

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

При анализе потерь электроэнергии принято различать следующие виды потерь:

отчетная величина потерь электроэнергии в энергосистеме - определяется как разность между количеством электроэнергии, отпущенной в сеть собственными электростанциями, электростанциями других ведомств и соседними энергоуправлениями, и реализованной электроэнергией, вычисленной по сумме оплаченных счетов от потребителей;

расчетная или *техническая величина потерь* — определяется по известным параметрам режимов работы и параметрам элементов сети, она обусловлена расходом электроэнергии на нагрев проводников и создание электромагнитных полей;

коммерческие потери - определяются как разность между отчетными и техническими потерями, они обусловлены несовершенством системы учета, неодновременностью и неточностью снятия показаний счетчиков, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты электропотребления, наличием безучетных потребителей, хищениями и т. д.

Структура расхода ЭЭ на её передачу

Технологический расход ЭЭ на её передачу

Собственные нужды ПС

Технические потери ЭЭ

В ЛЭП

В трансформаторах

В КУ

Холостого
хода

Нагрузочные

Технологический расход электроэнергии на ее передачу

Величина потерь электроэнергии в каком-либо элементе сети существенно зависит от характера нагрузки и ее изменения в течение рассматриваемого периода времени. В линии, работающей с постоянной нагрузкой и имеющей потери активной мощности ΔP , потери электроэнергии за время t составят:

$$\Delta W = \Delta P t$$

Если же нагрузка в течение года изменяется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. Все методы в зависимости от используемой математической модели можно разделить на две большие группы — детерминированные и вероятностно-статистические. Следует отметить, что перечисленные методы имеют множество модификаций и программных реализаций. Рассмотрим сначала детерминированные методы.

Наиболее точный метод расчета потерь электроэнергии ΔW — это определение их по графику нагрузок ветви, причем расчет потерь мощности производится для каждой ступени графика. Этот метод иногда называют методом графического интегрирования

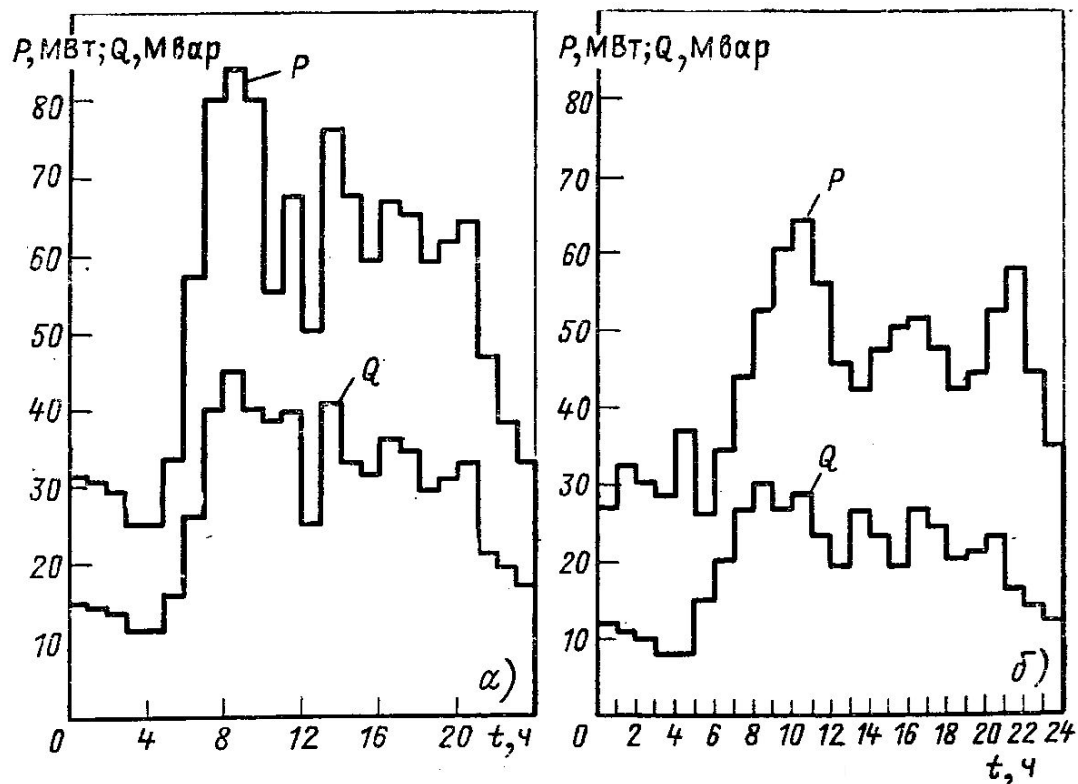
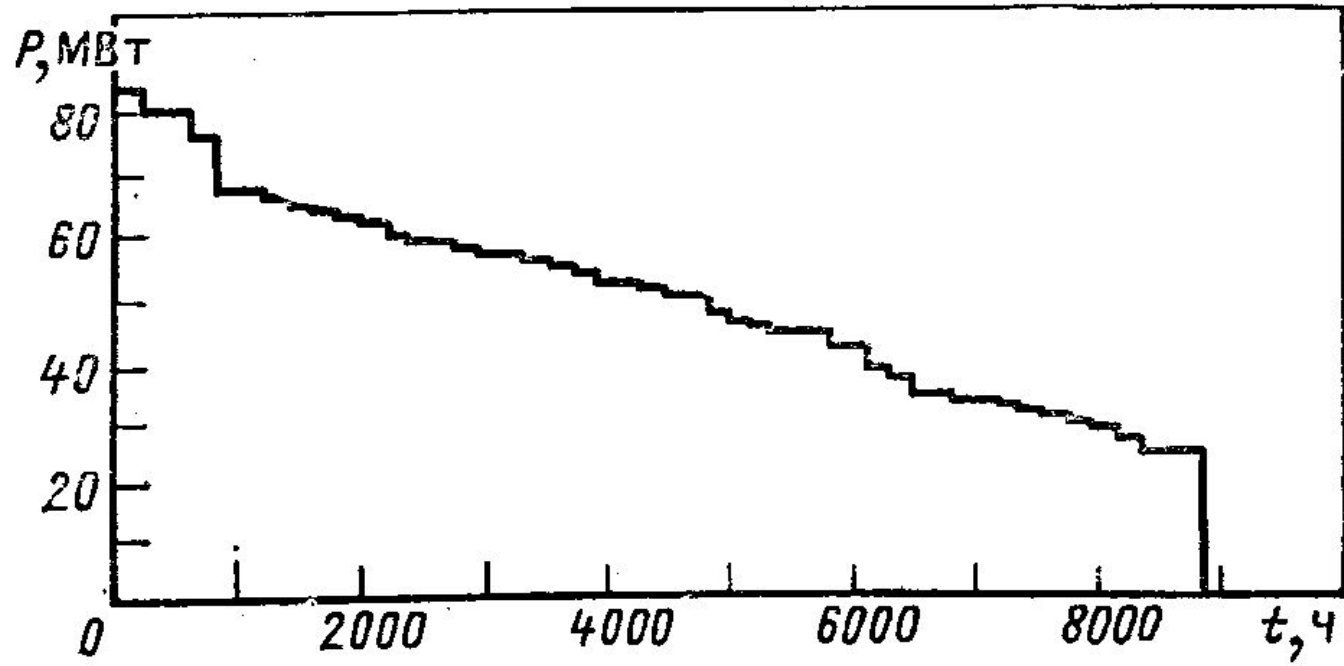
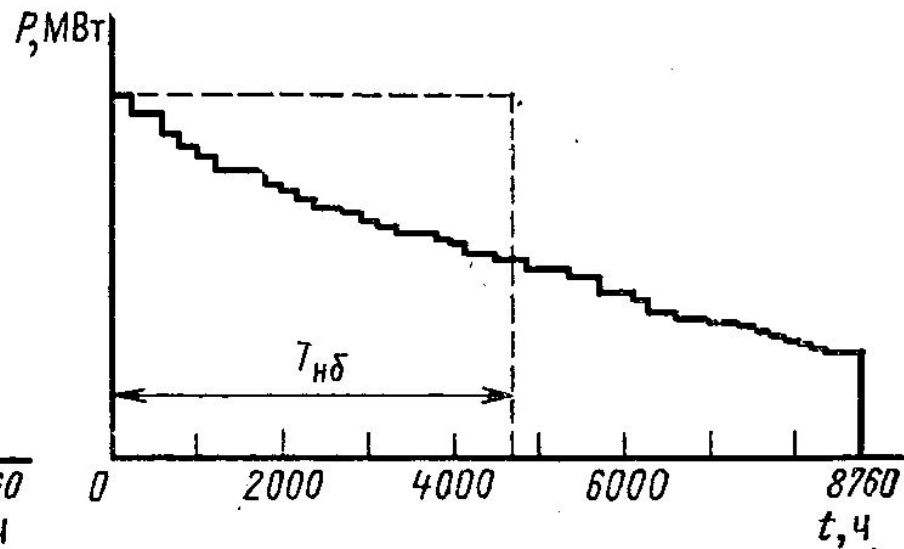
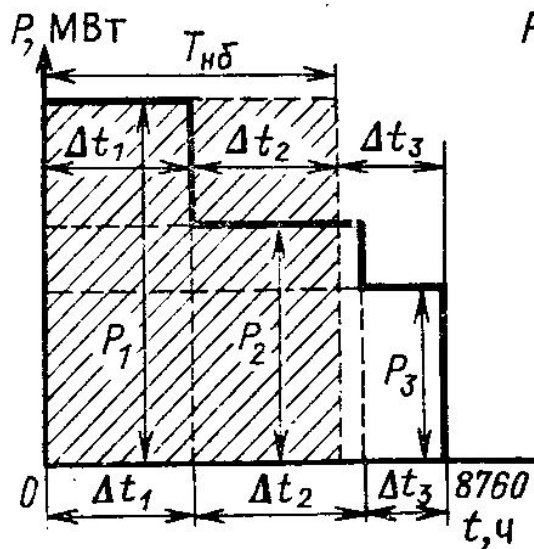


График по продолжительности



Энергия, полученная потребителем за год, равна

$$W = P_1 \Delta t_1 + P_2 \Delta t_2 + \dots + P_N \Delta t = \sum_{i=1}^N P_i \Delta t_i = P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}$$



Время наибольшей нагрузки - это время в часах, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику. Это время представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади реального графика

$$T_{нб} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i t_i}{P_{нб}} .$$

По годовому *графику нагрузок* можно определить потери электроэнергии за год. Для этого определяют потери мощности и электроэнергии для каждого режима. Затем эти потери суммируют и определяют потери электроэнергии за год.

