

1) Структурная схема ГЭС. Выбор трансформатора блока.

Структурная схема ГЭС.

При обосновании и выборе схем электрических соединений ГЭС следует учитывать их переменный режим работы, высокую маневренность и относительную простоту технологического процесса. Так, разворот, синхронизация и набор нагрузки занимает несколько минут. В частности, время набора 100%-ной нагрузки гидроагрегата из состояния покоя занимает 10-60 с. Ограничения ее технологического минимума отсутствуют. Технологическая часть ГЭС проектируется на всю расчетную мощность водотока и дальнейшее расширение не предусматривается. Имеются ограничения по площади в приплотинных зданиях, что вынуждает располагать РУ высокого напряжения на улице. Структурные схемы ГЭС формируются по блочному типу. РУ генераторного напряжения встречаются редко и лишь на малых ГЭС. Высокая маневренность и переменный режим работы ГЭС обусловили широкое применение укрупненных и объединенных блоков.

Выбор трансформатора блока.

У структурных схем есть подразделения на режимы работы:

1. **Нормальный режим** – такой режим, когда все элементы схемы работают с номинальными параметрами, в этом случае структурная схема должна обеспечить полную плановую выдачу электрической энергии в систему и обеспечение полной плановой местной нагрузки;
2. **Ремонтный режим** – такой режим, когда один или несколько элементов схемы находятся в состоянии планового ремонта в этом случае структурная схема должна обеспечить полное плановое снабжение местной нагрузки без ограничения и допускается ограничение выдачи мощности в систему;
3. **Послеаварийный режим** – режим расчетных аварий (единичный отказ одного элемента наловившийся на плановый простой другого элемента) структурная схема должна обеспечить ограничение мощности в систему и при наличии ТЭО можно допустить ограничение выдачи мощности для местной нагрузки.

Алгоритм определения мощности трансформатора на ГЭС:

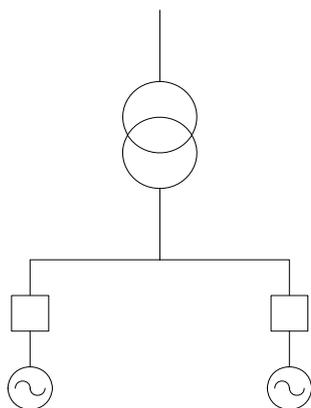
1. Составляется график выработки мощности генераторами. Эти графики составляются для зимы, лета и соответственно для паводка (местная нагрузка учитывается по зимнему графику нагрузки) также составляются графики нагрузки местного потребителя для зимы и для лета;
2. Определяется мощность которая может быть передана через трансформатор $S_{TP} = S_G - S_{HG} - S_{CH}$ мощностью собственных нужд как правило пренебрегают в данном выражении ввиду ее малости;
3. Исследуется возможность работы трансформатора в условиях систематических перегрузок. По графику нагрузки определяем коэффициент предварительной загрузки $k_1 = \frac{1}{S_H} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 * \Delta t_i^2}{\Delta t_i}}$; $k_2' = \frac{1}{S_H} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 * \Delta t_i^2}{\Delta t_i}}$ зона перегрузки не должна превышать 6 часов. Если $k_2' > 0,9k_{max}$, то $k_2 = k_2'$ - расчетный коэффициент перегрузки. Если $k_2' < 0,9k_{max}$, то $k_2 = 0,9k_{max}$ и продолжительность максимума нужно скорректировать $h' = \frac{(k_2')^2 * h}{0,9k_{max}}$. По таблице систематических перегрузок определяем $k_{2доп.сис.}$ далее сравниваем с расчетным коэффициентом перегрузки k_2 . Если $k_{2доп.сис.} > k_2$, то предполагаемая номинальная мощность нас устраивает; Если $k_{2доп.сис.} < k_2$, то увеличиваем мощность трансформатора на ступень. Эту проверку необходимо проделывать и для зимы и для лета.
4. Исследование аварийного режима: 1) Отключение генератора – по рассчитанным k_1 и h' определяем $k_{2доп.авар.}$. Если $P_{HG} > P_{г.ном.}$, то $(P_{нгрmax} - P_{г.ном.}) > \frac{k_{2сис}}{k_{доп.ав}} * P_{нг}^{max}$. Если $P_{HG} < P_{г.ном.}$, то $(P_{г.ном.} - P_{нгрmax}) > \frac{k_{2сис}}{k_{доп.ав}} * P_{нг}^{max}$ если условия выполняются то все хорошо. Если эти условия не выполняются, то придется ограничить потребителя. 2) Отключение трансформатора – при отключении трансформатора нагрузка распределяется между соседними трансформаторами. Может увеличиться мощность передаваемая через трансформатор что может повлечь увеличение номинальной мощности трансформатора $S_{ав.м} = S_i \frac{n}{n-1}$. 3) Аварии в системе.

2) Структурная схема ГЭС. Укрупненные и объединенные блоки.

Структурная схема ГЭС.

При обосновании и выборе схем электрических соединений ГЭС следует учитывать их переменный режим работы, высокую маневренность и относительную простоту технологического процесса. Так, разворот, синхронизация и набор нагрузки занимает несколько минут. В частности, время набора 100%-ной нагрузки гидроагрегата из состояния покоя занимает 10-60 с. Ограничения ее технологического минимума отсутствуют. Технологическая часть ГЭС проектируется на всю расчетную мощность водотока и дальнейшее расширение не предусматривается. Имеются ограничения по площади в приплотинных зданиях, что вынуждает располагать РУ высокого напряжения на улице. Структурные схемы ГЭС формируются по блочному типу. РУ генераторного напряжения встречаются редко и лишь на малых ГЭС. Высокая маневренность и переменный режим работы ГЭС обусловили широкое применение укрупненных и объединенных блоков.

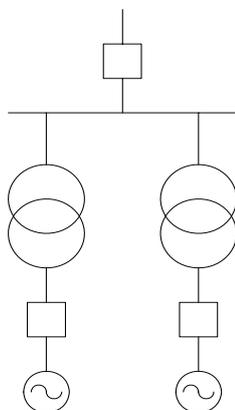
Укрупненный блок



Это вариант структурной схемы когда несколько агрегатов подключаются к одному трансформатору. Агрегатов может быть не только два, но и больше. Количество подключаемых агрегатов определяется:

1. Мощность одного не должна превышать 100 МВт, может и превышать, но тогда будут иметь место большие токи КЗ;
2. Мощность укрупненного блока не должна превосходить мощность аварийного резерва в системе т.к. в случае потери блока сожжет нарушится установленность параллельной работы т.е. может произойти развал системы.

Объединенный блок



Это вариант структурной схемы когда два моноблока объединяются на одну шину. Преимуществом данной схемы является то что сокращается число выключателей на РУ высшего напряжения.

3) Основные параметры трансформатора. Систематические и аварийные перегрузки.

Основные параметры трансформатора.

Параметры трансформатора:

1. S_{ном} (МВА) - номинальная мощность трансформатора
2. Напряжение обмотки (СН, ВН, НН) U, кВ
3. Потери (P_x, P_к) кВт
4. U_к% и I_к%

Систематические перегрузки.

По графику нагрузки определяем коэффициент предварительной загрузки $k_1 = \frac{1}{S_n} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 * \Delta t_i^2}{\Delta t_i}}$;

$k_2' = \frac{1}{S_n} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 * \Delta t_i^2}{\Delta t_i}}$ зона перегрузки не должна превышать 6 часов. Если $k_2' > 0,9k_{max}$, то $k_2 = k_2'$ - расчетный коэффициент перегрузки. Если $k_2' < 0,9k_{max}$, то $k_2 = 0,9k_{max}$ и продолжительность максимума нужно скорректировать $h' = \frac{(k_2')^2 * h}{0,9k_{max}}$. По таблице систематических перегрузок определяем $k_{2доп.сис.}$ далее сравниваем с расчетным коэффициентом перегрузки k_2 . Если $k_{2доп.сис.} > k_2$, то предполагаемая номинальная мощность нас устраивает; Если $k_{2доп.сис.} < k_2$, то увеличиваем мощность трансформатора на ступень. Эту проверку необходимо проделывать и для зимы и для лета.

Аварийные перегрузки.

1. Отключение генератора – по рассчитанным k_1 и h' определяем $k_{2доп.авар.}$. Если $P_{нг} > P_{г.ном}$, то $(P_{нгmax} - P_{г.ном}) > k_{2сис} k_{доп.ав} * P_{нгmax}$. Если $P_{нг} < P_{г.ном}$, то $(P_{г.ном} - P_{нгmax}) > k_{2сис} k_{доп.ав} * P_{нгmax}$ если условия выполняются то все хорошо. Если эти условия не выполняются, то придется ограничить потребителя.

2. Отключение трансформатора – при отключении трансформатора нагрузка распределяется между соседними трансформаторами. Может увеличиться мощность передаваемая через трансформатор что может повлечь увеличение номинальной мощности трансформатора $S_{ав.м} = S_i \frac{n}{n-1}$

3. Аварии в системе.

4. Техничко-экономическое сопоставление вариантов структурных схем

$$Z = E_n * K_{\Sigma} + U + M(Y) \frac{o.e.}{год}$$

Z — затраты по конкретному варианту структурной схемы, приведены к первому году эксплуатации

E_n — нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений

K — капиталовложения — объем инвестиций, учитывающий оборудование, которое меняется в зависимости от варианта структурной схемы

U — издержки (зависимые от капиталовложений и независимые от капиталовложений)

$$E_n = \frac{1}{T_{окуп}} = 0.12$$

Издержки структурной схемы:

$$U = U_{обсл} + U_{амортизация} + U_{(потери\ электроэнергии)}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K_{тблока} + K_{тсвязи} + K_{ячНН} + K_{ячСН} + K_{ячВН}$$

$$K_{тр} = \alpha_{тр} * K_{тр}^{зав}$$

$\alpha_{тр}$ - транспортировка ($\alpha_{тр} = 1,3 - 1,4$)

Зависимые: $U_{ам} = b_{ам} * K_{\Sigma}$ издержки на амортизацию

$$b_{ам} = 0,058$$

$U_{обслуживание} = b_{обслуживание} * K_{\Sigma}$ издержки на обслуживание

$$b_{обслуживание} = 0,03$$

Независимые: $U_{пот} = b_{пот} * W_{пот\Sigma}$ ($W_{пот\Sigma}$ величина потерь)

$b_{пот}$ — зависит от расположения и числа часов использования наибольшей мощности

$$T_{max} = \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_i^{зим} * \Delta t_i) * N_{зим} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{лет} * \Delta t_i) * N_{лет} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{паводок} * \Delta t_i) * N_{паводок}}{P_{уст}}$$

$P_{уст}$ — сумма всех номинальных мощностей генераторов станции

$N_{зим}$ — число зимних дней; $N_{лет}$ — число летних дней; $N_{пав}$ — число дней паводка

$$W_{пот} = W_{хх} + W_{кз}$$

$W_{хх}$ — потери в стали (из-за полей) (определяются числом включенных блоков)

$W_{кз}$ — потери в меди (тепло)

$$W_{хх} = W_{хх}^{сут.зим} * N_{зим} + W_{хх}^{сут.лет} * N_{лет} + W_{хх}^{сут.паводок} * N_{паводок}$$

$$W_{поткз}^{сут} = (n-1) * (\Delta) P_{кз} * \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_i}{S_{тном}} \right)^2 * (\Delta) t_i + (\Delta) P_{кз} * \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_i}{S_{тном}} \right) * (\Delta) t_i$$

Где n — число трансформаторов

S_i — поток мощности через трансформатор

5. Метод приведенных затрат. Капиталовложения и издержки.

$$Z = E_n * K_{\Sigma} + U + M(Y) \frac{o.e.}{zod}$$

Z — затраты по конкретному варианту структурной схемы, приведены к первому году эксплуатации

E_n — нормативный коэффициент окупаемости капиталовложений

K — капиталовложения — объем инвестиций, учитывающий оборудование, которое меняется в зависимости от варианта структурной схемы

U — издержки (зависимые от капиталовложений и независимые от капиталовложений)

$$E_n = \frac{1}{T_{окуп}} = 0.12$$

Издержки структурной схемы:

$$U = U_{обсл} + U_{амортизация} + U_{(потери\ электроэнергии)}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K_{тблока} + K_{тсвязи} + K_{ячНН} + K_{ячСН} + K_{ячВН}$$

$$K_{тр} = \alpha_{тр} * K_{тр}^{зав}$$

$\alpha_{тр}$ - транспортировка ($\alpha_{тр} = 1,3 - 1,4$)

Зависимые: $U_{ам} = b_{ам} * K_{\Sigma}$ издержки на амортизацию

$$b_{ам} = 0,058$$

$U_{обслуживание} = b_{обслуживание} * K_{\Sigma}$ издержки на обслуживание

$$b_{обслуживание} = 0,03$$

Независимые: $U_{пот} = b_{пот} * W_{пот\Sigma}$ ($W_{пот\Sigma}$ величина потерь)

$b_{пот}$ — зависит от расположения и числа часов использования наибольшей мощности

$$T_{max} = \frac{(\sum_{i=1}^{24} (P_i^{зим} * \Delta t_i) * N_{зим} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{лет} * \Delta t_i) * N_{лет} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{наводок} * \Delta t_i) * N_{наводок})}{P_{уст}}$$

6. Метод приведенных затрат. Издержки на потери электроэнергии.

