قطع آن ها می شود.

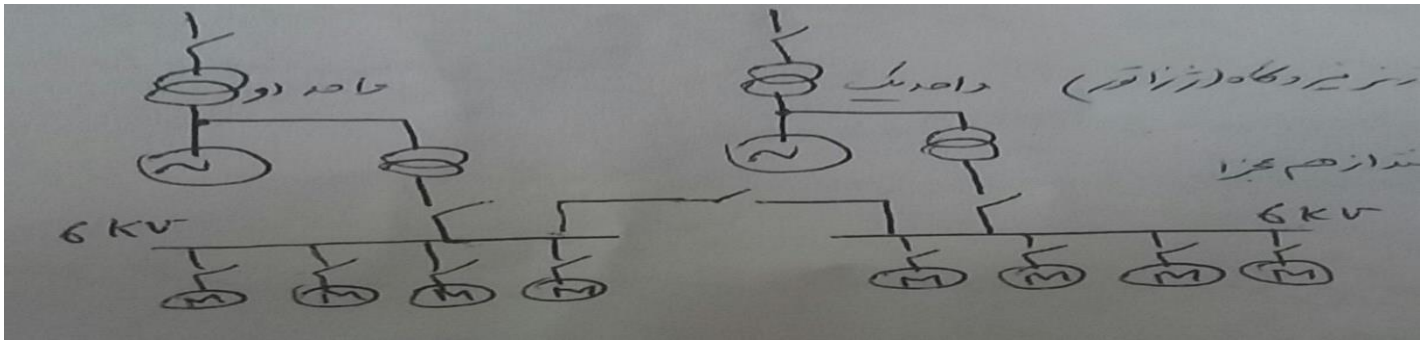
۳- ضریب اطمینان مصرف داخلی این روش پایین است و قدرت اتصال کوتاه شین اصلی نیروگاه هم افزایش می یابد.



تغذیه از پایانه ژنراتور:

در صورت وقوع خطا در شبکه، AVR، گاورنر نیروگاه(ژنراتور) می تواند کمک بیشتری به ترانس مصرف داخلی بکنند.

هم چنین تاسیسات مصرف داخلی هر واحد می توانند از هم مجزا تغذیه شوند.



مدیریت انرژی

مدیریت انرژی به طورکلی به مجموعه تدابیر و عملیاتی که با هدف منطقی نمودن عرضه و تقاضای انرژی و حداقل سازی هزینه ها، بدون کاهش کیفیت محصولات و خدمات، در یک سیستم اعمال می شوند، اطلاق می گردد.

مدیریت انرژی با اعمال عملیات خود در هر دو بخش تولید و مصرف می تواند تا حدود بسیاری در کاهش هزینه های تولید برق موثر باشد.

supply side Management

Demand Side Management

مدیریت انرژی در سمت تولید:

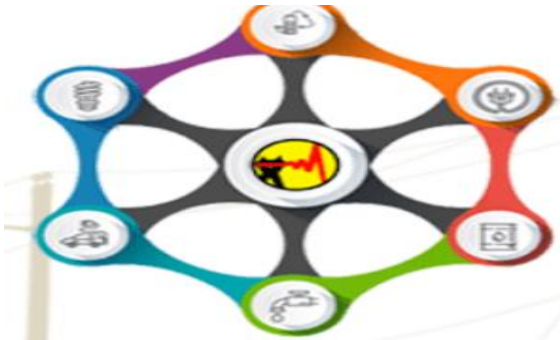
عملیات کنترل و برنامه ریزی بهینه در سطوح تولید، انتقال و توزیع برق که سبب افزایش میزان بهره وری و کاهش هزینه ها در صنعت برق می شود.