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_i^2} R \qquad \Delta W = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \Delta t_i$$

Потери мощности и электроэнергии в трансформаторе за время Δt_i

$$\Delta P = \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_x$$
$$\Delta W = \left(\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_x \right) \Delta t_i$$

При k параллельно работающих трансформаторах в течение i -й ступени графика нагрузки потери мощности

$$\Delta P_i = \frac{1}{k} \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + k \Delta P_x$$

$$\Delta W = \sum_{i=1}^N \left(\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x \right) \Delta t_i$$

Достоинством метода определения потерь по графику нагрузки является высокая точность. Однако отсутствие информации о графиках нагрузки для всех ветвей сети затрудняет практическое использование данного метода. Кроме того, расчет трудоемок, так как ступеней в графике достаточно много.

Потери на корону на проводах ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Марка и число проводов и фазе	Потери мощности на корону, кВт/км, при погодных условиях				Среднегодовые потери, кВт/км
		хорошая погода	сухой снег	дождь	изморозь	
1150	8хАС-300/48	12,6	39,0	119,0	294,0	32,0
	8хАС-330/43	9,8	29,5	97,5	262,0	27,0
750	4хАС-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15,0
	5хАС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13,0
500	3хАС-330/43	2,8	11,0	36,0	96,0	9,0
	3хАС-500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
330	2хАС-300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	3,8
	2хАС-400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
220	1хАС-300/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
110	1хАС-120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08

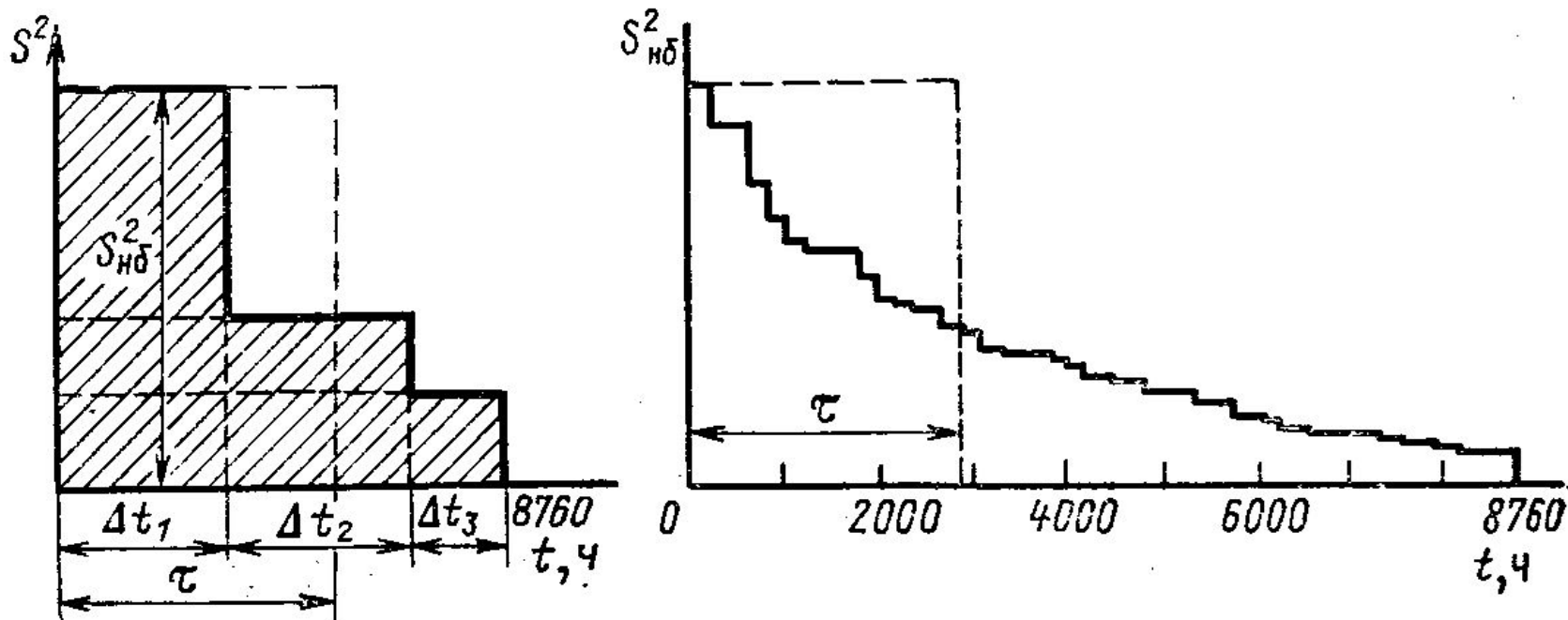
Одним из наиболее простых методов определения потерь является расчет потерь электроэнергии *по времени наибольших потерь*. Из всех режимов выбирается режим, в котором потери мощности наибольшие. Рассчитывая этот режим, определяем потери мощности в этом режиме $\Delta P_{нб}$

Потери энергии за год получаем, умножая эти потери мощности на время наибольших потерь τ :

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau$$

Время наибольших потерь - это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действительному графику нагрузки

$$\Delta W = \Delta P_1 t_1 + \Delta P_2 \Delta t_2 + \dots + \Delta P_N \Delta t_N = \Delta P_{нб} \tau$$



Время наибольших потерь τ представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади трехступенчатого графика или многоступенчатого графика.

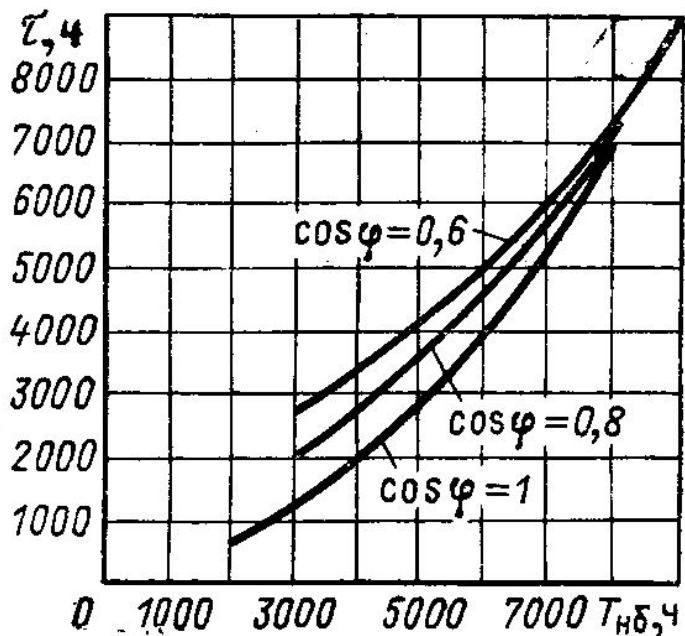
$$S_{нб}^2 \tau = \sum_{i=1}^N S_i^2 \Delta t_i$$

Для графиков пиковой формы величина τ определяется по следующей эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760.$$

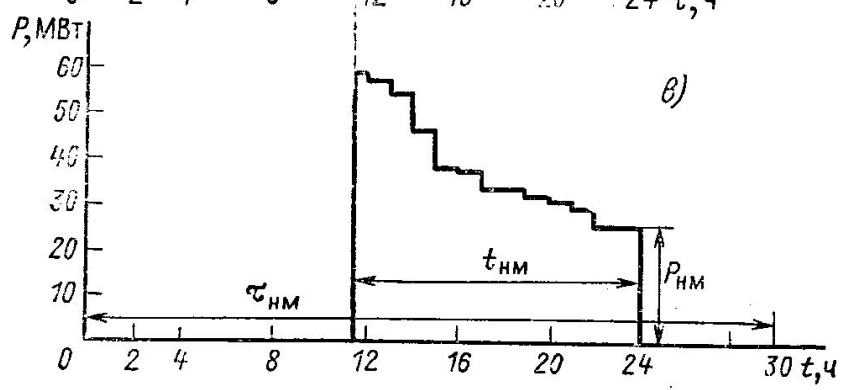
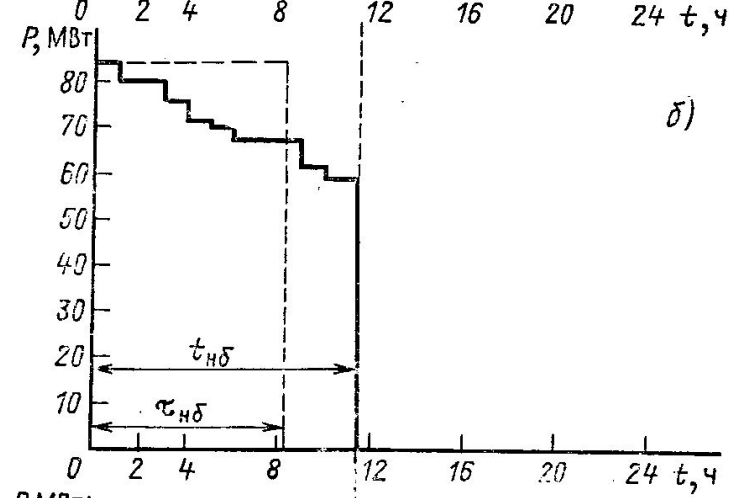
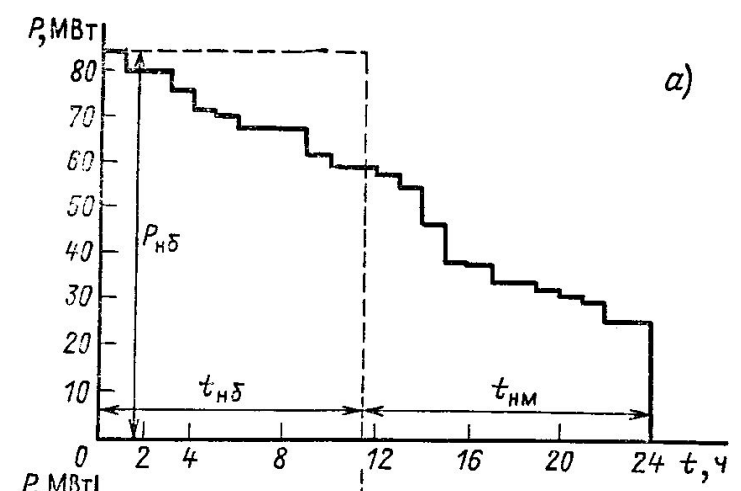
Формула может применяться только для года, т.е. для $T=8760$ ч. При меньших расчетных периодах для повышения точности расчета целесообразно использовать следующее выражение:

$$\tau = 2T_{нб} - T + \frac{T - T_{нб}}{1 + \frac{T_{нб}}{T} - \frac{2P_{нм}}{P_{нб}}} \left(1 - \frac{P_{нм}}{P_{нб}} \right)^2.$$



Порядок расчета потерь по методу τ следующий:

- 1) находим время наибольшей нагрузки, используя годовой график;
- 2) из графиков зависимостей $\tau=f(T_{\text{нб}})$, приведенных в справочной литературе, зная $\cos \varphi$ и $T_{\text{нб}}$, находим время наибольших потерь;
- 3) определяем потери в режиме наибольшей нагрузки;
- 4) находим потери энергии за год.