Издержки на потери электроэнергии зависят от выбора структурной схемы.

$$W_{nom} = b_{nom} * W_{(nom \Sigma)}$$

b_{nom} - удельная стоимость потерь (зависит от расположения и числа часов использования наибольшей мощности)

$$T_{max} = \frac{(\sum_{i=1}^{24} (P_i^{зим} * \Delta t_i) * N_{зим} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{лет} * \Delta t_i) * N_{лет} + \sum_{i=1}^{24} (P_i^{паводок} * \Delta t_i) * N_{паводок})}{P_{уст}}$$

$W_{(nom \Sigma)}$ - величина потерь

$$W_{(nom \Sigma)} = W_{стали} + W_{меди}$$

$R_{уст}$ — сумма всех номинальных мощностей генераторов станции

$N_{зим}$ — число зимних дней; $N_{лет}$ — число летних дней; $N_{пав}$ — число дней паводка

$W_{пот} = W_{хх} + W_{кз}$

$W_{хх}$ — потери в стали (из-за полей) (определяются числом включенных блоков)

$W_{кз}$ — потери в меди (тепло)

$$W_{хх} = W_{хх}^{сум.зим} * N_{зим} + W_{хх}^{сум.лет} * N_{лет} + W_{хх}^{сум.паводок} * N_{паводок}$$

$$W_{поткз}^{сум} = (n-1) * (\Delta) P_{кз} * \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_i}{S_{тном}} \right)^2 * (\Delta) t_i + (\Delta) P_{кз} * \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_i}{S_{тном}} \right)^2 * (\Delta) t_i$$

Где n – число трансформаторов

S_i – поток мощности через трансформатор

7. Метод приведенных затрат. Виды ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Математическое ожидание ущерба:

1) недопуск при аварии: $M(Y_1) = M(W_1) * y_1$ $y_1 = 600 \frac{o.e.}{(MВт*ч)}$ - величина удельного ущерба

$$M(W_1) = K_{НБ} * P_{уст.блока} * \sum_{i=1}^m (W_1 * T_n * P_n)$$

$$K_{НБ} = \frac{T_{НБ}}{8760}$$

$P_n = 1 - P^p$ - вероятность нахождения схемы в нормальном режиме

$$P^p = \frac{(\mu_{кан} * T_{кан} + \mu_{тек} * T_{тек} + \omega * T_6)}{8769}$$

2) создание резерва на время ремонта $M(Y_2) = M(W_2) * y_2$

$$M(W_2) = n * P_{пл}^p * P_{недоотдачи} * 8760 \quad P_{пл}^p = \frac{(\mu_{кан} * T_{кан} + \mu_{тек} * T_{тек})}{8760}$$

3) Недоотпуск с шин НН при аварии

$$M(W_3) = \sum (S_{ном} * K_2 - S_{н2}) * \cos \phi_{н2} * \Delta t_i$$

8) Расчет токов КЗ.

Для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ в рассматриваемом присоединении следует определить:

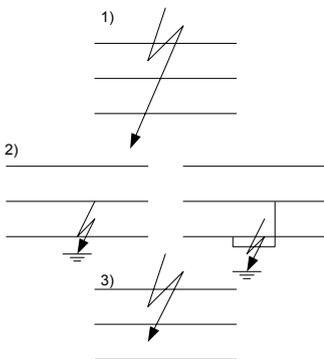
- Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}$ и значение этой составляющей в расчетный момент времени $I_{\text{пр}}$ (к моменту τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя и к моменту погасания дуги);
- Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ i_{a0} и значение этой составляющей в расчетный момент времени $i_{\text{ат}}$;
- Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$.

Расчетные условия включают в себя расчетную схему электроустановки, расчетное место КЗ, расчетный вид КЗ, расчетную продолжительность КЗ. Расчет токов КЗ начинают с составления расчетной схемы, на которой показывают расчетные токи КЗ и параметры отдельных элементов (генераторов, трансформаторов и др.). Как правило, в качестве расчетной схемы принимается схема со всеми включенными в работу элементами установки.

Расчетное место КЗ находится в схеме непосредственно с той или другой стороны от выбираемого оборудования в зависимости от наибольшего возможного тока КЗ. Расчетный вид КЗ принимают в зависимости от степени воздействия тока КЗ на электрооборудование. Расчетным видом КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на электродинамическую стойкость является 3-х фазное КЗ, а при проверке на термическую стойкость – трехфазное или двухфазное КЗ. Расчетная продолжительность КЗ принимается в зависимости от назначения расчета. При расчете токов КЗ для выбора аппаратов и проводников не требуется большой точности, поэтому при его выполнении обычно принимают ряд допущений и не учитывают:

- Сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения ротора синхронных генераторов и компенсаторов, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- Насыщение магнитных систем электрических машин, ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- Поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330-500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

КЗ бывают:



- Системные
- Не системные

Причины КЗ:

- Утрата диэлектрических свойств
- Термическое повреждение изоляции
- Механические повреждения и т.д.

Виды КЗ:

1. 3-х фазное КЗ
2. K^1 – однофазное КЗ на землю, $K^{1,1}$ – 2-х фазное КЗ на землю
3. K^2 – 2-х фазное КЗ

КЗ сопровождается резким повышением тока и резким падением напряжения в близлежащих к точке КЗ точках может упасть до 0.

Происходит резкий нагрев проводников, а также увеличение токов протекающих в проводниках => изменение электродинамической силы проводников. КЗ выбираются по нормальному режиму, а проверяются по аварийному.

Расчетная схема отображает состав электрооборудования, уровни напряжения сетей, по этой расчетной схеме составляется схема замещения которая при определенных допущениях отображает свойства реальной схемы. Как правило параметры всех элементов приводятся к параметрам одной ступени в которой произошло КЗ.

Расчет выражений зависит от того в каких единицах производим расчет и какой коэффициент трансформации учитываем. Расчет можно проводить как в именных единицах (кВ, кА, кОм) или в относительных единицах (%).

Действительный коэффициент трансформации – отношение напряжения XX обмотки трансформатора обращенной в сторону КЗ к напряжению XX противоположенной обмотки. Средний коэффициент трансформации, это когда в качестве напряжений XX берем средние номинальные напряжения сетей которые связывает трансформатор

$$n = \frac{U_{XX}(ВН)}{U_{XX}(НН)} \quad n_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{ср.ном}} \rightarrow I \text{ ближе к КЗ}}{U_{\text{ср.ном}} \rightarrow I \text{ противоположен}}$$

Ряд средненоминальных напряжений:

3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175.

9) Система относительных единиц. Базисные условия.

Расчеты токов КЗ можно вести как в именованных, так и в относительных единицах. При определении токов КЗ, необходимых для выбора электрических аппаратов и проводников напряжением выше 1 кВ по условиям КЗ, очень часто применяют систему относительных единиц и упрощенный способ составления эквивалентных схем замещения. Последний заключается в том, что коэффициенты трансформации трансформаторов принимают равными отношению средних номинальных напряжений, соответствующих принятой шкале: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 кВ. Эти же напряжения принимают за базовые. Выбранное среднее номинальное напряжение любой ступени напряжения сети должно соответствовать номинальному напряжению генераторов, находящихся на этой ступени, а при их отсутствии не должно отличаться от номинальных напряжений электродвигателей, синхронных компенсаторов и обмоток трансформаторов этой ступени напряжения более чем на несколько процентов.

Для определения числовых значений параметров элементов эквивалентной схемы замещения в относительных единицах произвольно задаются базисной мощностью S_{σ} в [МВА], одинаковой для всех ступеней напряжения, а базисные напряжения различных напряжений в киловольтах принимают равными средним номинальным напряжениям соответствующих ступеней, найденным указанным выше способом. При выбранных базисных условиях значения ЭДС и индуктивных сопротивлений в относительных единицах различных элементов вычисляют по формулам:

$$\dot{E}_{\sigma} = \frac{E}{U_{\text{ср.ном}N}}$$

$$\dot{E}_{\sigma} = E_{(\text{ном})}$$

$$\dot{X}_{\sigma} = \frac{X * S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}N}^2}$$

$$\dot{X}_{\sigma} = \frac{X_{\text{ном}} * S_{\sigma}}{S_{\text{ном}}}$$

Где $E=E_{\text{ном}}$ – ЭДС источника электроэнергии соответственно в именованных величинах, кВ и относительных единицах при номинальных условиях; $X=X_{\text{ном}}$ – индуктивное сопротивление элемента исходной расчетной схемы, подлежащего приведению соответственно в именованных, Ом и относительных единицах при номинальных условиях; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность этого элемента, МВА; $U_{\text{ср.ном}N}$ – среднее номинальное напряжение N-й ступени напряжения, на которой находится подлежащий приведению элемент исходной расчетной схемы, кВ. Выражение $\dot{X}_{\sigma} = \frac{X * S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}N}^2}$ используют для приведения к базисным условиям сопротивлений реакторов, а также воздушных и кабельных линий. В последнем случае X определяют как произведение удельного сопротивления линии $X_{\text{уд}}$, Ом/км, на длину линии 1 км. Выражение $\dot{X}_{\sigma} = \frac{X_{\text{ном}} * S_{\sigma}}{S_{\text{ном}}}$ применяют для приведения к базисным условиям сопротивлений системы, генераторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей, трансформаторов. Для последних $X_{\text{ном}} = \frac{u_k}{100}$, где u_k – напряжение КЗ, %.

10) Расчет токов КЗ. Схема замещения и ее параметризация.

Если расчетная схема и расчетные точки КЗ определены, приступают к составлению эквивалентной схемы замещения и рассчитывают сопротивления ее элементов.

В эквивалентную схему замещения входят:

- Источники энергии (энергосистема, синхронные генераторы, компенсаторы, а также мощные синхронные и асинхронные двигатели и обобщенная нагрузка, когда они подключены непосредственно к точке КЗ);
- Все элементы электрической цепи, связывающие источники энергии с местом повреждения (трансформаторы, автотрансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы).

Источники представляются в схеме замещения ЭДС и соответствующими сопротивлениями. Магнитная связь обмоток трансформаторов заменяется электрической; поскольку током намагничивания пренебрегают, то двухобмоточный трансформатор представляется одним сопротивлением, трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор – тремя сопротивлениями, соединенными в звезду. Трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, сдвоенные реакторы учитывают трехлучевыми схемами замещения. При расчете периодической составляющей токов КЗ на шинах распределительных пунктов следует учитывать индуктивное и активное сопротивления кабелей.

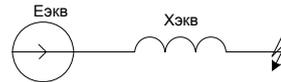
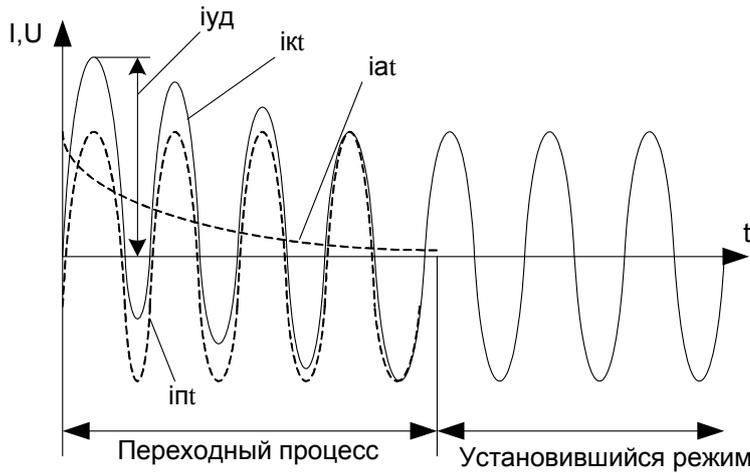
Сопротивления элементов схемы замещения в относительных базовых единицах рассчитываются по формулам представленным в таблице, в которой $S_б$, $U_б$, $I_б$ – базовые мощность, напряжение и ток на ступени, где находится данный элемент.