- تامین ظرفیت تولید جهت تامین پیک بار در تمام شرایط شبکه
- تامین و برنامه ریزی رزرو کافی جهت تامین در مواقع اضطراری
- برنامه ریزی مناسب واحد های تولیدی برای پوشش اشکال مختلف منحنی بار شبکه انتقال و توزیع

۱- کمینه کردن میزان مصرف انرژی اولیه در نیروگاه های حرارتی

۲- کمینه کردن تلفات شبکه انتقال و توزیع

۳- افزایش تولید واحد های آبی و صرفه جویی در هزینه های سوخت سایر واحدها(واحد های حرارتی)



بلند مدت

برنامه ریزی توسعه نیروگاه، شبکه، قرارداد ها بلند مدت

اطلاعات آماری

میان مدت

برنامه ریزی سالیانه: هماهنگی نیروگاه آبی و حرارتی، برنامه ریزی سوخت، تبادل انرژی، برنامه ریزی تعمیرات و نگهداری نیروگاه ها و شبکه

در دسترس بودن نیروگاه ها

اطلاعات مربوط به نیروگاه، شبکه، قراردادها

برنامه ریزی هفتگی و روزانه: ورود و خروج نیروگاه از مدار، بهینه سازی ولتاژ-توان راکتیو، برنامه ریزی برای انرژی رزرو، زمان بهره برداری پمپی از نیروگاه پمپ ذخیره ای، تبادل انرژی

کوتاه مدت

پیش بینی بار

برنامه on/off روزانه نیروگاه ها

خیلی کوتاه مدت

برنامه ریزی خیلی کوتاه مدت: توزیع اقتصادی بار، نظارت بر رزرو، نظارت بر امنیت شبکه، نظارت بر اجرای تعهدات و قراردادهای تبادل انرژی

اطلاعات شبکه online

Set point برای نیروگاه ها، فرامین کلیدزنی

لحظه ای

کنترل نیروگاه و شبکه

برنامه ریزی در سیستم های قدرت در چهار مرحله زمانی

۱- بلند مدت (۵ تا ۳۰ سال) Long-term plannig

2- میان مدت (ماه تا یکسال) Mid-term planning

۳- کوتاه مدت (روز تا هفته) Short-term planning

۴- خیلی کوتاه مدت (دقیقه تا ساعت) Scheduling

بلند مدت: تعیین اندازه و نوع نیروگاه هایی تولید برق با توجه هزینه های سرمایه گذاری و هزینه سوخت، سرعت وصل، کنترل شبکه، عوامل زیست محیطی، پوشش انواع مختلف بارهای شبکه(پایه، میانی، پیک)، زمان لازم برای ساخت نیروگاه و طول عمر نیروگاه معمولا(واحدهای برق آبی ۱۵ سال، بخاری ۶ سال، گازی ۱.۵ سال برای احداث زمان لازم دارند، طول عمر واحدهای آبی ۵۰ سال، بخاری ۳۰سال و گازی ۲۰ سال)

میان مدت: تعیین زمان به کارگیری واحدهای آبی و حرارتی، تعیین زمان تعمیرات و نگهداری، تهیه سوخت و میزان تبادل انرژی با شرکا

کوتاه مدت: Unit commitment (on/off) (با هدف کاهش هزینه ها یا افزایش سوددهی در بازار برق)

Reserve Scheduling

Security Management(قیود شبکه و واحد های تولیدی/ قیود بهره برداری)

خیلی کوتاه مدت:

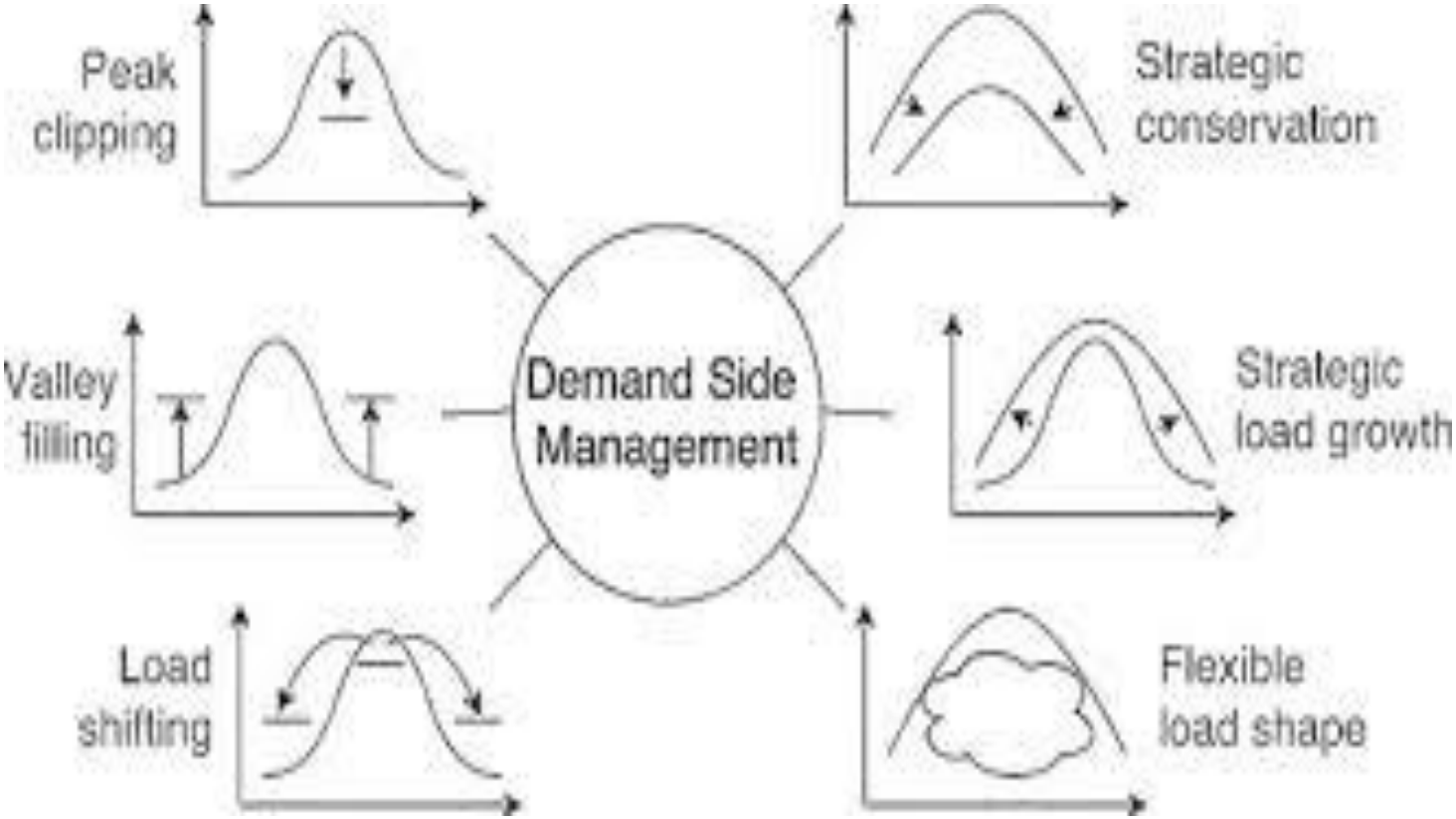
Generation Rescheduling/Economic Dispatch (نظارت بر امنیت شبکه)

Control frequencey/Reserve Deployment/Control voltage/Switching/load shedding

مدیریت انرژی در سمت مصرف

مدیریت مصرف انرژی شامل مجموعه ای از فعالیت های به هم پیوسته بین صنعت برق و مشترکین به منظور کاهش پیک بار شبکه و انرژی مصرفی مشترک و نیز تسطیح منحنی بار مصرفی شبکه است تا بتوان با کارآیی بیشتر و هزینه کمتر به تامین نیاز مصرف کنندگان دست یافت.

در ابتدای مدیریت مصرف به منظور کاهش میزان مصرف پیک و در واقع تحت عنوان مدیریت بار مطرح گردید و به تدریج کاهش هزینه های تولید در صنایع، تخصیص بهینه منابع، کاهش آلودگی زیست محیطی و کاهش قیمت در بازار و... به عنوان انگیزه های دیگر از مدیریت مصرف مطرح شدند.


Peak clipping
Strategic conservation
Demand Side Management
Valley filling
Strategic load growth
Load shifting
Flexible load shape

Demand Response

1- Price based

A- TOU

B- RTP

C- CPP

2- Incentive based

A- DLC

B- EDRP

C- CAP

D- DB

E- AS

F- I/C