Определение ΔW методом 2τ

При известных за расчетный период активных и реактивных нагрузках узлов расчет потерь электроэнергии может быть проведен по средним нагрузкам узлов. Средняя нагрузка каждого узла определяется по показаниям счетчиков как отношение энергии, потребленной узлом, к величине расчетного периода. Выражение для расчета потерь электроэнергии по *методу средних нагрузок* имеет следующий вид:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} \Delta T,$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при задании в узлах средних нагрузок; ΔT - расчетный период, ч.

Данный метод можно использовать в сетях с относительно постоянными нагрузками.

Метод расчета потерь по *характерным режимам расчетного периода* разработан для более точного определения потерь электроэнергии в питающих сетях энергосистем. Суть метода заключается в замене реального процесса изменения нагрузок элементов сети за расчетный период несколькими характерными режимами. Обычно в качестве характерных режимов предлагается принимать максимумы и минимумы сезонных нагрузок при нормальной схеме работы сети, определяемые в день контрольных замеров. При проведении контрольного замера в энергосистеме регистрируется максимальное количество информации о параметрах режима.

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Мероприятия делятся на три группы: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

К **организационным** относят мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации рабочих схем сетей и режимов их работы.

К **техническим** мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования.

Почти все технические мероприятия могут проводиться целью снижения потерь или с целью улучшения режима сети вообще. В последнем случае эффект снижения потерь будет сопутствующим.

Совершенствование систем технического и расчетного учета электроэнергии позволяет обеспечить расчеты по выбору мероприятий по снижению потерь более точной информацией и увеличить эффективность последних.

МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ПИТАЮЩИХ СЕТЯХ

Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности, напряжению и коэффициентам трансформации является одним из основных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Задача оптимизации состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и потери активной мощности в сети были бы минимальны.

При решении этой задачи считаются заданными активные мощности электрических станций P_{gi} , за исключением станции в узле баланса, а также активные и реактивные мощности узлов нагрузки P_{ni} , Q_{ni} . Учитываются ограничения-равенства в виде уравнений установившегося режима и ограничения-неравенства на контролируемые величины. Целевой (оптимизируемой) функцией являются потери активной мощности в сети ΔP .

Задача оптимизации режима сети может быть разделена по ступеням диспетчерской иерархии на следующие частные задачи:

- 1) регулирование уровня напряжения по сети в целом или отдельным ее участкам;
- 2) снижение влияния неоднородности сети за счет регулирования комплексных коэффициентов трансформации, т. е. регулирование потоков мощности в неоднородных замкнутых контурах сети;
- 3) размыкание сетей;
- 4) оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Уровень напряжения в питающей сети - это некоторое среднее его значение для сети данной ступени трансформации в целом или какой-то ее части (вплоть до отдельной линии). Представление об уровне напряжения является тем более целесообразным, что его регулирование есть одна из наиболее эффективных мер снижения потерь активной мощности питающей сети.

$$\Delta U = \Delta U_* / U_{ном} \quad \Delta P_{*н\Delta U} = \frac{1}{(1 + \Delta U_*)^2} = \frac{1}{1 + 2\Delta U_* + \Delta U_*^2}.$$

$$\Delta P_{*н\Delta U} \approx \frac{1}{1 + 2\Delta U_*} = \frac{1 - 2\Delta U_*}{1 - (2\Delta U_*)^2}.$$

$$\Delta P_{*н\Delta U} = 1 - 2\Delta U_*$$

Таким образом, нагрузочные потери с ростом напряжения уменьшаются.

$$\Delta P_{*x\Delta U} = 1 / \left(1 - \frac{\Delta U}{U_*} \right)^2 \qquad \Delta P_{*x\Delta U} \approx 1 + 2 \frac{\Delta U}{U_*}$$

При увеличении всех напряжений потери холостого хода в трансформаторах увеличиваются. Потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения в сети. Регулируя ответвления трансформаторов, можно снижать в них потери холостого хода.

Таким образом, поддержание рабочего напряжения в сети на предельно допустимом высшем уровне рационально с точки зрения снижения потерь мощности и электроэнергии. Для этого необходимо располагать достаточным арсеналом регулирующих устройств и обеспечить положительный баланс реактивной мощности в основных узлах сети. С точки зрения обеспечения требований к качеству напряжения у потребителей на вторичных шинах понижающих трансформаторов необходимо добиться напряжения 1,05-1,1 номинального для режимов максимальных и номинального - для режимов минимальных нагрузок.

Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей - эффективное мероприятие, уменьшающее потери мощности и электроэнергии.

Можно показать, что минимуму потерь активной мощности в сети с r и x соответствует такое распределение мощностей P и Q , которое имеет место в сети только с активными сопротивлениями r .

Снижение влияния неоднородности сводится или к снижению неоднородности параметров сети, или к компенсации контурных уравнивающих токов. Первое достигается изменением сечений проводов, применением устройств продольной компенсации (УПК).

Компенсация контурных уравнивающих токов может быть выполнена двумя путями:

- 1) созданием компенсирующих уравнивающих токов, что соответствует регулированию потоков мощности в контуре;
- 2) размыканием пути протекания уравнивающих токов, т.е. размыканием контуров сети

Размыкание контуров сети - наиболее распространенный способ уменьшения потерь за счет снижения влияния неоднородности сетей. Задача состоит в определении таких точек размыкания в сети, при которых достигается минимум целевой функции потерь мощности (или потерь электроэнергии).

Оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками менее всего влияет на уменьшение потерь, поскольку в режимах больших нагрузок (когда можно ожидать наибольшего эффекта) возможности изменения распределения реактивных нагрузок оказываются весьма малыми. В режимах малых нагрузок из-за малых потерь значительного эффекта не получается.

Другие организационные мероприятия в питающих сетях. 1. Целесообразность использования генераторов электростанций в режиме синхронного компенсатора (СК) определяется для генераторов, которые на определенное время отключаются от сети.

2. Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей

3. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Технические мероприятия в питающих сетях включают в себя

- 1) установку компенсирующих устройств;
- 2) установку на эксплуатируемых подстанциях дополнительных и замену перегруженных силовых трансформаторов;
- 3) ввод в работу трансформаторов с РПН, линейных регуляторов напряжения, установка устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации

УМЕНЬШЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Компенсация реактивной мощности (увеличение $\cos\phi$)

**Снижение норм расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции
или на другой показатель производства**

**Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы
максимума**

Оптимизация режимов сети

Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 380 В

Технические мероприятия по снижению потерь

замена перегруженных и недогруженных трансформаторов, ввод трансформаторов с РПН, автоматическое регулирование коэффициентов, ввод БК и автоматическое регулирование их мощности.

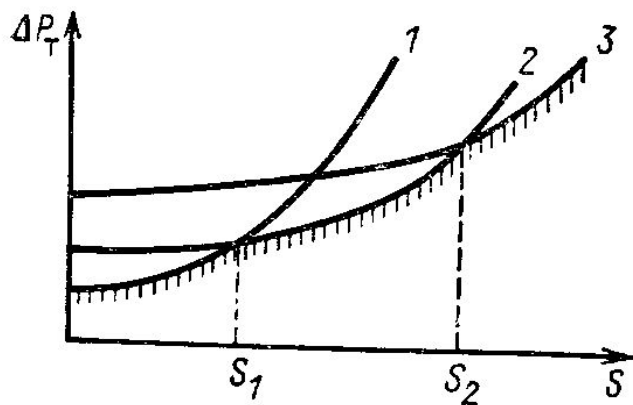
замена проводов на перегруженных линиях

перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение

применение глубоких вводов питающих линий

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СХЕМЫ СЕТИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов



$$\Delta P_T = \Delta P_x \cdot k + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{НОМ}^2},$$

$$\Delta P_T = \Delta P_x \cdot (k - 1) + \frac{1}{k - 1} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{НОМ}^2},$$

$$S_k = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k - 1)}{\Delta P_k}}.$$

$$S_{k+1} = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k + 1)}{\Delta P_k}}.$$

Размыкание контуров в питающих и распределительных сетях

Для осуществления экономичных разомкнутых режимов распределительной сети с наименьшими потерями ежегодно, до наступления осенне-зимнего максимума нагрузки, или даже несколько раз в год персоналом электросети разрабатывается так называемая нормальная схема эксплуатации с четко определенными точками размыкания контуров и условиями работы устройств релейной защиты и автоматики.

Размыкание более эффективно в городских сетях, чем в сельских. В городских сетях графики коммунально-бытовой нагрузки меньше зависят от сезона и точки размыкания имеют более постоянный характер. В сельских сетях нагрузка имеет явно выраженный сезонный график и точки размыкания надо изменять каждый сезон, а иногда и чаще.

Компенсация реактивной мощности

Баланс реактивной мощности

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q$$

Характерные режимы при составлении баланса реактивной мощности

наибольшей реактивной нагрузки (при наибольшем потреблении реактивной мощности и наибольшей необходимой мощности компенсирующих устройств);

наибольшей активной нагрузки, связанной с наибольшей загрузкой генераторов активной мощностью при наименьшей их реактивной мощности;

наименьшей активной нагрузки, связанной с отключением части генераторов и, следовательно, невозможностью генерации последними реактивной мощности;

послеаварийные и ремонтные, связанные с наибольшими ограничениями передаваемой реактивной мощности по сети.

Потребители реактивной мощности

Основными потребителями реактивной мощности в энергосистемах являются трансформаторы, ВЛЭП, АД, вентильные преобразователи, индукционные печи, сварочные агрегаты и др. На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются АД – на их долю приходится 65-70% всей потребляемой мощности, 20-25% приходится на трансформаторы, около 10% - на другие приемники и ВЛЭП.