Наименование цепи	Расчетная формула	Примечание
Энергосистема	а) $X_{с.б.}^{\cdot} = X_{с.ном}^{\cdot} \frac{S_б}{S_{с.ном}}$ или б) $X_{с.б.}^{\cdot} = \frac{I_б}{I_к} = \frac{S_б}{S_к}$ или в) $X_{с.б.}^{\cdot} = \frac{S_б}{\sqrt{3}I_{ном.откл}U_{cp}}$	$X_{с.ном}^{\cdot}$ – сопротивление системы в относительных единицах, отнесенных к мощности системы $S_{с.ном}$; $I_к$ и $S_к$ – соответственно ток, кА, и мощность, МВА, короткого замыкания от системы в заданной точке; $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; U_{cp} – среднее номинальное напряжение энергосистемы
Синхронный генератор (компенсатор, двигатель)	$X_{г.б.}^{\cdot} = X_{г.ном}^{\cdot} \frac{S_б}{S_{г.ном}}$	
Трансформатор	$X_{т.б.}^{\cdot} = \frac{u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$	Для трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора $u_к, \%$ заменяется соответственно на $u_{кВ}, \%$; $u_{кС}, \%$; $u_{кН}, \%$
Трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщеплением обмотки низшего напряжения на две ($k_p=3,5$)	$X_{в.б.}^{\cdot} = \frac{0,125 u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$ $X_{H1.б.}^{\cdot} = \frac{1,75 u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$ $X_{H2.б.}^{\cdot} = \frac{1,75 u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$	
То же, однофазный ($k_p=4$)	$X_{в.б.}^{\cdot} = 0$ $X_{H1.б.}^{\cdot} = \frac{2 u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$ $X_{H2.б.}^{\cdot} = \frac{2 u_к S_б}{100 S_{т.ном}}$	
Реактор	$X^{\cdot} = X_P \frac{S_б}{U_{cp}^2}$	X_P = сопротивление реактора, Ом
Воздушные и кабельные линии электропередачи	$X^{\cdot} = X_{y0} l \frac{S_б}{U_{cp}^2}$	

11) Расчет токов КЗ. Начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ в рассмотренном присоединении следует определить:

- $I_{П0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ
- $I_{П\tau}$ – значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту τ начала расхождения дугогасительных контактов выключателя и к моменту погасания дуги)
- Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ i_{a0} и значение этой составляющей в расчетный момент времени $i_{a\tau}$;
- Ударный ток КЗ $i_{уд}$ – максимальное мгновенное значение полного тока КЗ поступает в момент времени $t=0,01$ с.



$$I_{П0(\theta)} = \frac{E_{экв(\theta)}}{X_{экв(\theta)}}$$

$$I_{П0} = I_{П0(\theta)} * I_{\sigma}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} * I_{П0} * e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$i_{nt} = I_{Пmax} * \sin(\alpha - \varphi_k)$$

$$T_a = \frac{X}{\omega * r} - \text{постоянная времени затухания аperiodической составляющей}$$

риодической составляющей

При расчете $I_{П0}$ – активным сопротивлением пренебрегаем.

Допущения при расчете КЗ:

- Все источники схемы работают одновременно
- ЭДС совпадают по фазе (при продолжительности менее 0,5 с)
- КЗ происходит в момент, в который $i_{уд}$ максимально

В эквивалентной схеме для расчета $I_{П0}$ включают все источники энергии, связанные с местом повреждения. Синхронные генераторы, компенсаторы, двигатели учитывают ЭДС и сопротивлением X_d'' . ЭДС рассчитывается с номинальной нагрузкой при номинальном U этот режим наиболее вероятен и сопровождается наибольшим значением тока.

$$E_{(\theta)} = \sqrt{(U_{0ном} + I_{0ном} * X_d'' * \sin \varphi_0)^2 + (I_{0ном} * X_d'' * \cos \varphi_0)^2}$$

Где $U_{0ном}$ и $I_{0ном} = \frac{S_0}{S_{ном}}$ - напряжение на выводах машины и ток статора в момент предшествующий КЗ (обычно $U_{0ном}=1$ $I_{0ном}=1$ в о.е.).

12) Расчет токов КЗ. Ударный ток КЗ. Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Вынужденная составляющая тока КЗ имеет периодический характер с частотой, равной частоте напряжения источника она называется периодическая составляющая тока КЗ

$$i_{nt} = I_{I\max} * \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k)$$

α – фазовый угол напряжения источника в момент времени $t=0$; φ_k – угол сдвига по фазе между током и напряжением в цепи КЗ, определяется соотношением активных и индуктивных сопротивлений цепи КЗ. Для реальных цепей $X_k \gg R_k$ $\varphi_k = \pi/4 - \pi/2$

$$i_{at} = i_{a0} * e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} * I_{IO} * e^{\frac{-t}{T_a}}$$

- ударный ток наступает через 0,01 с после начала КЗ

- амплитуда апериодической составляющей тока КЗ в момент времени $t=0,01$ с равно амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

$$i_{yD} = I_{I\max} + I_{I\max} e^{\frac{-0.11}{T_a}} = I_{I\max} * \left(1 + e^{\frac{-0.11}{T_a}}\right) = \sqrt{2} * I_{IO} * \left(1 + e^{\frac{-0.11}{T_a}}\right)$$

$$T_a = \frac{X_{\text{экв}}}{\omega_c * r_{\text{экв}}}$$

$X_{\text{экв}}$ и $R_{\text{экв}}$ – результирующие эквивалентные индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ, ω_c - синхронная угловая частота изменения напряжения сети рад/с.

13) Нагрев проводников продолжительным током. Выбор сечения проводников.

При протекании тока КЗ температура проводника повышается. Длительность процесса КЗ обычно мала, поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника. Т.к. КЗ » тока рабочего режима, нагрев проводника может достигать опасных значений, приводя к плавлению или обугливанию изоляции, деформации и плавлению токоведущих частей.

Выбор проводников

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$S = S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм.раб}}}{j_{\text{эк}}}$$

$$j_{\text{эк}} = f(T_{\text{нб}})$$

$I_{\text{перегр.доп}} \geq I_{\text{прод.расч}}$; $I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.нб}}$; $I_{\text{перегр.доп}}$ – продолжительно допустимый ток с учетом перегрузки

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}\cos\varphi}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 2I_{\text{раб.ном}}$$

$$I_{\text{перегр.доп}} = k_{\theta} * k_{\text{н}} * k_{\text{и}} * k_{\text{ап}} * I_{\text{прод.доп}}$$

$$k_{\theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\text{прод.доп}} - \Theta_{\text{окр}}}{\Theta_{\text{прод.доп}} - \Theta_{\text{отр.норм}}}} \quad k_{\theta} \leq 1,2$$

$k_{\text{н}} = (0,75-1)$ – влияние кабелей проложенных вблизи

$k_{\text{и}}$ – использование кабелей в сети с напряжением, отличным от номинального

$k_{\text{ап}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки

14) Выбор коммутационных аппаратов и измерительных трансформаторов тока по условию продолжительного режима.

Расчетные условия для проверки:

1. Расчетная схема
2. Расчетная точка КЗ
3. Расчетный вид КЗ
4. Расчетная продолжительность КЗ

Выключатели выбираются по следующим условиям:

- $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети.ном}}$
- $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$
- $K_n * I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$; $I_{\text{прод.расч}} = I_{\text{раб.нб}}$; K_n – коэффициент допустимой перегрузки.

1) Проверка по отключающей способности (коммутационная способность выключения)

$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$; $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, $I_{\text{пт}}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя.

2) Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{\text{анорм}} > i_{\text{ат}}$$

$$i_{\text{анорм}} = \sqrt{2} * I_{\text{откл.норм}} * \frac{\beta}{100} - \text{номинальное значение апериодической составляющей}$$

β – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения

$$i_{\text{ат}} = I_{\text{п0}} * e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T_a}}$$

3) Проверка на включающую способность

$$I_{\text{вкл}} > I_{\text{п0}}$$

$i_{\text{вкл}} > i_{\text{уд}}$; $i_{\text{вкл}}$ – наибольшее значение номинального тока включения

4) Расчетное время отключения выключателя

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{св.откл}} + t_{\text{рз}}$$

5) Проверка на электродинамическую стойкость (производится по предельным сквозным токам)

$$I_{\text{пр.сквз}} > I_{\text{п0}}$$

$i_{\text{пр.сквз}} > i_{\text{уд}}$; $I_{\text{пр.сквз}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока; $i_{\text{пр.сквз}}$ – наибольшее предельное значение

6) Проверка на термическую стойкость

Зависит от соотношения между $t_{\text{тер}}$ – предельно допустимого времени воздействия нормированного тока термической стойкости и расчетным временем отключения выключателя $t_{\text{откл}}$, определяет длительность термического воздействия токов КЗ на выключатель

Если $t_{\text{откл}} < t_{\text{терм}}$ (наиболее частый случай)

$$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{откл}} > B_K$$

$I_{\text{терм}}^2$ – номинальный ток термической стойкости выключателя

B_K – интеграл Джоуля с пределами интегрирования от 0 до $t_{\text{откл}}$

Если $t_{\text{откл}} > t_{\text{терм}}$ (наиболее частый случай)

$$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} > B_K$$

Интеграл Джоуля

$$B_K = \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{кт}}^2 dt = \int_0^{t_{\text{откл}}} (I_{\text{нт}}^2 + i_{\text{ат}}^2) dt = \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{нт}}^2 dt + \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{ат}}^2 dt = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}$$

$$B_K = \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{нт}}^2 dt + \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{ат}}^2 dt = I_{\text{п0}}^2 t_{\text{откл}} + \int_0^{t_{\text{откл}}} 2I_{\text{п0}}^2 e^{\frac{-2t}{T_a}} dt = I_{\text{п0}}^2 t_{\text{откл}} + I_{\text{п0}}^2 T_a (1 - e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_a}})$$

Когда $t_{\text{откл}} > T_a$ то можно интеграл Джоуля записать как

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети}}$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб.нб}}$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} > B_K = I_{\text{п0к1}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Трансформаторы напряжения

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{сети}}$$

Конструкции и схеме соединения обмоток

Классу точности

15. Термическое действие тока КЗ. Проверка проводника на термическую стойкость тока КЗ.

При протекании тока КЗ температура проводника резко возрастает и может существенно превысить значения наибольших допустимых температур.

Длительность процесса КЗ обычно мало, поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника.

Т.к. КЗ много больше тока рабочего режима, нагрев проводника может достичь опасных значений, что ведет к плавлению и обугливанию изоляции.

Проводник будет термически стоек при КЗ, если его сечение S удовлетворяет условию:

$$S \geq \frac{\sqrt{B_k}}{\sqrt{(A_{kдоп} - A_n)}}$$

$A_{kдоп} A_n$ - коэффициенты, зависящие от допустимой температуры $\Theta_{kдоп}$ и Θ_n

$\sqrt{(A_{kдоп} - A_n)} = C_{тер}$ - коэффициент, зависит от типа проводника

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_k^2 * dt - \text{интеграл Джоуля тока КЗ}$$

$$I_{терм.эквив.} = \sqrt{\left(\frac{B_k}{t_{откл}}\right)} - \text{термический эквивалентный ток}$$

$$U_{терм.экв.} \leq U_{терм.доп}$$

$$U_{терм.экв.} \leq \frac{I_{терм.экв.}}{S}$$

$$f_{терм.доп} = \sqrt{\left(\frac{(A_{(\Theta_k)} - A_{(\Theta_n)})}{t_{откл}}\right)}$$

$$I_{терм} = \frac{(C_{терм} * S)}{\sqrt{(t_{откл} + T_a)}} \quad S_{терм} \geq I_{но} * \sqrt{(t_{откл} + T_a)}$$

$$I_{терм} < I_{но}$$

16. Термическое действие тока КЗ. Проверка аппарата на термическую стойкость тока КЗ.

При протекании тока КЗ температура аппарата резко возрастает и может существенно превысить значения наибольших допустимых температур.

Длительность процесса КЗ обычно мало, поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев аппарата. Т.к. КЗ много больше тока рабочего режима, нагрев аппарата может достичь опасных значений, что ведет к плавлению и обугливанию изоляции, деформации и плавлению токоведущих частей.

Проводник будет термически стоек при КЗ, если его сечение S удовлетворяет условию:

$$S \geq \frac{\sqrt{B_k}}{\sqrt{(A_{\text{кдоп}} - A_n)}}$$

$A_{\text{кдоп}}$ A_n - коэффициенты, зависящие от допустимой температуры $\Theta_{\text{кдоп}}$ и Θ_n

$\sqrt{(A_{\text{кдоп}} - A_n)} = C_{\text{тер}}$ - коэффициент, зависит от типа проводника

$B_k = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_k^2 * dt$ - интеграл Джоуля тока КЗ

$I_{\text{терм. эквив.}} = \sqrt{\left(\frac{B_k}{t_{\text{откл}}}\right)}$ - термический эквивалентный ток

$U_{\text{терм. экв.}} \leq U_{\text{терм. доп}}$

$U_{\text{терм. экв.}} \leq \frac{I_{\text{терм. экв.}}}{S}$

$f_{\text{терм. доп}} = \sqrt{\left(\frac{(A_{(\Theta_k)} - A_{(\Theta_n)})}{t_{\text{откл}}}\right)}$

Проверка выключателей на термическую стойкость.