Суммарная реактивная мощность нагрузки

$$\sum Q_{\text{H}} = \sum P_{\text{Hi}} \operatorname{tg} \varphi_i$$

Суммарные потери реактивной мощности в элементах сети

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{Л}} - \sum Q_{\text{С}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} = \sum \frac{S_{\text{Л}i}^2}{U_{\text{НОМ}i}^2} \cdot X_{\text{Л}i}$$

$$\sum Q_{\text{С}} = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot b_{\text{Л}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} \approx 0,1 S_{\text{Л}}$$

$$\sum Q_{\text{С}} \approx 0,1 S_{\text{Л}}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{Л}} \approx \sum Q_{\text{С}}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

При характерных значениях напряжения короткого замыкания на уровне 10%

$$\sum \Delta Q_T = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_T = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_K \%}{100} \approx 0,1 S_{\text{НОМ}}$$

Источники реактивной мощности

Синхронный генератор

Для явнополюсного синхронного генератора с ЭДС возбуждения E_q активная и реактивная мощности определяются следующим образом

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \sin \delta + \frac{U_{\Gamma}^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin 2\delta$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \cos \delta - U_{\Gamma}^2 \left(\frac{\cos^2 \delta}{X_q} + \frac{\sin^2 \delta}{X_d} \right)$$

Неявнополюсный генератор

схема замещения представляет собой ЭДС E_q за реактивностью X_d

$$P_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \sin \delta$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{E_q \cdot U_{\Gamma}}{X_d} \cdot \cos \delta - \frac{U_{\Gamma}^2}{X_d}$$

Ограничения по режиму реактивной мощности для СГ

На режимы выдачи и потребления реактивной мощности СГ налагаются следующие ограничения:

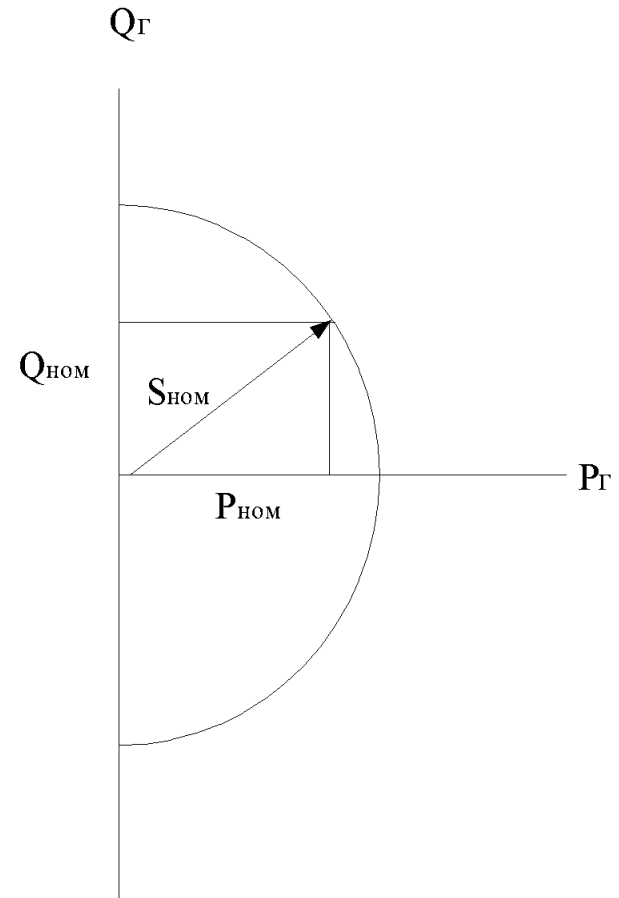
- 1) по номинальному току статора ($I_{\Gamma} \leq I_{\text{НОМ}}$) и, соответственно, по его полной трехфазной мощности $S_{\Gamma} \leq S_{\text{НОМ}}$;
- 2) по номинальному току возбуждения ($i_f \leq i_{f\text{НОМ}}$);
- 3) по минимальному току возбуждения $i_f \geq i_{f\text{min}}$.

Первое условие

$$I_{\Gamma} \leq I_{\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НОМ}}^2 + Q_{\text{НОМ}}^2}}{U_{\text{НОМ}}}$$

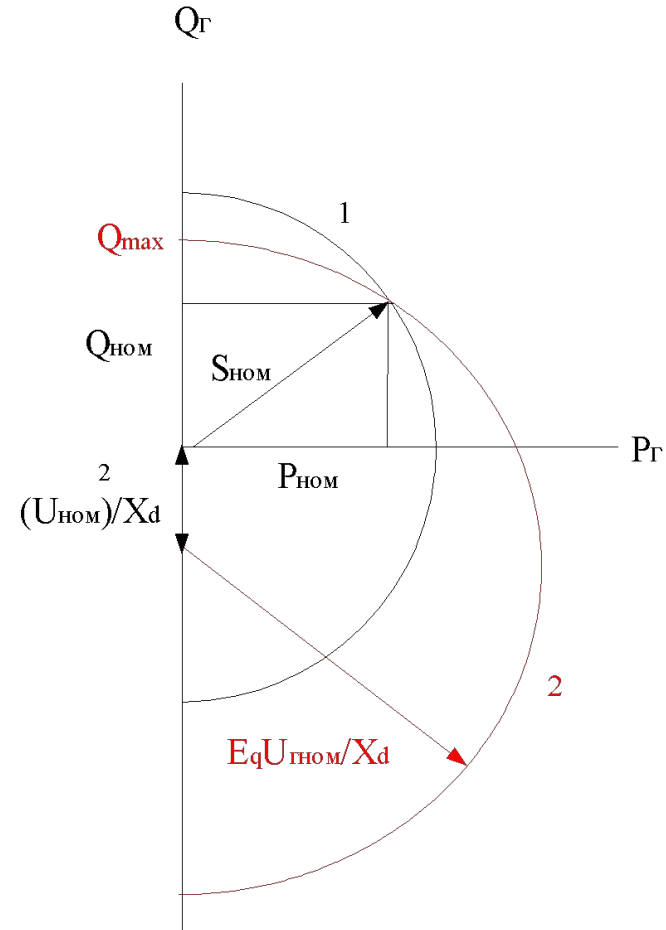
$$U_{\text{НОМ}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 = P_{\text{НОМ}}^2 + Q_{\text{НОМ}}^2$$



Второе ограничение $E_q \leq E_{qном}$

$$E_q = \sqrt{\left(U_\Gamma + \frac{Q_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma} \right)^2 + \left(\frac{P_\Gamma \cdot X_d}{U_\Gamma} \right)^2}$$

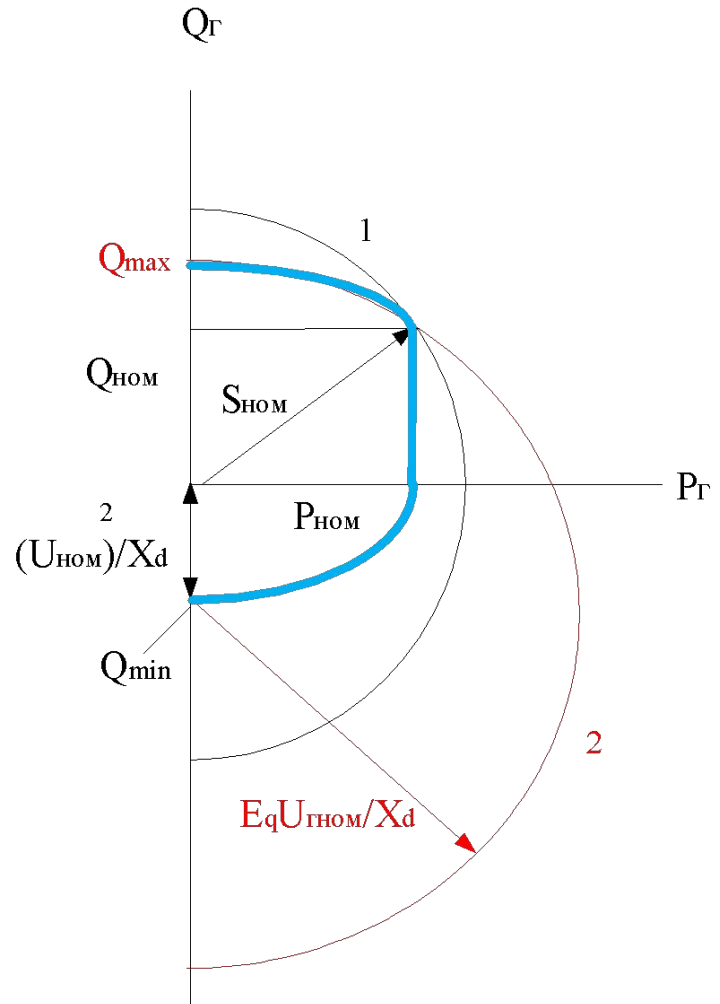
$$\left(\frac{E_{qном} \cdot U_{\Gammaном}}{X_d} \right)^2 = \left(\frac{U_{\Gammaном}^2}{X_d} + Q_\Gamma \right)^2 + P_\Gamma^2$$



Третье ограничение

Связано
с тепловыми режимами
генераторов
обычно

$$Q_{\min} \cong -\frac{1}{2} Q_{\max}$$



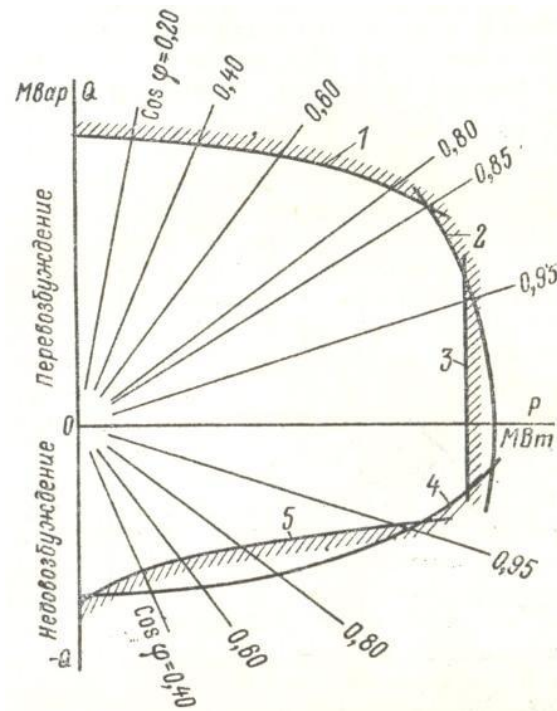
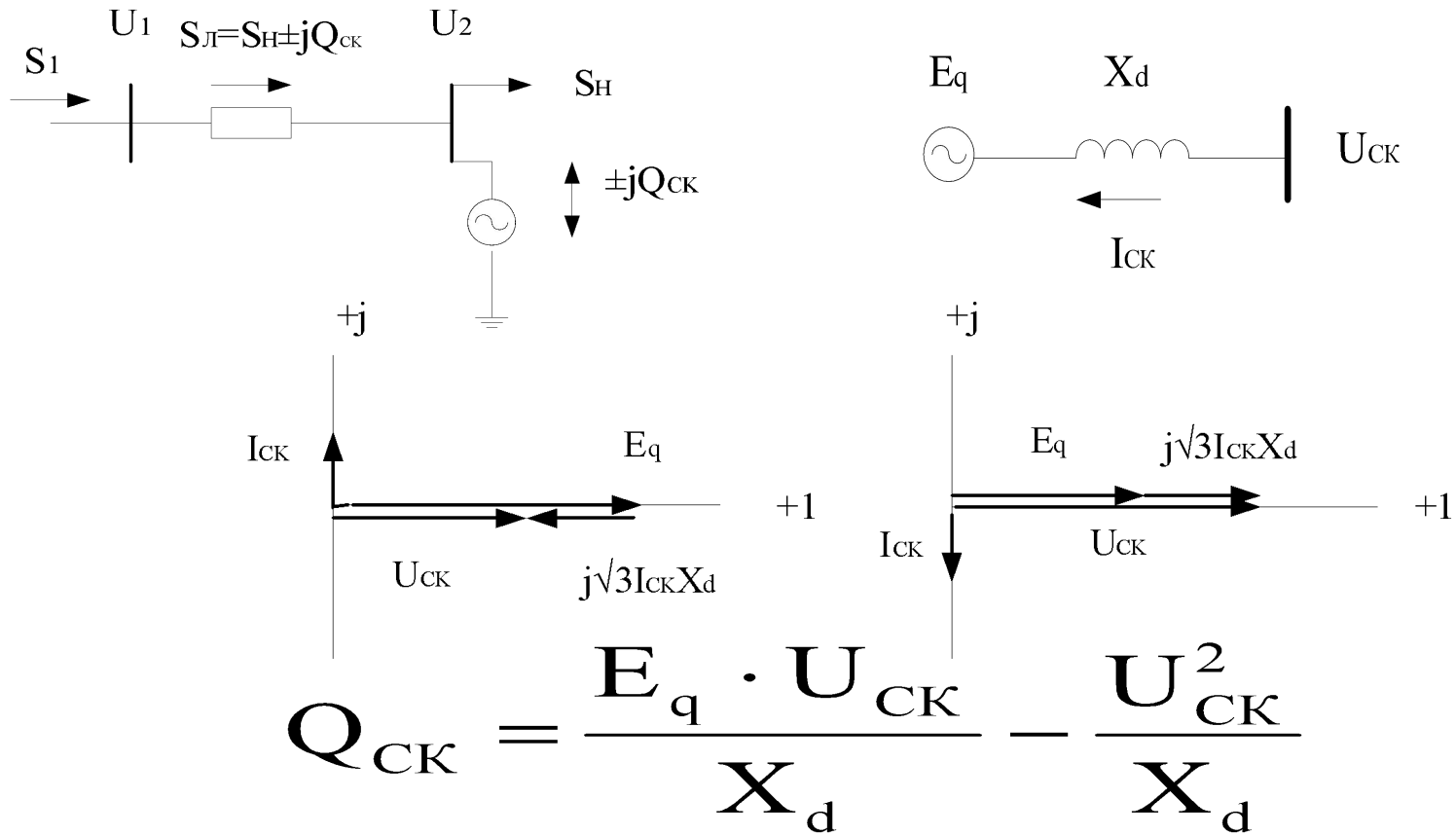


Рис. 33.3. Диаграмма мощности.

1 — зона, определяемая нагревом обмотки ротора; 2 — зона, определяемая нагревом обмотки статора; 3 — зона, определяемая наибольшей мощностью турбины; 4 — зона, определяемая нагревом элементов в концевых частях статора; 5 — зона, определяемая устойчивостью.

Синхронный компенсатор



Положительными свойствами СК как источников реактивной мощности являются:

возможность увеличения генерируемой мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения;

возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

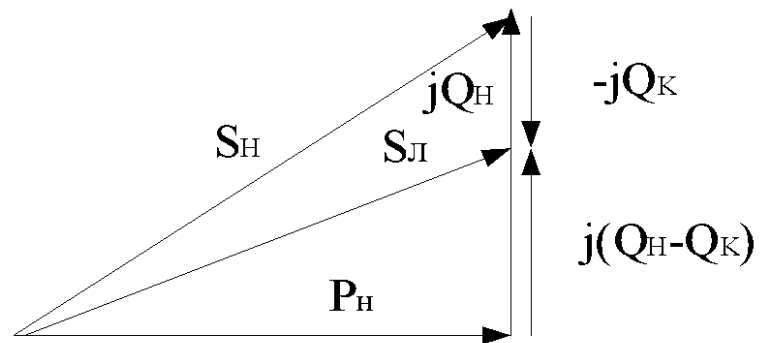
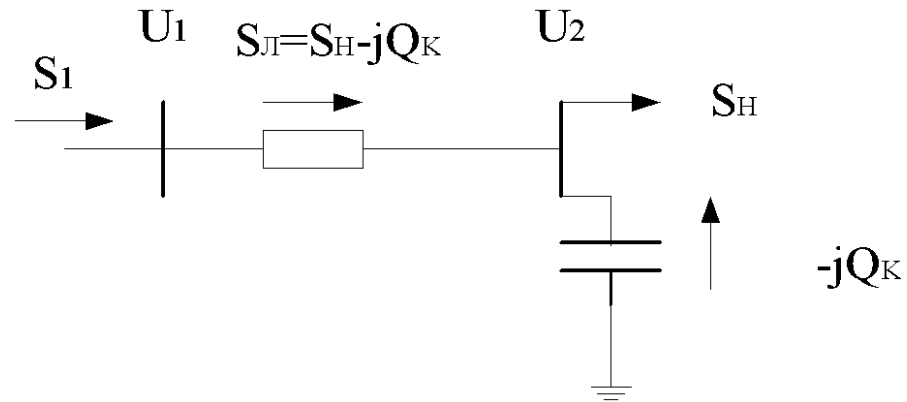
Конденсаторные батареи

Батареи (статических) конденсаторов (БСК, БК) применяются для двух видов компенсации:

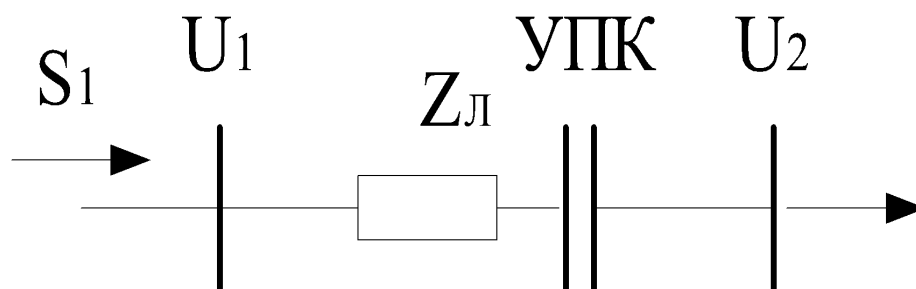
для генерации реактивной мощности в узлах сети – поперечной компенсации, их еще называют шунтовыми БК;

для уменьшения реактивного сопротивления линий – продольной компенсации, это УПК.