Зависит от соотношения $T_{\text{терм}}$ (предельного допустимого времени воздействия нормированного тока термической стойкости) и и расчетного времени отключения выключателя $T_{\text{откл}}$

Если $t_{\text{откл}} \leq t_{\text{терм}}$ (наиболее частый случай), то

$I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{откл}} \geq B_k$ где $I_{\text{терм}}$ — номинальный ток, термической стойкости выключателя

Если $t_{\text{откл}} \geq t_{\text{терм}}$, то $I_{\text{терм}}^2 * t_{\text{терм}} \geq B_k$

Интеграл Джоуля:

Когда $t_{\text{откл}} \geq T_a$, то $B_k = I_{\text{но}}^2 * (t_{\text{откл}} + T_a)$

ПОЛНОСТЬЮ: $B_k = I_{\text{но}}^2 * t_{\text{откл}} + I_{\text{но}}^2 * T_a * (1 - e^{\frac{-2 * t_{\text{откл}}}{T_a}})$

18. Обеспечение термической стойкости кабелей. Выбор реактора.

Выбор мин. Сечения КЛ , для обеспечения термической стойкости:

$$S_{тер.мин} \geq I_{но} \times \sqrt{t_{откл} + T_a} \quad I_{терм} = \frac{S \times C}{\sqrt{t_{откл} + T_a}}$$

Условие прохождения проводника по термической стойкости $I_{терм} < I_{но}$

Выбор реактора.

$$\Delta U_{реакт} \leq 2 \% \text{ от } U_{ном} \quad U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.нб}$$

Сопротивление реактора

$$I_{*терм}(\delta) = \frac{I_{терм}}{I_{\delta}}$$

$$X_{*терм}(\delta) = \frac{E_{*c}(\delta)}{I_{*терм}(\delta)} = \frac{1}{I_{*терм}(\delta)}$$

$$X_{*c}(\delta) = \frac{E_{*c}(\delta)}{I_{*но}(\delta)} = \frac{1}{I_{*но}(\delta)}$$

$$X_{*p}(\delta) = X_{*терм}(\delta) - X_{*c}(\delta)$$

$$X_{p(\delta)} = X_{*p}(\delta) \times \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{*\delta}}, \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{реакт} = \frac{\sqrt{3} \times X_{p(\delta)} \times I_{раб.нб} \times \sin \varphi}{U_{ср.ном}} \times 100\% \leq 2$$

Проверка реакторов (расчётное место КЗ за реактором)

$$I_{но} = \frac{E_{c(экв)}}{\sqrt{3} \times (X_{c(экв)} + X_p)} \approx \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \times (X_{c(экв)} + X_p)}$$

$$X_{c(экв)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \times I_{но}} \quad X_{p(\delta)} = X_{p.н.} * \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2} \quad I_{ПО} = I_{ПО(\delta)} * I_{\delta II}, A$$

$I_{терм} < I_{но}$ - проверяем условие !

19. Электродинамическое действие тока КЗ. Проверка проводников и аппаратов.

При КЗ проводники и аппараты подвергаются воздействию значительных электродинамических сил, по отношению к которым они должны быть динамически стойкими.

Проверка на электродинамическую стойкость производится по предельным сквозным токам

$$I_{\text{пр.сквоз}} \geq I_{\text{по}}, \text{ где}$$

$$I_{\text{пр.сквоз}} -$$

начальное действующее значение периодической составляющей предельно сквозного тока

$$i_{\text{пр.сквоз}} \geq i_{\text{уд}}, \text{ где}$$

$i_{\text{пр.сквоз}}$ – наибольшее мгновенное значение предельно сквозного тока

$$i_{\text{пр.сквоз}} = \sqrt{2} \times K_{\text{уд}} \times I_{\text{пр.сквоз}}$$

20 Собственные нужды ГЭС, классификация, рабочие и резервные трансформаторы собственных нужд.

На гидроэлектростанциях электрическая энергия расходуется на управление гидро- и электрическим оборудованием, охлаждением генераторов и трансформаторов, обогрев гидротехнического оборудования в зимнее время, вентиляцию, освещение. Потребление СН на ГЭС составляет 1-2% для станций малой и средней мощности 0,2-0,5% для мощных станций. Для ГАЭС в турбинном режиме также, в насосном 2-3% и 0,3-1%. Максимум нагрузки на СН примерно 1,2 от нагрузки характеризующей расход энергии на СН. Основными источниками питания СН являются понижающие трансформаторы или реактированные линии, подключенные непосредственно к выводам генератора или к их распределительным устройствам. Для питания СН в аварийном режиме на электростанций первой или особой категории надежности может ставиться Газо- или дизель генератор. А так независимым источником питания на ГЭС служат аккумуляторные батареи. Основные требования к СН состоит в обеспечении надежности и экономичности работы оборудования СН. СН (наиболее простое решение) обычно питаются от шин генератора и энергосистемы. Недостатком такой схемы является зависимость частоты и напряжения собственных нужд от режима энерго системы. Другим решением может быть питание СН от генератора на валу главного агрегата или на валу вспомогательной турбины при этом способе СН не связано с энергосистемой, однако, это стоит лишнего денег, усложняют эксплуатацию и уменьшают надежность. Тем более пуск электродвигателей происходит лучше от энергосистемы нежели от источников ограниченных по мощности. Но при независимом источнике СН пофигу на КЗ (снижение частоты, и падения напряжения).

Собственные нужды ГЭС делятся на агрегатные и общестанционные.

Агрегатные- Обеспечивающие пуск остановку и нормальную работу гидроагрегатов и связанных с ними (при блочных схемах) повышающих силовых трансформаторов. К ним относятся : масляные насосы системы регулирования гидротурбины, компрессоры маслонапорных установок, насосы и вентиляторы охлаждения Силовых трансформаторов, масляные и водяные насосы системы смазки агрегата, насосы непосредственного водяного охлаждения гидрогенераторов, компрессоры торможения ГА, насосы откачки воды с крышки турбины, вспомогательные устройства, системы независимого ионного возбуждения генератора, возбудители в схемах самовозбуждения.

Блочные - Частный случай агрегатных когда одного трансформатора хватает на обеспечение мощностью СН всего блока.

Общестанционные – насосы техводоснабжения, дренажа откачки, откачки воды из спиральных камер и отсасывающих труб, пожарные, устройства заряда обогрева, освещения и вентиляции аккумуляторных батарей и остальных помещений, краны, подъемные механизмы затворов и СУС, компрессоры ОРУ. Так же на нагрузку влияют климатические условия, при суровом климате огромная энергия теряется на обогрев все что угодно.

Также есть разделение по местоположению, Здание ГЭС, Плотина, ОРУ (ЗРУ).

И по источнику питания, От генератора, от шин РУВН<35кВ, от третичной обмотки автотрансформатора связи, от генератора местной сети (устанавливается специально для СН).

Рабочие трансформаторы делятся на

ГТСН – главный трансформатор собственных нужд

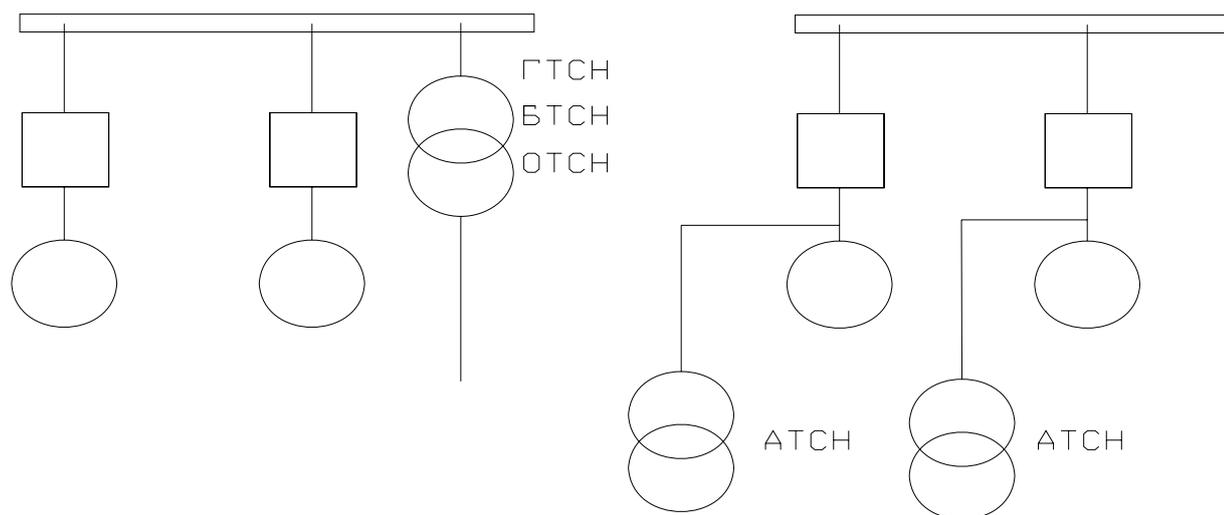
АТСН – агрегатный трансформатор собственных нужд

БТСН – блочный трансформатор собственных нужд

ОТСН – общестанционный трансформатор собственных нужд

Р-ТСН- резервный трансформатор собственных нужд (работает в редких случаях, типа ремонта и послеаварийного режима).

Пример подключения тр-ров (могут быть и другие, смотри в зависимости от источника питания)



21 Собственные нужды ГЭС: Блочные, агрегатные, и общестанционные. Схемы построения.

На гидроэлектростанциях электрическая энергия расходуется на управление гидро- и электрическим оборудованием, охлаждением генераторов и трансформаторов, обогрев гидротехнического оборудования в зимнее время, вентиляцию, освещение. Потребление СН на ГЭС составляет 1-2% для станций малой и средней мощности 0,2-0,5% для мощных станций. Для ГАЭС в турбинном режиме также, в насосном 2-3% и 0,3-1%. Максимум нагрузки на СН примерно 1,2 от нагрузки характеризующей расход энергии на СН. Основными источниками питания СН являются понижающие трансформаторы или реактированные линии, подключенные непосредственно к выводам генератора или к их распределительным устройствам. Для питания СН в аварийном режиме на электростанций первой или особой категории надежности может ставиться Газо- или дизель генератор. А так независимым источником питания на ГЭС служат аккумуляторные батареи. Основные требования к СН состоит в обеспечении надежности и экономичности работы оборудования СН. СН (наиболее простое решение) обычно питаются от шин генератора и энергосистемы. Недостатком такой схемы является зависимость частоты и напряжения собственных нужд от режима энерго системы. Другим решением может быть питание СН от генератора на валу главного агрегата или на валу вспомогательной турбины при этом способе СН не связано с энергосистемой, однако, это стоит лишнего денег, усложняют эксплуатацию и уменьшают надежность. Тем более пуск электродвигателей происходит лучше от энергосистемы нежели от источников ограниченных по мощности. Но при независимом источнике СН пофигу на КЗ (снижение частоты, и падения напряжения).

Собственные нужды ГЭС делятся на агрегатные и общестанционные.

Агрегатные- Обеспечивающие пуск остановку и нормальную работу гидроагрегатов и связанных с ними (при блочных схемах) повышающих силовых трансформаторов. К ним относятся : масляные насосы системы регулирования гидротурбины, компрессоры маслонапорных установок, насосы и вентиляторы охлаждения Силовых трансформаторов, масляные и водяные насосы системы смазки агрегата, насосы непосредственного водяного охлаждения гидрогенераторов, компрессоры торможения ГА, насосы откачки воды с крышки турбины, вспомогательные устройства, системы независимого ионного возбуждения генератора, возбудители в схемах самовозбуждения.

Блочные - Частный случай агрегатных когда одного трансформатора хватает на обеспечение мощностью СН всего блока.

Общестанционные – насосы техводоснабжения, дренажа откачки, откачки воды из спиральных камер и отсасывающих труб, пожарные, устройства заряда обогрева, освещения и вентиляции аккумуляторных батарей и остальных помещений, краны, подъемные механизмы затворов и СУС, компрессоры ОРУ. Так же на нагрузку влияют климатические условия, при суровом климате огромная энергия теряется на обогрев все что угодно.

Схемы построения: должны быть Надежными, Простыми, Автоматичными (чем меньше человек туда лезит тем лучше), Легка в эксплуатации, Экономична.

Есть объединенное и раздельное питание общестанционных и агрегатных нагрузок.

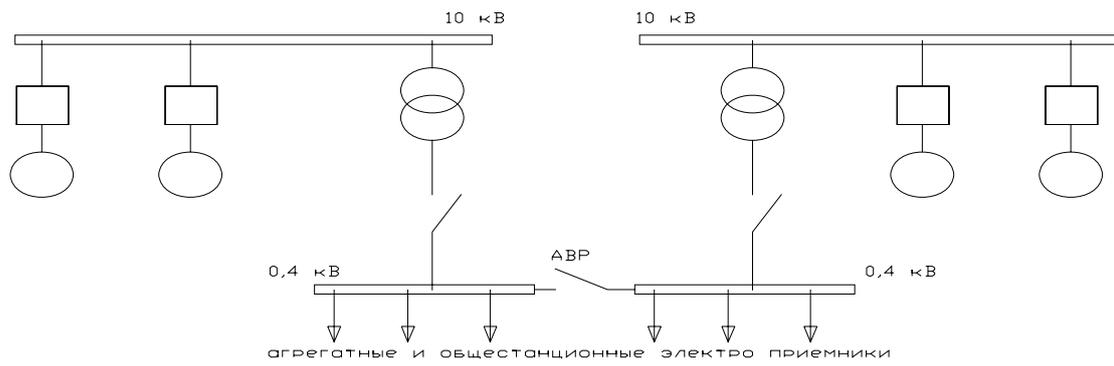


Схема собственных нужд ГЭС малой мощности с объединенным питанием блочных и общестанционных СН
 Схема с отдельным снабжением блочных и общестанционных СН

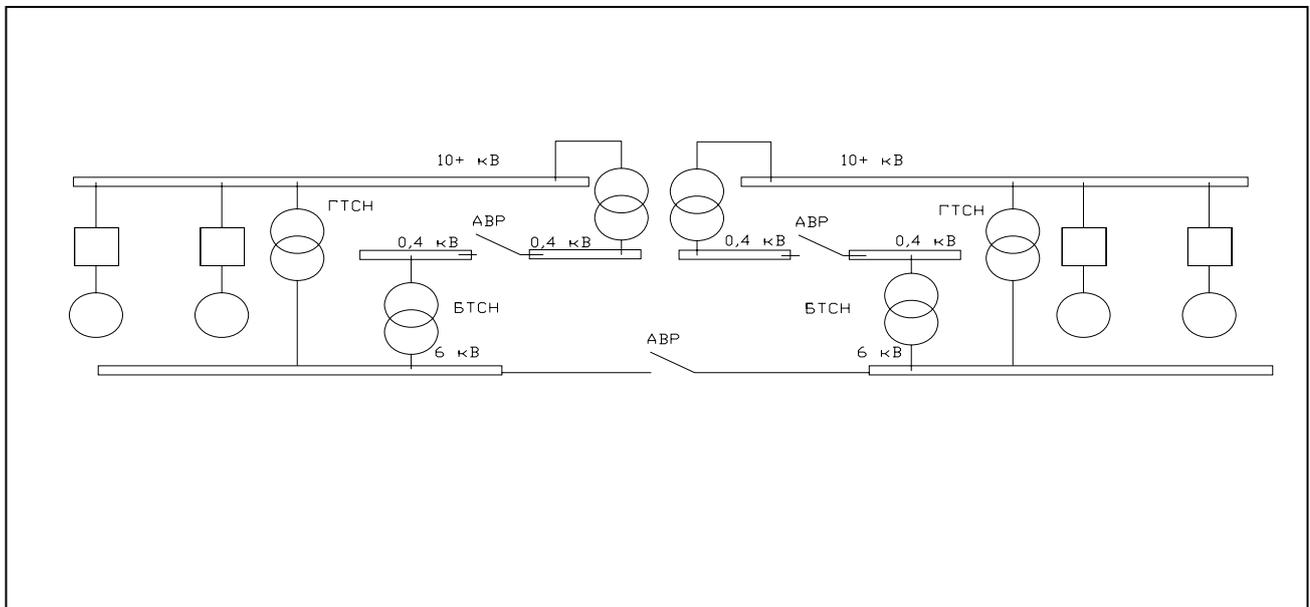
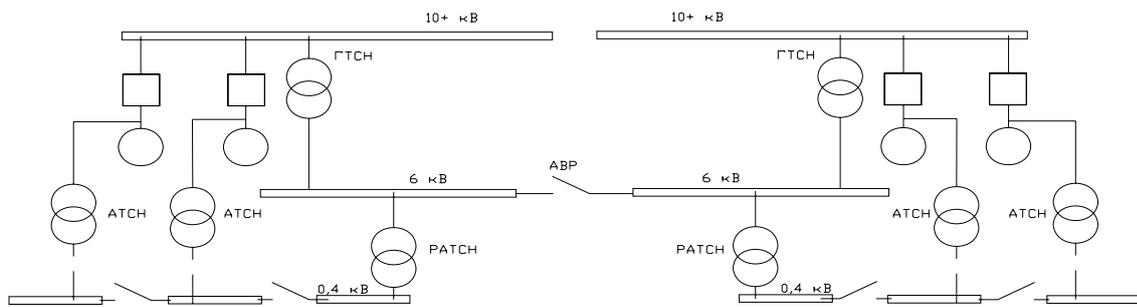


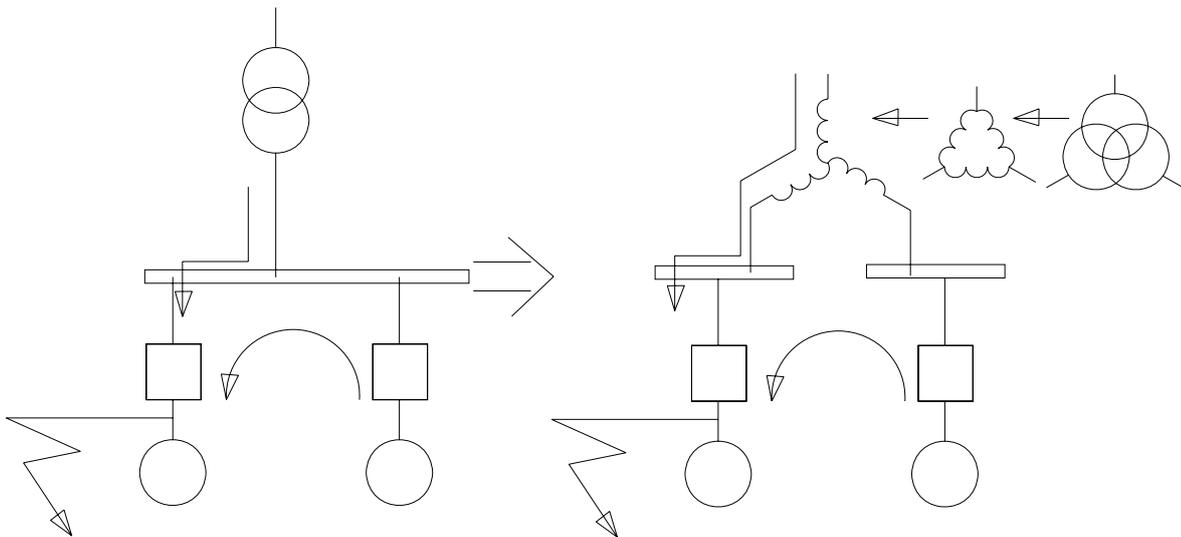
Схема с раздельным снабжением агрегатных и общестанционных СН.



22. Методы и средства ограничения уровня токов КЗ.

В мощных установках и питаемых ими электросетях токи КЗ могут достигать столь больших величин, что выбор оборудования, кабелей и т.д. будет происходить по условиям аварийного режима, а не нормальных условий. Что приводит к значительному увеличению затрат. В некоторых случаях токи КЗ настолько велики, что делают невозможным выбор оборудования вообще. Поэтому в мощных установках применяют искусственные меры ограничения токов КЗ. Ограничение токов КЗ достигается **увеличением сопротивления цепи короткого замыкания путем осуществления раздельной работы питающих агрегатов** или линий электросети или **включением в цепь специальных дополнительных сопротивлений**.

1 достигается путем отключения секционного выключателя на низкой стороне. Что увеличивает «путь» тока КЗ. Или использования трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения.



2 Установка реактора.

Реактор – катушка индуктивности, без стального сердечника (для того что бы его L не зависила от тока протекающего обмотке статора), имеющий малое активное и существенное реактивное сопротивление. Бывает одинарный и сдвоенный. Выбирается по напряжению, допустимому току, и требуемому сопротивлению. Реактор уменьшает ток короткого замыкания только за ним. Сама катушка размещается на каркасе из изолирующего материала. Сдвоенные реакторы применяют в цепях отходящих кабельных линий и понижающих трансформаторов. В первом случае сдвоенный реактор используется сразу для питания 2-х линий что уменьшает число реакторов, В случае с трансформатором просто на «групповой реактор» (от сдвоенного почти не отличается) сажается одна группа.

3 ЕЩЕ же методы и средства ограничения

Методы

Различные схемные решения (отказ от связи РУВН и РУСН, деление РУВН на независимые части)

Оптимизация режимов заземления нейтрали

Изменение схем соединения обмоток трансформаторов

Использование токоограничивающих устройств

Средства

Линейные реакторы (линейная характеристика сопротивления)

Магнитоуправляемые реакторы (подмагничивание постоянным током)

Сверхбыстродействующие выключатели

Резонансные быстродействующие устройства.

23) Схемы распределительных устройств.

Распределительное устройство предназначено для приема и перераспределения мощности с целью передачи в энергосистему.

РУ бывают:

- Открытые (ОРУ)
- Закрытые (ЗРУ, КРУ)

РУ определяются типом, мощностью напряжением и технологическим режимом электроустановок и выполняются по схемам, группируемым по виду подключения присоединений.

РУ состоит из:

- Сборной шины
- Коммутационных аппаратов
- Измерительного трансформатора тока и напряжения

Группы электрических схем присоединений:

1) Радиальная схема. Коммутация происходит одним выключателем (1 простая, 1 простая секционированная и 1 простая и 1 секционированная с обходной системой шин) 2 системы сборных шин с обходной

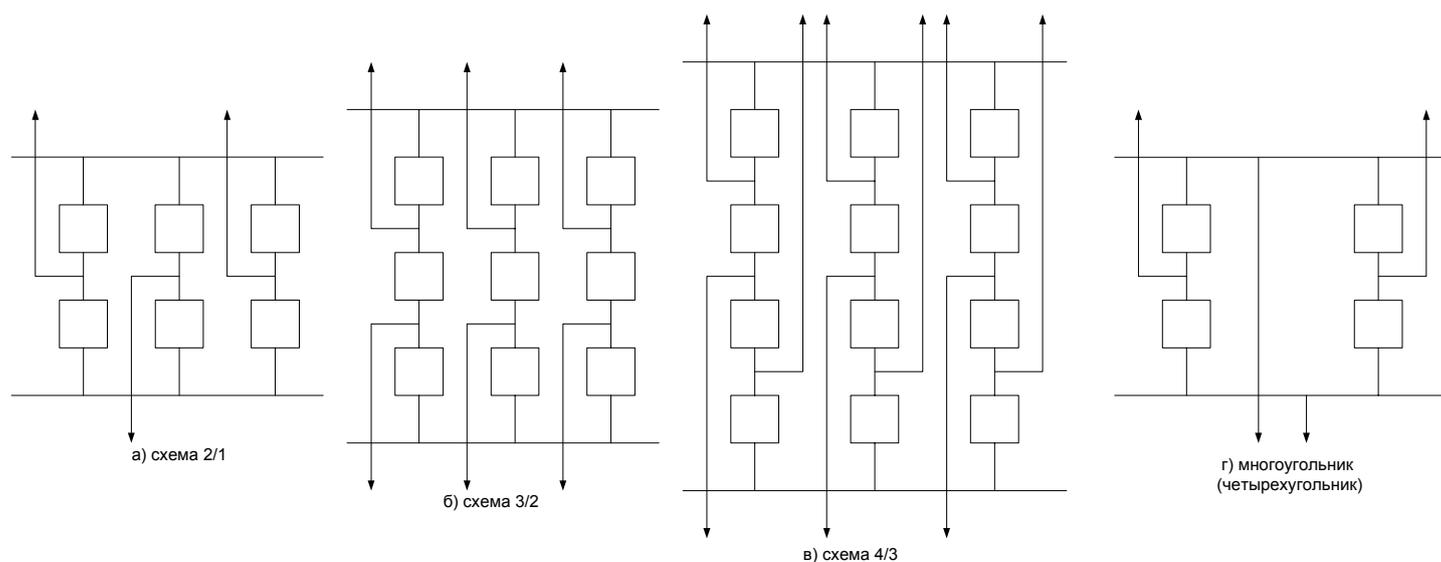
2) Кольцевые схемы. Коммутация происходит не менее чем двумя выключателями. Разделяется на 2 подгруппы: а) схема 3/2, 4/3, а также многоугольники коммутация 3-мя и более выключателями.