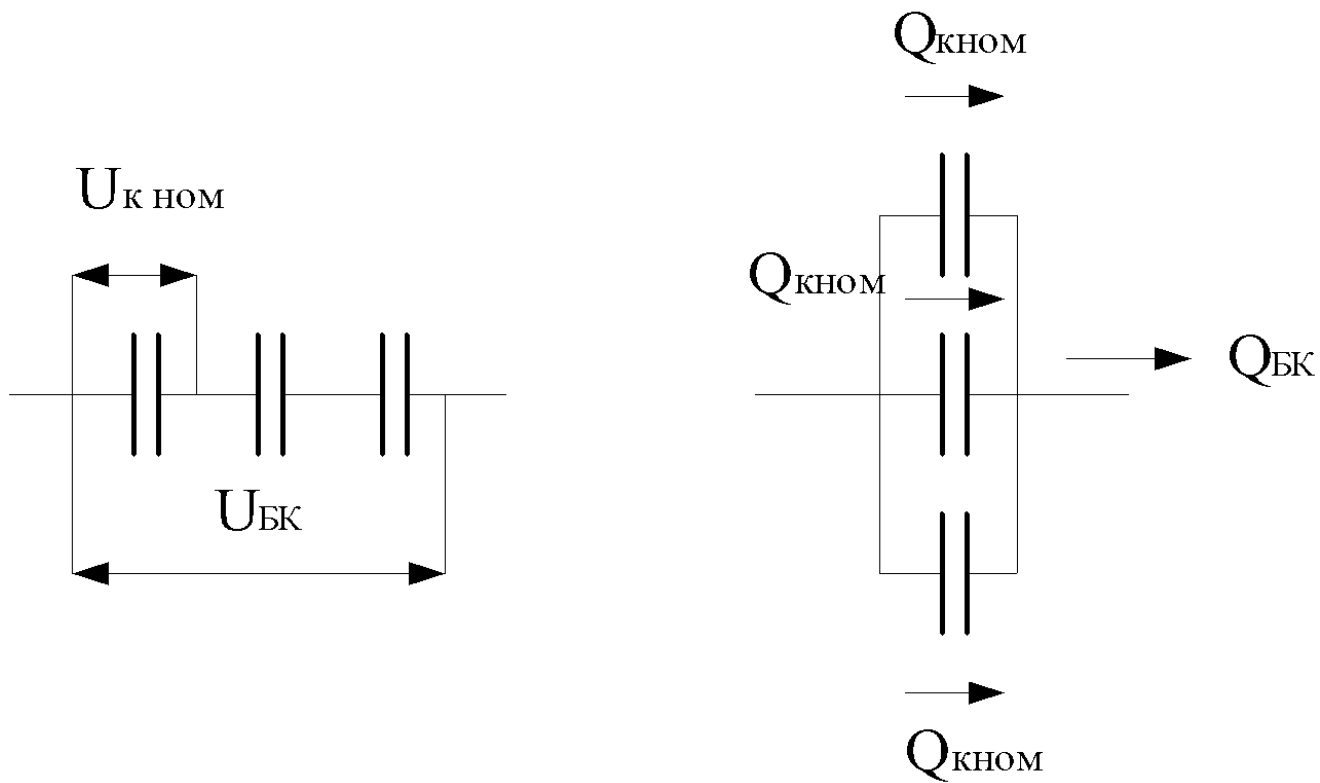
ШУНТОВЫЕ БК



Установки продольной компенсации

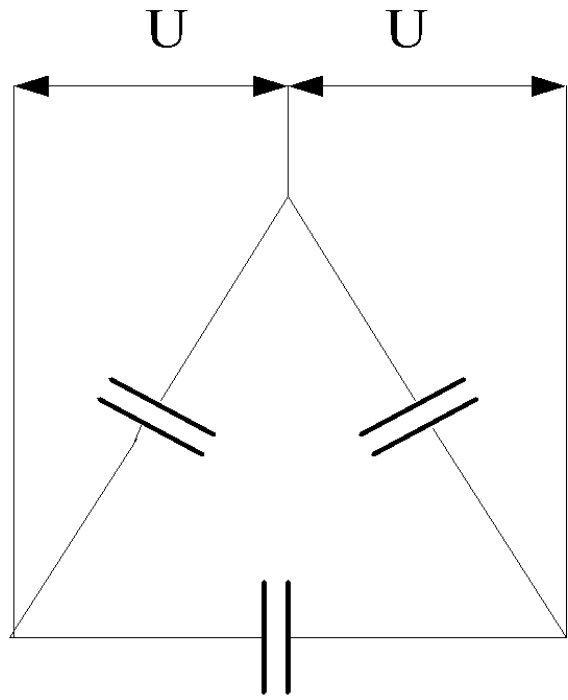


Соединение конденсаторов в батареях

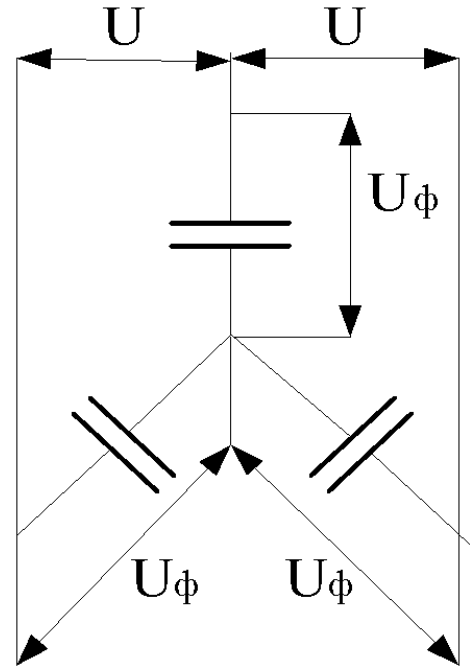


Соединение конденсаторов в звезду и треугольник

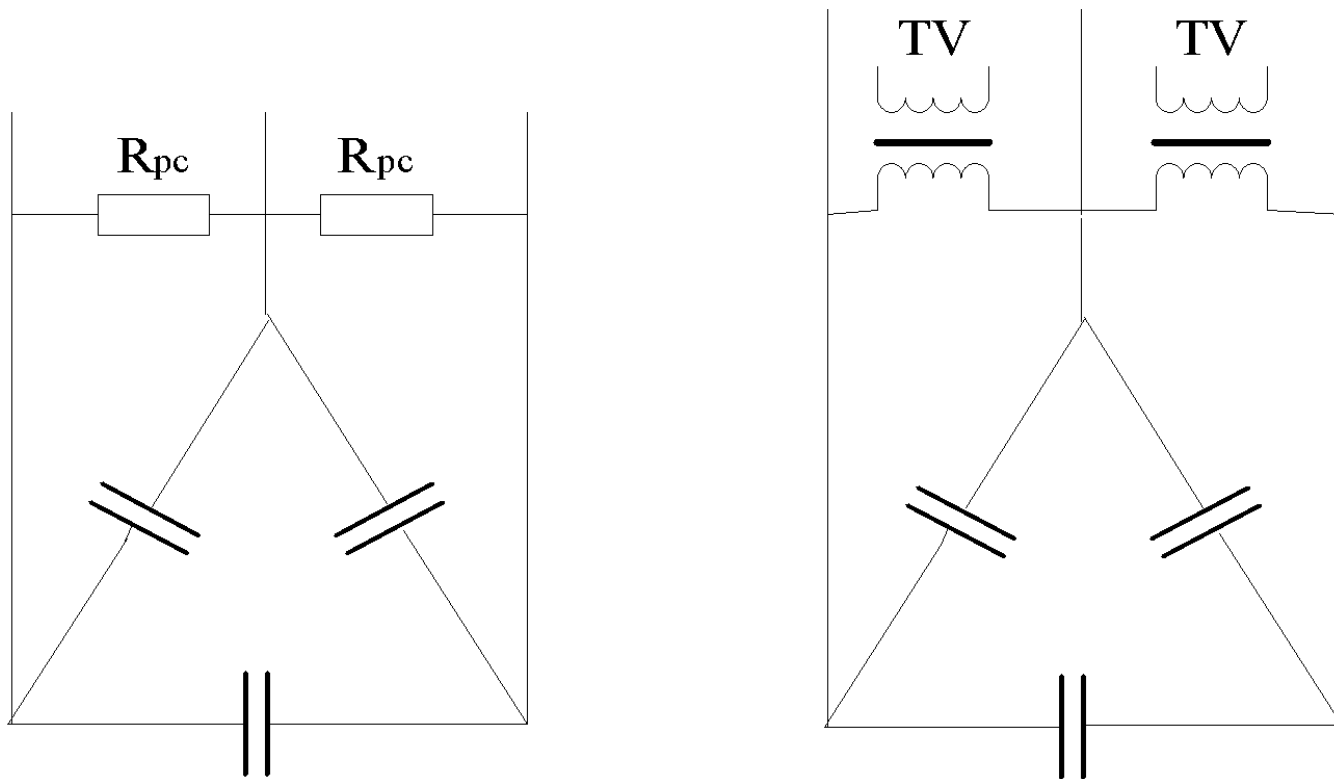
$$Q_C = 3U_{\text{НОМ}}^2 \omega C = 9U_{\Phi}^2 \omega C$$



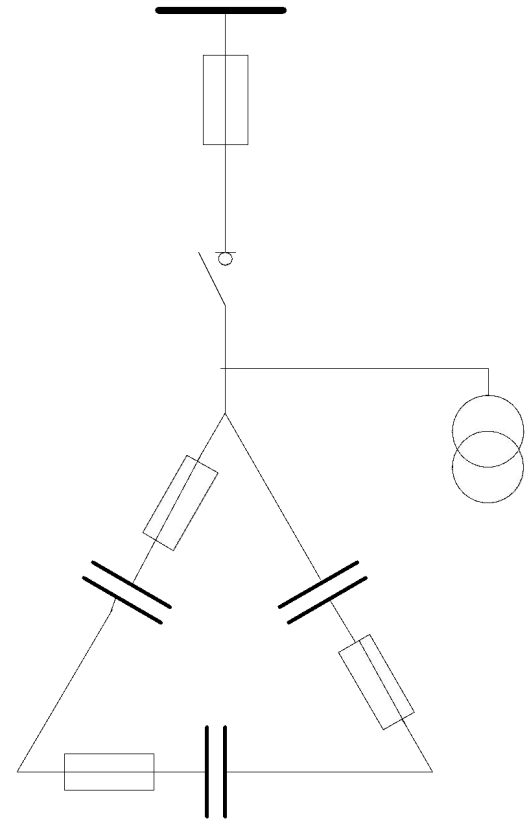
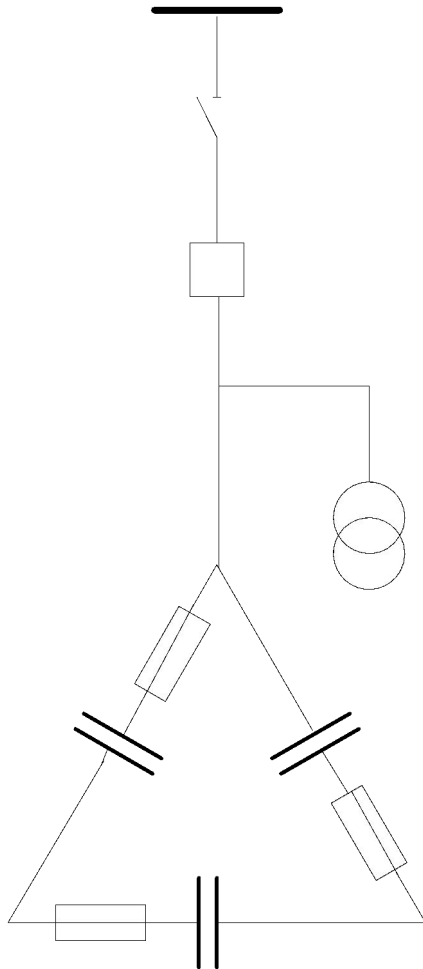
$$Q_C = 3U_{\Phi}^2 \omega C$$



Разрядные сопротивления для конденсаторных батарей



Защита конденсаторов

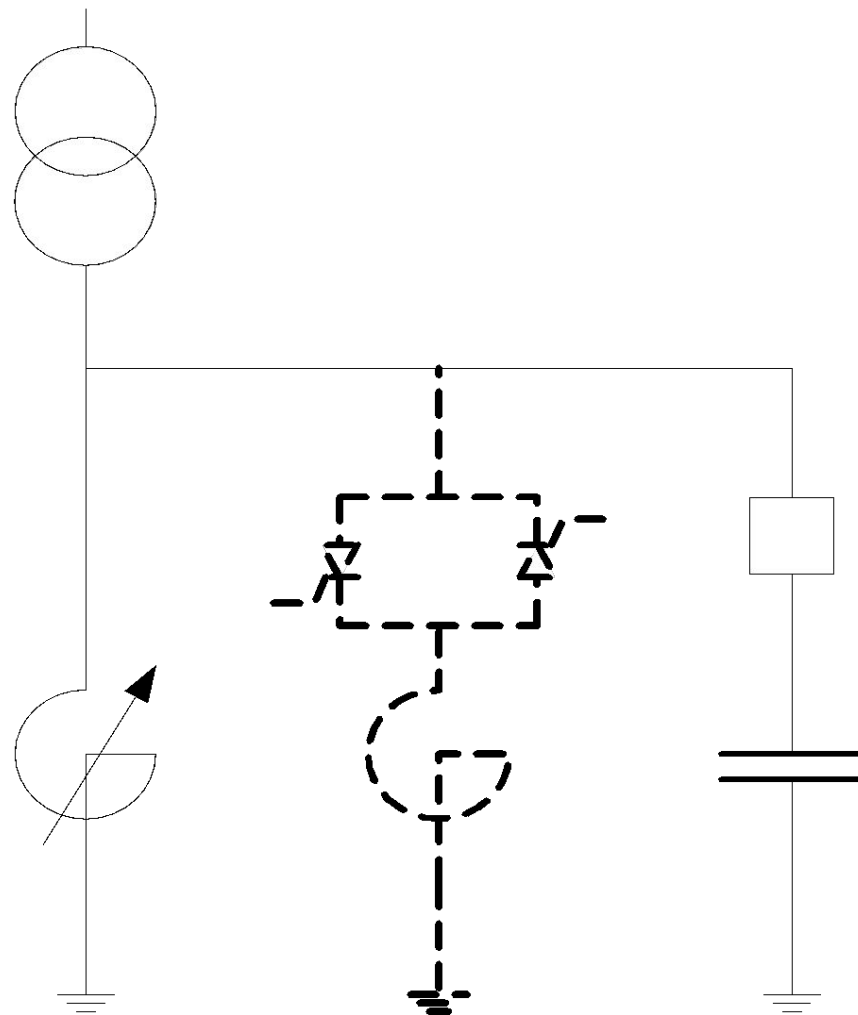


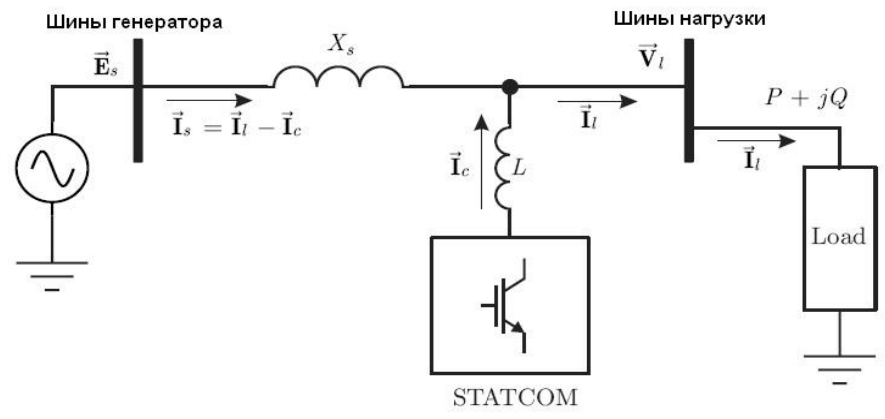
Основные достоинства и недостатки БК

Основные достоинства БК по сравнению с другими КУ:
возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении;
малые потери активной мощности;
простота эксплуатации и монтажа.

Недостатки БК:
зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения;
невозможность потребления реактивной мощности;
ступенчатое регулирование и невозможность плавного изменения реактивной мощности;
чувствительность к искажениям кривой питающего напряжения;
малый срок службы.

Статические компенсаторы

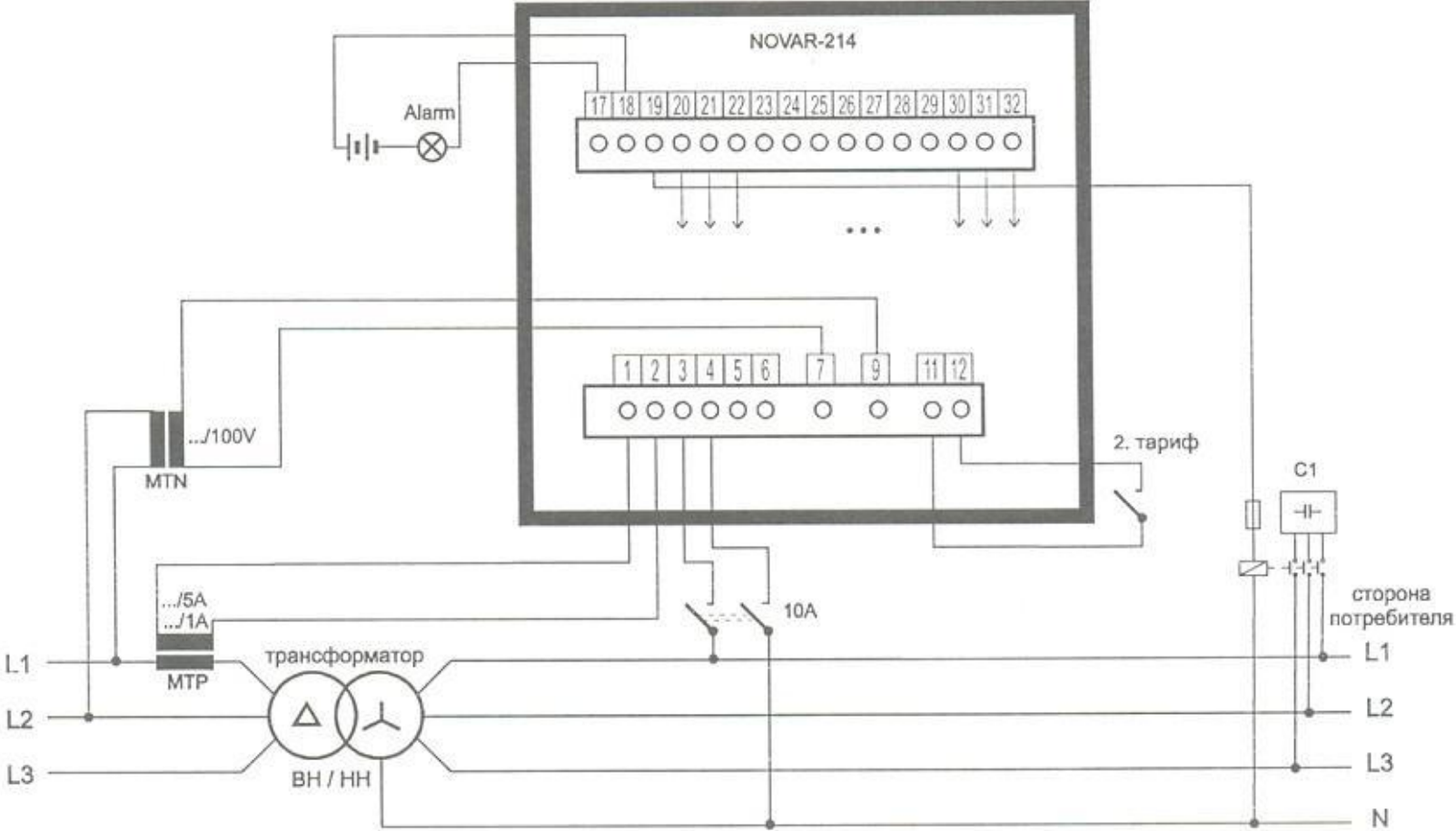






Регуляторы реактивной мощности

Novar-214 - монтаж, измерения с ВН



Принципы расстановки КУ в сетях

$$W_{QЭ} = k_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Э} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

$$W_{QТ.П} = k_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi_{П} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

$$W_{QТ.Г} = (1 - k_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi_{Г} \cdot W_{\text{АКТ}}$$

k_3 - коэффициент заполнения графика нагрузки активной энергии за расчетный период

$\operatorname{tg}\varphi_{Э}$ - экономическое значение коэффициента реактивной мощности

$\operatorname{tg}\varphi_{П}$ - нормативное значение коэффициента реактивной мощности, $\operatorname{tg}\varphi_{П} = 0,7$;

$\operatorname{tg}\varphi_{Г}$ - нормативное значение коэффициента реактивной мощности, используемое для определения технических пределов генерации $\operatorname{tg}\varphi_{Г} = 0,1$.

Экономически оправданным и технически целесообразным является такой способ, при котором компенсирующие устройства располагаются как можно ближе к месту потребления реактивной мощности. Требуемая мощность КУ распределяется по ТП и КТП на ступени 0,4 кВ вплоть до установки КУ у отдельных электроприемников. Это способствует также снижению потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ, но при этом КУ в первую очередь устанавливаются в тех местах, где требуемый уровень напряжения невозможно обеспечить за счет централизованного регулирования.

ГОСТ Р 54149—2010

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

Продолжительные изменения характеристик напряжения электропитания представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок.

Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных. Данные изменения напряжения, как правило, вызываются непредсказуемыми событиями (например, повреждениями оборудования пользователя электрической сети) или внешними воздействиями (например, погодными условиями или действиями стороны, не являющейся пользователем электрической сети).

Применительно к продолжительным изменениям характеристик напряжения электропитания, относящихся к частоте, значениям, форме напряжения и симметрии напряжений в трехфазных системах, в настоящем стандарте установлены показатели и нормы КЭ.

Отклонение частоты

$$\delta f = f_m - f_{\text{nom}}$$

Номинальное значение частоты напряжения электропитания в электрической сети равно 50 Гц.

Для указанного показателя КЭ установлены следующие нормы:

- отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц — в течение 100 % времени интервала в одну неделю;
- отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенных к синхронизированным системам передачи электрической энергии, не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц — в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Медленные изменения напряжения

Медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения, %:

$$\delta U_{(-)} = [(U_0 - U_{m(-)}) / U_0] \cdot 100\%$$

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_0) / U_0] \cdot 100\%$$

где $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ - значения напряжения электропитания, меньшие и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин

В электрических сетях низкого напряжения стандартное номинальное напряжение электропитания $U_{\text{ном}}$ равно 220 В (между фазным и нейтральным проводниками для однофазных и четырехпроводных трехфазных систем) и 380 В (между фазными проводниками для трех- и четырехпроводных трехфазных систем).

В электрических сетях среднего и высокого напряжений вместо значения номинального напряжения электропитания принимают согласованное напряжение электропитания U_c .

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Примечание — Установленные нормы медленных изменений напряжения электропитания относятся к 1008 интервалам времени измерений по 10 мин каждый.

Колебания напряжения и фликер

Колебания напряжения электропитания (как правило, продолжительностью менее 1 мин), в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера.

Показателями КЭ, относящимися к колебаниям напряжения, являются кратковременная доза фликера P_{st} , измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера P_{lt} , измеренная в интервале времени 2 ч, в точке передачи электрической энергии.

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы: кратковременная доза фликера P_{st} не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера P_{lt} не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Несинусоидальность напряжения

Гармонические составляющие напряжения

Гармонические составляющие напряжения обусловлены, как правило, нелинейными нагрузками пользователей электрических сетей, подключаемыми к электрическим сетям различного напряжения. Гармонические токи, протекающие в электрических сетях, создают падения напряжений на полных сопротивлениях электрических сетей. Гармонические токи, полные сопротивления электрических сетей и, следовательно, напряжения гармонических составляющих в точках передачи электрической энергии изменяются во времени.

Показателями КЭ, относящимися к гармоническим составляющим напряжения, являются:

- значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка $K_{U(n)}$ в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 в точке передачи электрической энергии;
- значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) K_U , %, в точке передачи электрической энергии.

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения K_U

Значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения K_U , %, для напряжения электрической сети			
0,38 кВ	6—25 кВ	35 кВ	110—220 кВ
8,0	5,0	4,0	2,0

Несимметрия напряжений в трехфазных системах

Несимметрия трехфазной системы напряжений обусловлена несимметричными нагрузками потребителей электрической энергии или несимметрией элементов электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к несимметрии напряжений в трехфазных системах, являются коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} .

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю;

- значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Случайные события

Прерывания напряжения

Провалы напряжения и перенапряжения

Импульсные напряжения

1.2.23. Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

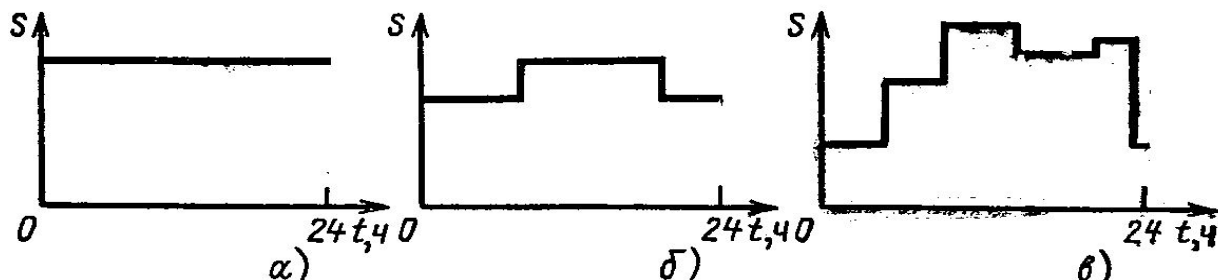
МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств.

Локальное регулирование напряжения может быть *централизованным*, т. е. проводиться в центре питания (ЦП), и *местным*, т. е. проводиться непосредственно у потребителей.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на **групповое** и **индивидуальное**. *Групповое регулирование* осуществляется для группы потребителей, а *индивидуальное* — в основном в специальных целях.

В *централизованном регулировании* напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.