Упрощенные схемы РУ:

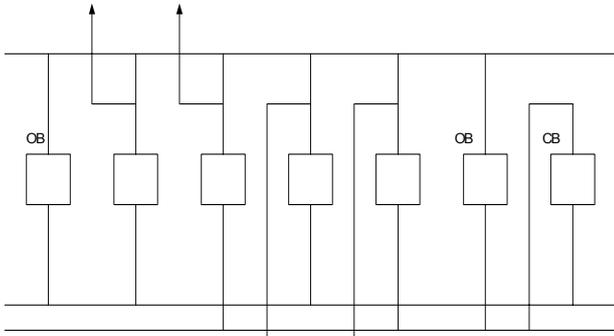
1. Блочная
2. Мостики
3. Схема “заход - выход”

Типовая сетка коммутаций:

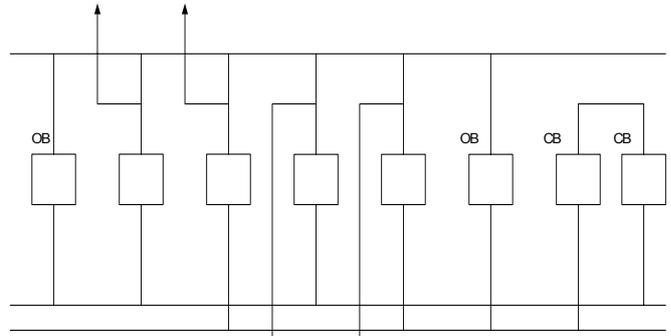
Схемы коммутации второй группы



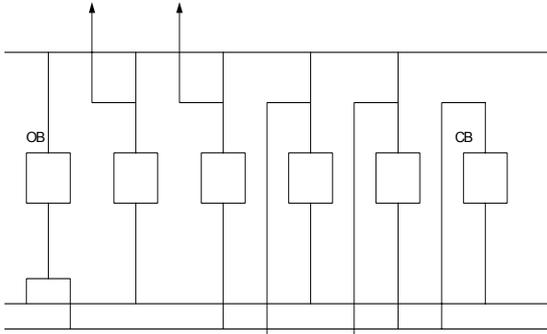
Схемы коммутаций первой группы с обходной системой шин:



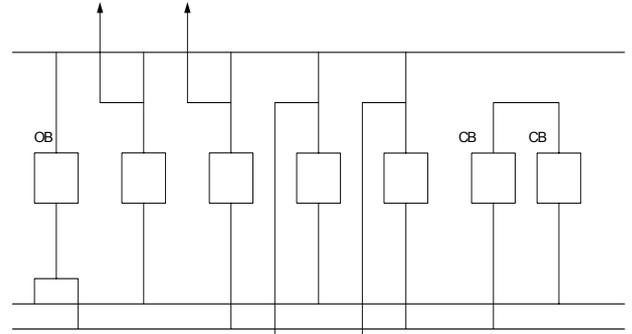
а) с одной секционированной системой сборных шин с отдельными обходными выключателями на каждой секции



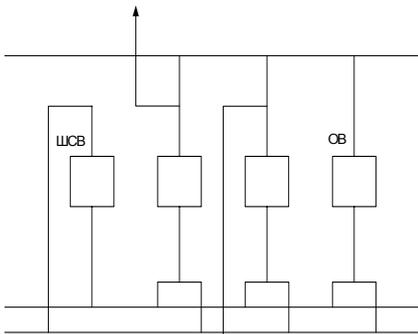
б) то же, но с системой сборных шин, секционированной двумя последовательно включенными выключателями



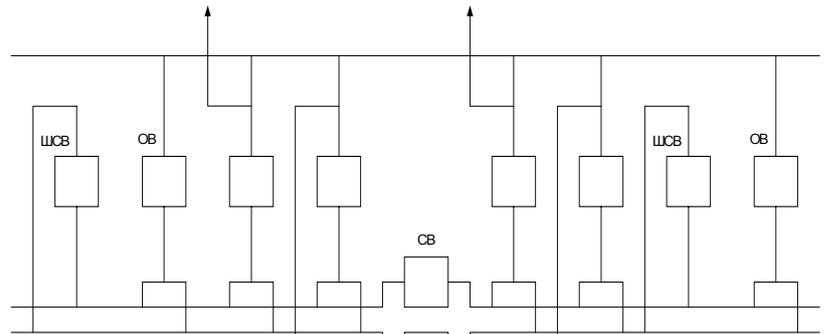
в) с одной секционированной системой сборных шин с одним обходным выключателем



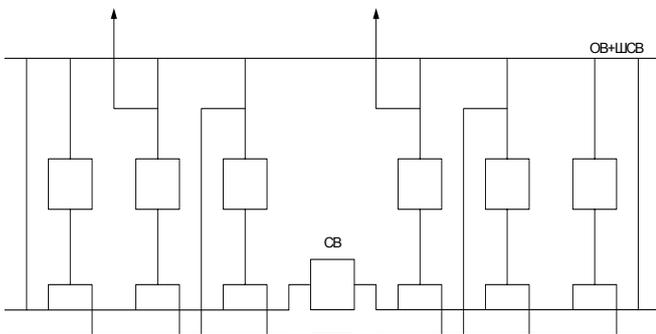
г) то же, но с системой сборных шин, секционированной двумя последовательно включенными выключателями



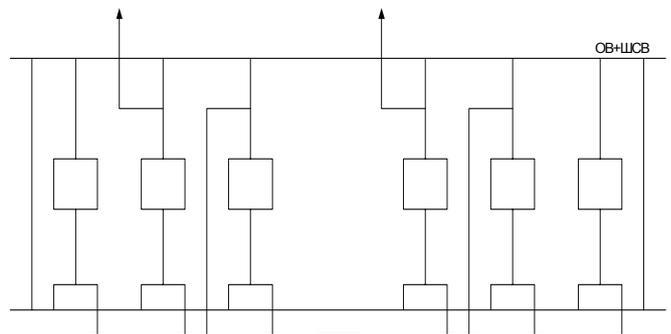
д) с двумя системами сборных шин



е) то же, но с секционированием обеих систем сборных шин, с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями



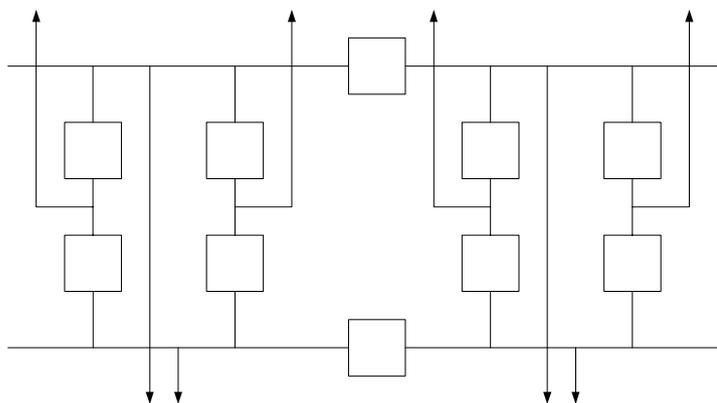
ж) то же, но с совмещением функций обходного и шиносоединительного выключателей



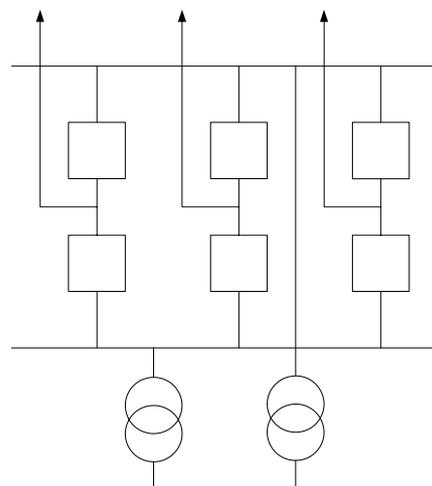
з) то же, но с секционированием одной системы сборных шин

OB - обходной выключатель; СВ - секционный выключатель; ШСВ - шиносоединительный выключатель

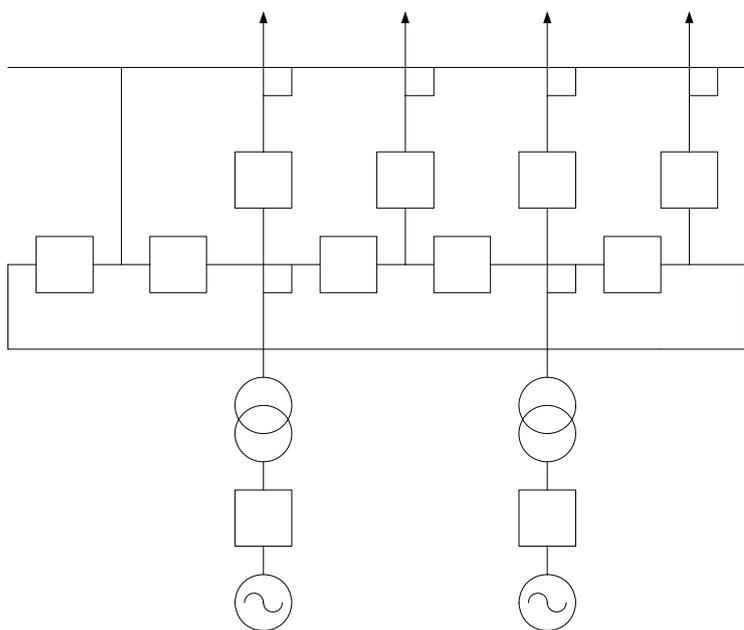
Схемы коммутации третьей группы:



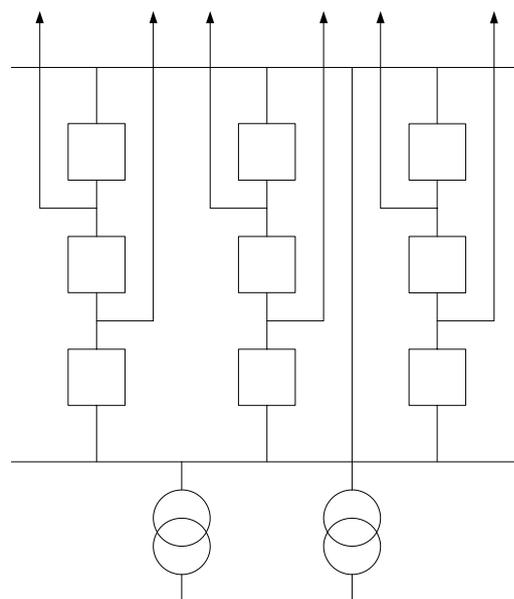
а) связанные многоугольники



б) трансформаторы - шины

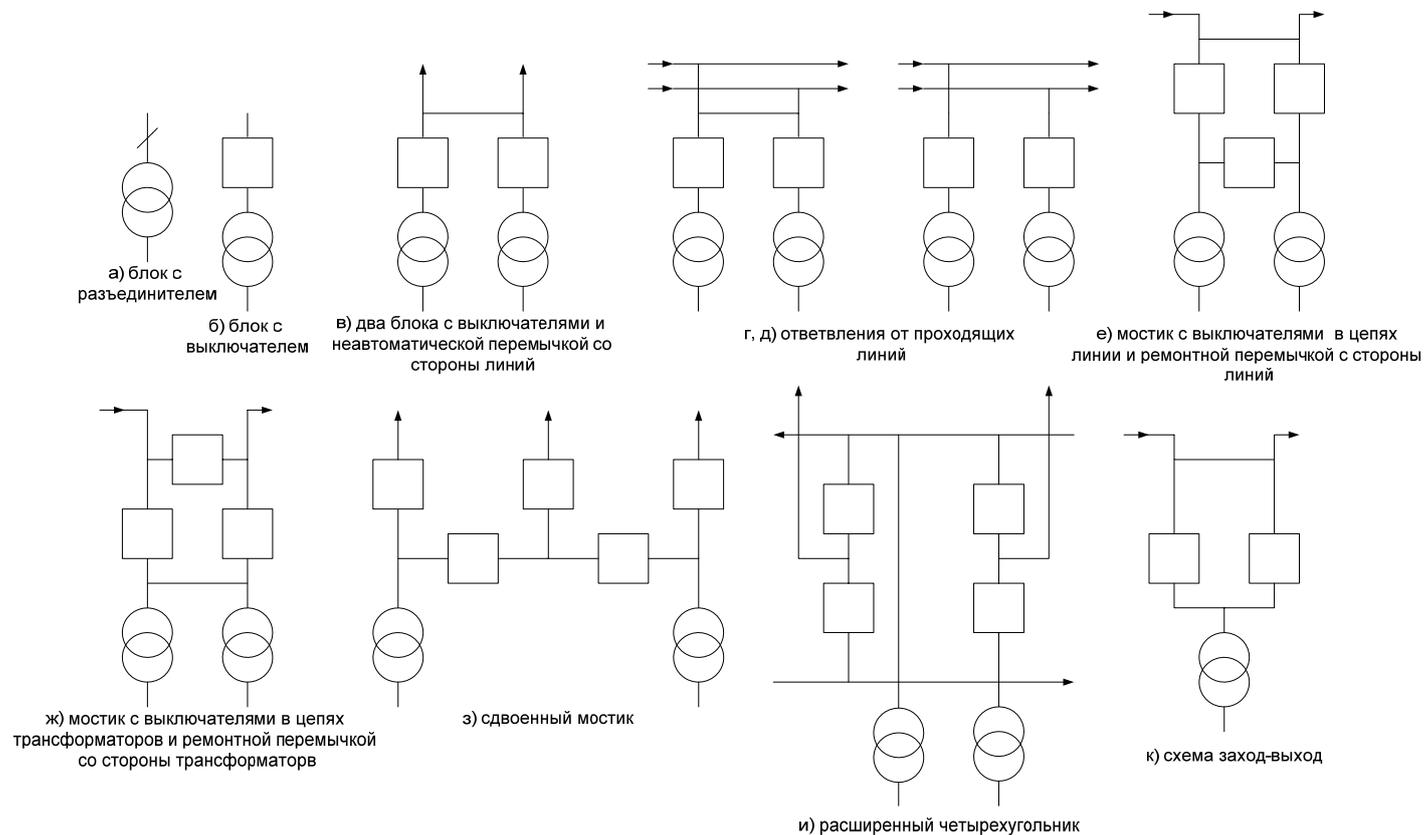


б) генератор – трансформатор – линия с уравнительно-обходным многоугольником



г) трансформатор – шины с полуторным присоединением линий

Схемы коммутации четвертой группы:



Типовая сетка применения

Схема	Класс напряжения, кВ				
	110	220	330	500	750
1. Блочная	+	+	+	+	+
2. Мостики	+	+	-	-	-
3. 1 секционированная с обходной	+	+	-	-	-
4. 2 системы шин с обходной	+	+	-	-	-
5. 3/2, 4/3	-	-	-	-	-
6. многоугольники	+	+	+	+	+
7. трансформатор – шина	-	-	+	+	+
8. трансформатор шина по схеме подключения 3/2, 4/3	-	-	+	+	+

Независимая система возбуждения. Энергия требуемая для возбуждения синхронной машины получается с от генератора трехфазного переменного тока находящегося на валу главного синхронного генератора. Выпрямление тока осуществляется тиристорами. При регулировании возбуждения используются одновременно возможности управление тиристорным выпрямителем, и изменение напряжения возбудителя.

Бесщеточная система возбуждения с установленными на валу машины полупроводниковыми выпрямителями, в которой отсутствуют скользящие контакты (отличается тем что обмотка переменного тока возбудителя размещена на роторе, а выпрямитель получающий энергию от этой обмотки размещен на валу).

25 Устройство автоматического гашения электромагнитного поля гидрогенераторов (АГП).

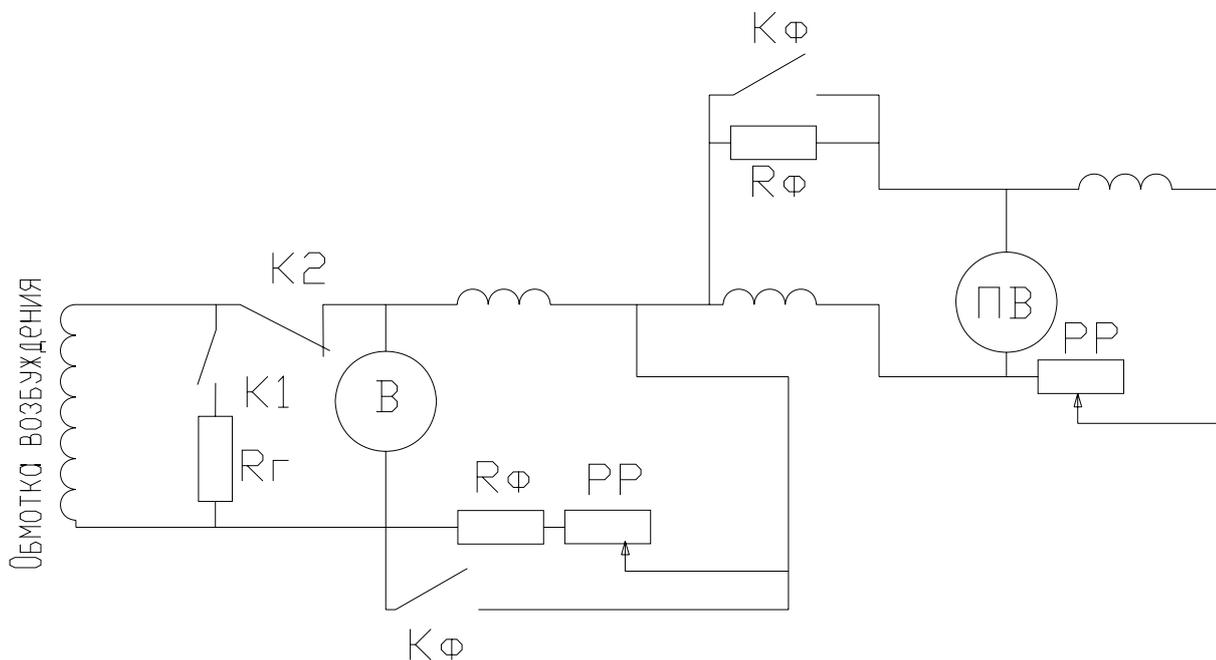
В схеме возбуждения предусматривается специальное устройство, с помощью которого можно в аварийной ситуации с достаточной быстротой уменьшить ток возбуждения до 0. Гашение поля осуществляется как при нормальной эксплуатации так и в аварийной ситуации с помощью автомата гашения поля (АГП) объединяющего контакторы К1 и К2, и гасительного сопротивления $R_{г}$. При «мгновенном» гашении поля разрывом контактора К1 появляется электрическая дуга несущая в себе всю энергию запасенную в обмотке возбуждения (магнитное поле). В крупных машинах К1 был бы моментально разрушен.

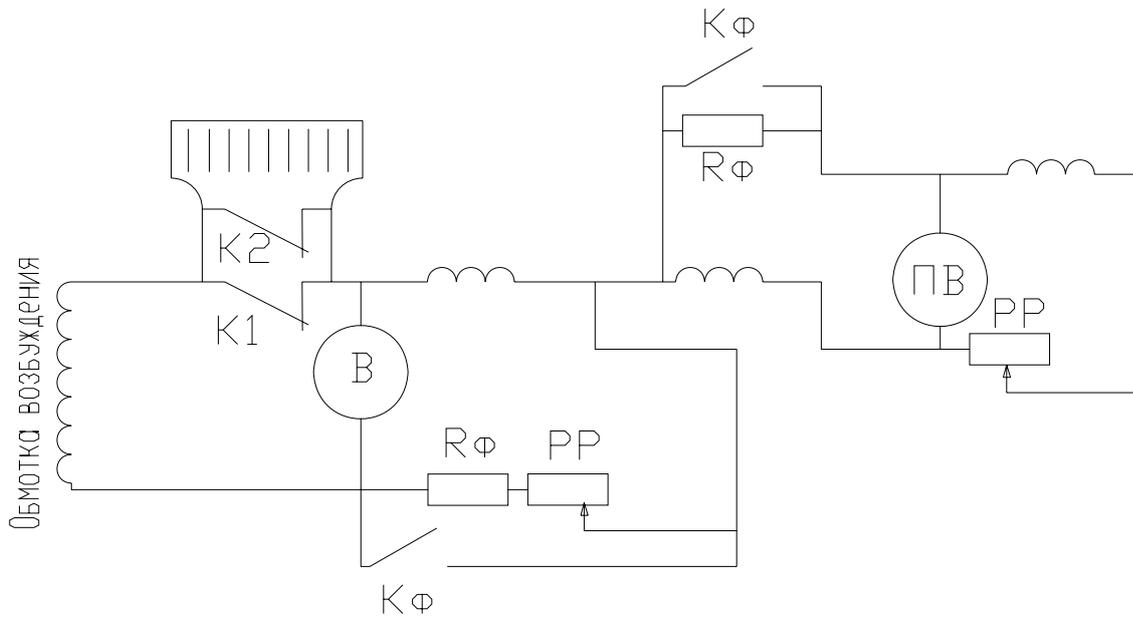
Гашение поля спомощью постоянного «гасительного» сопротивления.

Для правильного гашения поля в начале включается контактор К2 который замыкает обмотку возбуждения на сопротивление равное 5 кратному сопротивлению обмотки возбуждения. Затем размыкается контактор К1 и возбудитель отключается от обмотки возбуждения. После этого ток возбуждения затухает. Сопротивление гашения подбирается так что бы поле гасилось достаточно быстро, но без появления напряжений не допустимых по условию прочности изоляции.

Гашение поля с помощью дугогасительной решетки воздушного автомата

Либо если не использовать сопротивление гашения применяется вторая схема. В ней просто размыкается цепь обмотки возбуждения. Но для уменьшения негативного влияния дуги на контакты, используют решетку из медных пластин. При размыкании контактов дуга затягивается в решетку, и разбивается на множество маленьких дуг, которые уже вытягиваются между пластинами и гаснут.





В-возбудитель (генератор постоянного тока с параллельным независимым возбуждением)

ПВ- подвозбудитель питающий независимую обмотку возбуждения главного возбудителя

РР- регулировочные реостаты

К_ф -контакты для форсировки возбуждения

R_ф - резисторы заворачиваемые при форсировке

К1 К2 - контакторы автомата гашения поля

Гашение поля путем противовключения возбудителя

Магнитное поле синхронных машин можно так же гасить путем изменения полярности напряжения подводимого к обмотке возбуждения от возбудителя.

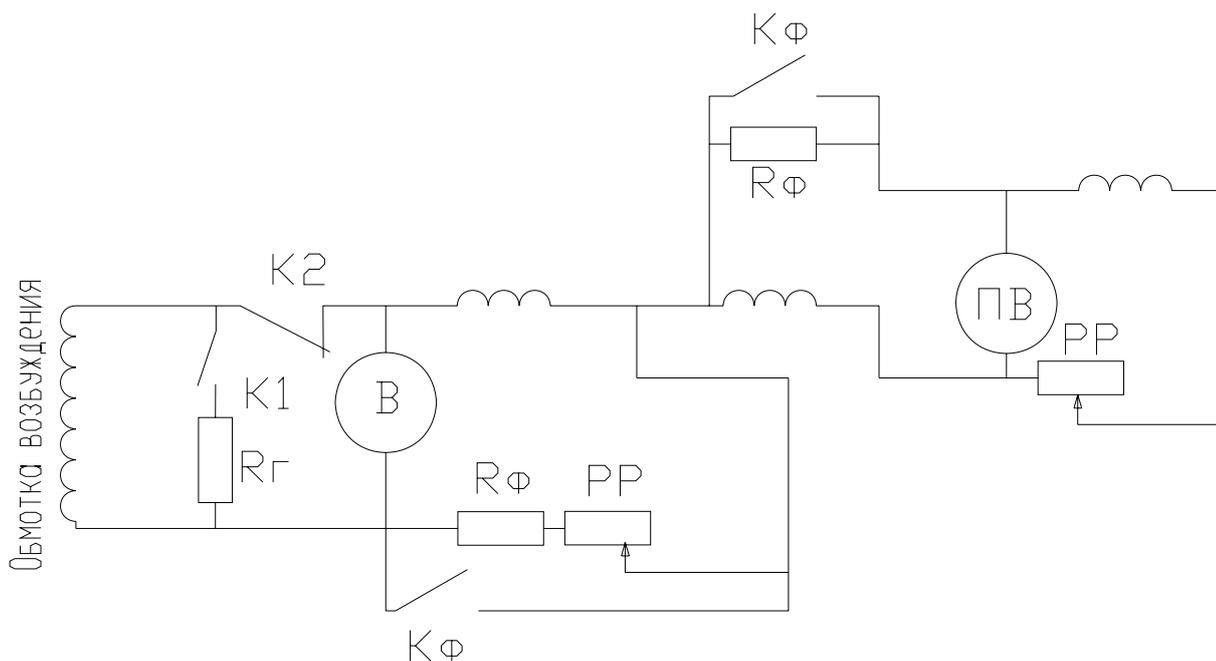
Этот метод применяют при ионном возбуждении генераторов, При гашении ртутные выпрямители с помощью сеточного управления мгновенно переводятся в инверторный режим, таким образом к обмотке возбуждения прикладывается напряжение обратной полярности, под действием которого ток возбуждения быстро спадает до нуля.

26 Устройство автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Ток возбуждения в крупных синхронных машинах может достигать несколько сот, а также тысяч ампер. Поэтому экономически не целесообразно регулировать его с помощью реостата, включенного в контур обмотки возбуждения. Потери в реостате заметно бы понижали КПД синхронной машины. Поэтому управление током возбуждения осуществляется исключительно за счет изменения напряжения возбудителя, пропорционально которому изменяется и ток.

В зависимости от режима в котором работает синхронная машина должны устойчиво поддерживаться различные токи возбуждения и соответственно напряжения возбудителя. А вот для регулирования напряжения возбудителя и подвозбудителя используются реостаты РР, причем за счет введения в схему подвозбудителя диапазон регулирования значительно расширяется. В менее мощных синхронных машинах, а также при расширении пределов регулирования напряжения возбудителя путем введения в его цепь нелинейных элементов подвозбудитель может отсутствовать. Устройства АРВ выполняют две основные функции: поддерживают напряжение на генераторе на заданном уровне и обеспечивают быстрое повышение (форсировку) возбуждения генератора при КЗ.

Релейная форсировка возбуждения. Устройство состоит из реле минимального напряжения, подключенного к зажимам генератора через трансформатор напряжения и контактора Кф. В нормальном режиме контакты реле разомкнуты. При коротких замыканиях, сопровождающихся снижением напряжения до уровня срабатывания реле или ниже, последнее замыкает цепь электромагнита контактора Кф и он закорачивает Rф, ток возбуждения увеличивается до максимального значения.



В-возбудитель (генератор постоянного тока с параллельным независимым возбуждением)

ПВ- подвозбудитель питающий независимую обмотку возбуждения главного возбудителя

РР- регулировочные реостаты

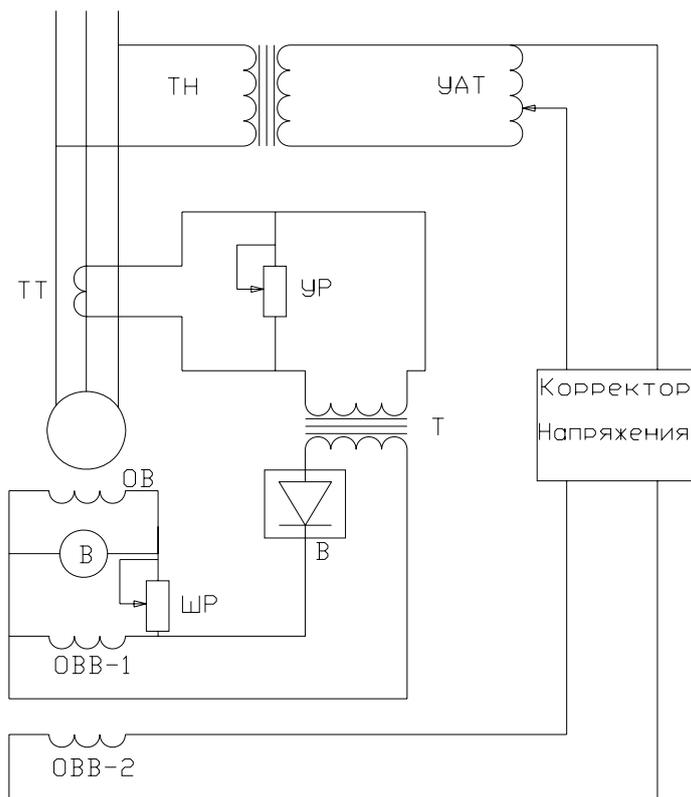
К_ф -контакты для форсировки возбуждения

R_ф - резисторы закорачиваемые при форсировке

K1 K2 - контакторы автомата гашения поля

Компаундирование

Принцип действия основан на подпитке обмотки возбуждения возбудителя, добавочным током пропорциональным току статора генератора. Источником питания является ТТ обмотка которого замкнута на установочный реостат. С реостата снимается напряжение Т (разделительный трансформатор) далее поступает на выпрямитель и подается к обмотке возбуждения. ШР устанавливают в положение соответствующее ХХ машины (зачем не знаю). Для стабильности напряжения генератора при колебаниях величины нагрузки используют корректор (как происходит питание смотри по схеме) УАТ- установочный автотрансформатор (используется при настройке корректора для изменения подводного напряжения.) Этот ток поступает в добавочную обмотку ОВВ - 2, создавая (убирая) нужное дополнительное возбуждение Генератора.



27. Установки постоянного тока с аккумуляторными батареями.

Оперативный ток служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратуры дистанционного управления, аварийная и предупреждающая сигнализация, привода выключателей, аварийное освещение и тд. Может использоваться для начального возбуждения синхронных генераторов. Системы оперативного постоянного тока (ОПТ) является одной из важных и ответственных систем на подстанциях. От ее бесперебойного функционирования зависит работа основного оборудования. В состав системы ОПТ входят стационарные аккумуляторные батареи, зарядно-выпрямительные устройства и устройства распределения – щиты постоянного тока, оснащенные непрерывным мониторингом параметров.

На крупных подстанциях и мощных электрических станциях устанавливаются батареи на напряжение 110-220 В, на небольших подстанциях-24-48 В. На станциях до 50 МВт устанавливается одна батарея 220 В, а на станциях большей мощности 2 таких батареи, причем одна батарея рассчитывается на полную нагрузку оперативных цепей и 60% мощности аварийного освещения, а вторая на 100% мощности аварийного освещения и на нагрузку одного масляного насоса турбины. При этом каждая из батарей должна обеспечивать и толчковую нагрузку при включении приводов выключателей. На блочных станциях большой мощности для каждого одного – двух блоков устанавливают одну батарею, как правило, на напряжение 220 В. На крупных узловых подстанциях с напряжением 220 кВ и выше устанавливается 2 батареи напряжением 220 В на подстанциях 35-110кВ одна напряжением 110-220В.

Существует несколько схем включения АБ.

Заряд- разряд - всю нагрузку длительно питает только батарея, а зарядное устройство подключается только на период заряда разряженной батареи, причем мощность зарядного устройства должна быть достаточной для заряда батареи и питания всей основной нагрузки.

Схема в данный момент не используется так как ЗУ не оправдано большой мощности, а частый заряд разряд ухудшает характеристики батареи.

Постоянный заряд –Подзарядный агрегат работает непрерывно, неся постоянную нагрузку, подключенную к шинам, и подзаряжая батареи небольшим током. Батареи принимают на себя только толчковую нагрузку.

Системы ОПТ предполагает:

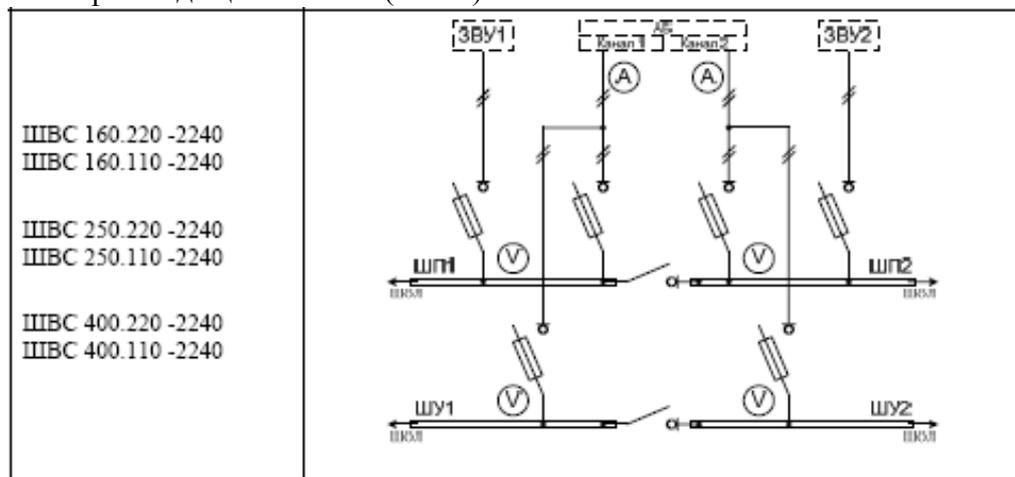
- секционирование шин;
- обеспечение селективности и резервируемости защитных аппаратов;
- закрытое исполнение коммутационных элементов;
- наличие ремонтных рубильников между шкафами;
- двухступенчатый и трехступенчатый уровень селективной защиты;
- автоматический пофидерный контроль изоляции цепей ОПТ.

СОСТАВ ЩПТ

В зависимости от требуемых электрических и эксплуатационных характеристик ЩПТ состоит из следующих типов шкафов:

- Шкаф ввода и секционирования (ШВС)

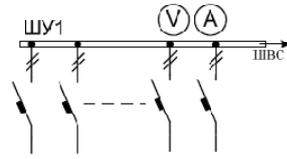
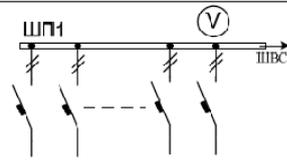
- Шкаф отходящих линий (ШОЛ)



ШОЛ 160.220 – А2Л
ШОЛ 160.110 – А2Л

ШОЛ 250.220 – А2Л
ШОЛ 250.110 – А2Л

ШОЛ 400.220 – А2Л
ШОЛ 400.110 – А2Л



28. Нормальные режимы работы синхронных генераторов.

Нормальными режимами работы генератора являются такие, при которых он работает с номинальными параметрами, указанными на заводском щитке и паспорте, или с допустимыми отклонениями от них, но в пределах, допустимых по ГОСТ либо ТУ. К основным параметрам генератора относятся: полная мощность, напряжение и ток статора, ток ротора, коэффициент мощности, частота, температура и давление охлаждающей среды. В нормальных условиях для обеспечения длительной бесперебойной работы генератора эти параметры должны строго выдерживаться. Если температура охлаждающей среды или давления газа отличаются от номинального значения в сторону ухудшения охлаждения, то должны быть снижены длительно допустимые токи статора и ротора. Длительная перегрузка сверх этих токов не разрешается. Однако при улучшении охлаждения (температура охлаждающего газа на входе меньше номинальной) длительно допустимые токи и полная мощность генератора может быть повышена. В аварийных условиях допускается кратковременные перегрузки сверх токов, установленных при данной температуре. При отклонении коэффициента мощности от номинального нагрузку генератора S устанавливают по нагреву обмоток статора и ротора их токи не должны превосходить номинальных значений. При уменьшении коэффициента мощности увеличивается размагничивающее действие тока статора на магнитное поле обмотки возбуждения и для поддержания низменного напряжения на зажимах генератора следует увеличивать ток ротора. Так как ток ротора не может превышать номинальной величины, то полная мощность генератора должна быть снижена. В случае с увеличенным коэффициентом мощности генератор можно догрузить до номинальной полной мощности. При условии что привод генератора (турбина) может выдать нужное для этого количество активной мощности. При изменении напряжения генератора в квадратичной зависимости изменяются потери в стали статора. Для продолжения нормальной работы (по нагреву) потери в меди и соответственно токи статора должны быть уменьшены. Согласно ПТЭ все генераторы и синхронные компенсаторы при отклонении напряжения в пределах 5% должны выдавать номинальную мощность при номинальном коэффициенте мощности. Что означает, что при увеличении напряжения до $1,05U_{ном}$ ток статора должен быть снижен до $0,95I_{ном}$ и наоборот. Разрешается работа генераторов свыше $1,05U_{ном}$, но не менее $1,1U_{ном}$ так как при таком напряжении наблюдается заметное вытеснение магнитного потока из активной стали в корпус статора. Последний обладает малым магнитным сопротивлением, и поэтому в нем наводятся большие вихревые токи, вызывающие заметный дополнительный нагрев. В эксплуатации допускается отклонение частоты не более 0,5 Гц. Эти колебания столь малы, что на нагрузках генератора не сказываются.

Специальные режимы работы Генератора. Обуславливаются нарушениями целостности электрических цепей ротора и статора, особыми видами нагрузки или специальными требованиями энергосистемы.

Асинхронный режим - при котором нарушается синхронность вращения ротора относительно магнитного потока статора. Возникает при потере возбуждения генератором, в следствие механического повреждения цепей возбуждения, ошибочным срабатыванием АПП или повреждением возбудителя. При потере возбуждения магнитный поток возбуждения а следовательно и синхронная ЭДС машины спадают, что сопровождается уменьшением активной нагрузки и тормозящего электромагнитного момента генератора. На валу генератора появляется избыточный момент и ротор начинает ускоряться. Магнитный поток статора, пересекая ротор наводит в его контурах токи частоты скольжения. Это обуславливает появление асинхронного тормозящего момента на валу а следовательно и появления асинхронной активной мощности. В асинхронном режиме генератор потребляет реактивную мощность из сети для намагничивания.

Если в системе имеется дефицит реактивной мощности, то то напряжение генератора в асинхронном режиме неизбежно понизится. Для гидрогенераторов Асинхронный режим недопустим, так как при потере возбуждения (без успокоительных обмоток) они сильно увеличивают скорость, и полностью сбрасывают нагрузку. (с успокоительными обмотками) Установившийся режим наступает только при скольжении 3-5%, что грозит перегревом ротора из-за повышенных потерь. Кроме того гидрогенераторы потребляют из сети большой реактивный ток что приводит к опасному перегреву статора и в ряде случаев вызывает заметное повышение напряжения на его зажимах.

Несимметричный режим . При этих режимах появляются токи обратной последовательности с двойной частотой и появляются дополнительные потери. От взаимодействия этих токов с магнитным потоком обратной последовательности возникают знакопеременные составляющие момента, что приводит к вибрации машины. Для гидрогенератора можно допускать несимметрию до 20% номинального тока статора.