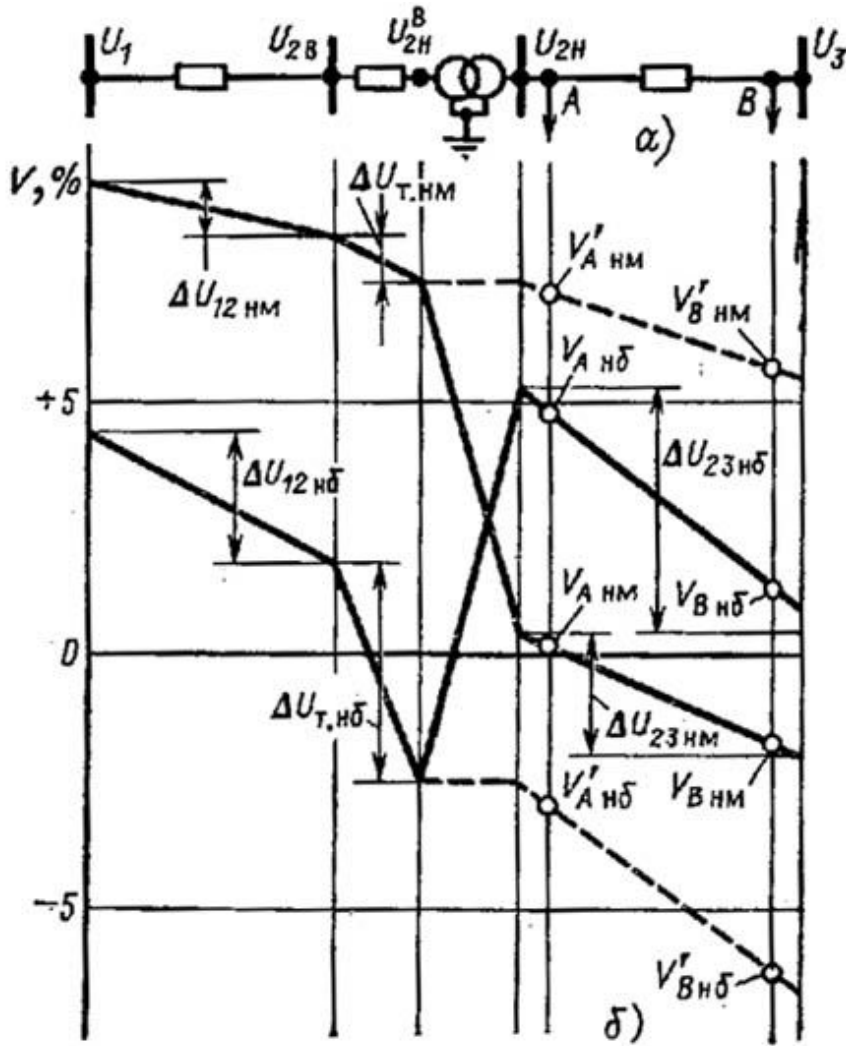
Стабилизация применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, например для трехсменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным.

Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки, например для односменных предприятий, применяют *двухступенчатое регулирование* напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течение суток в соответствии с графиком нагрузки.

В случае переменной в течение суток нагрузки осуществляется так называемое *встречное регулирование*. Для каждого значения нагрузки будут иметь свое значение и потери напряжения, следовательно, и само напряжение будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, надо регулировать напряжение, например в зависимости от тока нагрузки.

Нагрузка меняется не только в течение суток, но и в течение всего года. Например, наибольшая в течение года нагрузка бывает в период осенне-зимнего максимума, наименьшая — в летний период. **Встречное регулирование** состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также и от сезонных изменений нагрузки в течение года. Оно предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических станций и подстанций в период наибольшей нагрузки и его снижение до номинального в период наименьшей нагрузки.

ВСТРЕЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ



$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12}$$

В режиме наименьших нагрузок уменьшают напряжение

$$U_{2H.HM} \geq U_{НОМ}$$

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение

$$U_{2H.HB} \geq 1,05 - 1,1 U_{НОМ}$$

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, можно изменять напряжение только в пределах $\pm 0,05U_{\text{НОМ.Г}}$, т.е. от $0,95U_{\text{НОМ.Г}}$ до $1,05U_{\text{НОМ.Г}}$.

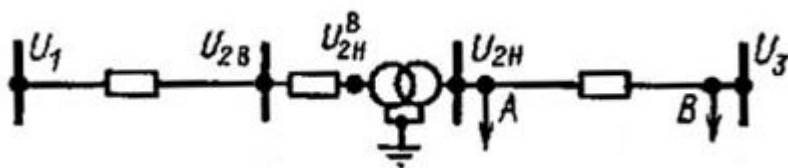
Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам:

- 1) недостаточен диапазон регулирования напряжения генераторами;
- 2) трудно согласовать требования по напряжению удаленных и близких потребителей.

Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы простейшего вида — типа станция — нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т. е. с отключением от сети (сокращенно «трансформаторы с ПБВ»); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно «трансформаторы с РПН»). Обычно регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.



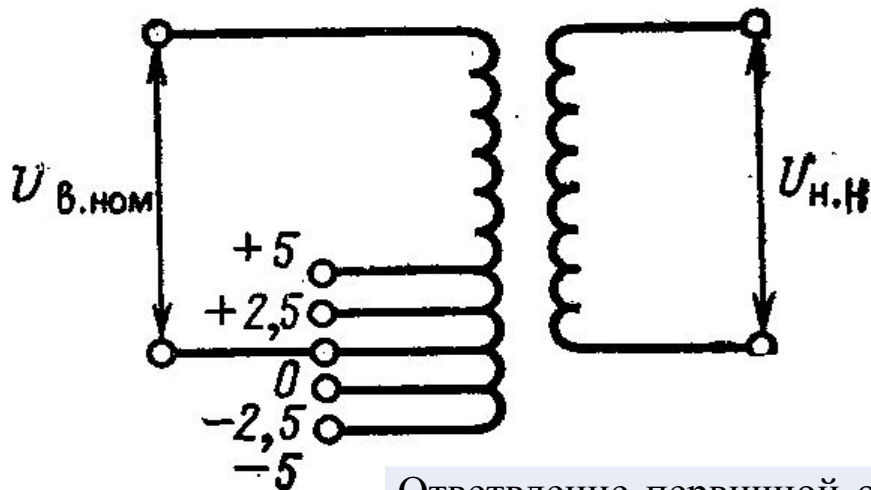
$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_C, \quad U_{2H}^B = U_{2B} - \Delta U_T.$$

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{n_T} = U_{2H}^B \frac{U_{H.NOM}}{U_{OTB}},$$

$$U_{2H.HB}^{ЖЕЛ} = U_{НОМ} + U_{HB}^{ЖЕЛ} \% ; \quad U_{2H.HM}^{ЖЕЛ} = U_{НОМ} + U_{HM}^{ЖЕЛ} \%$$

$$U_{\text{ОТВ.НБ}} = U_{2\text{Н.НБ}}^B \frac{U_{\text{Н.НОМ}}}{U_{2\text{Н.НБ}}^{\text{ЖЕЛ}}},$$

$$U_{\text{ОТВ.НМ}} = U_{2\text{Н.НМ}}^B \frac{U_{\text{Н.НОМ}}}{U_{2\text{Н.НМ}}^{\text{ЖЕЛ}}},$$



Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПВВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Напряжение на стороне НН при холостом ходе ($U_T/U_{НОМ.С}$)	1	1,025	1,05	1,075	1,1
Добавка напряжения, %	0	+2,5	+5	+7,5	10

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН, равным 115кВ, предусматриваются диапазоны регулирования +16 % при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая.

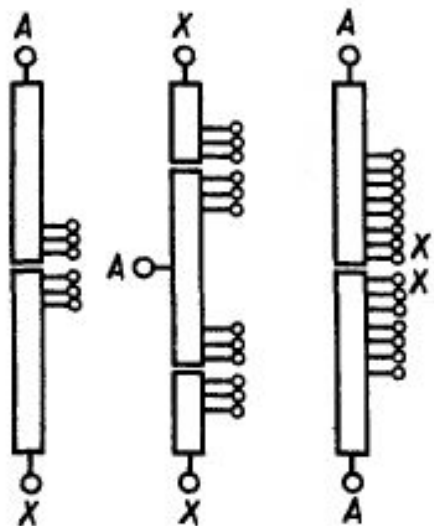
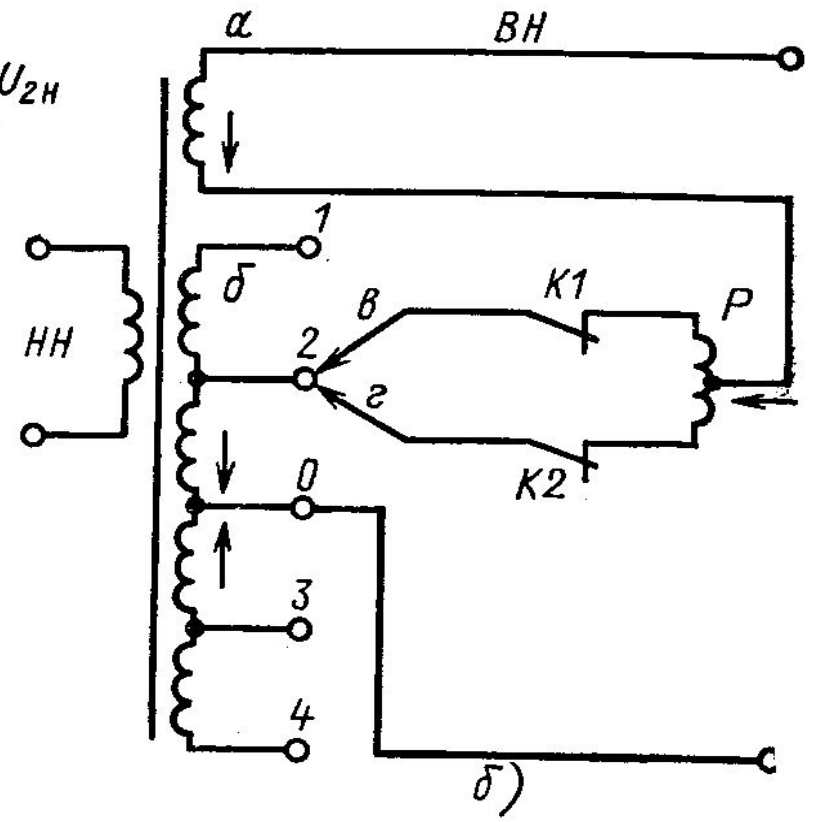
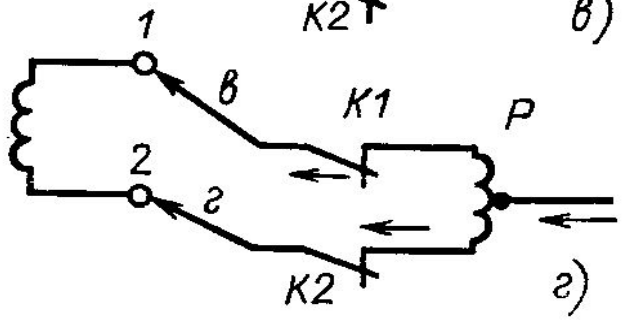
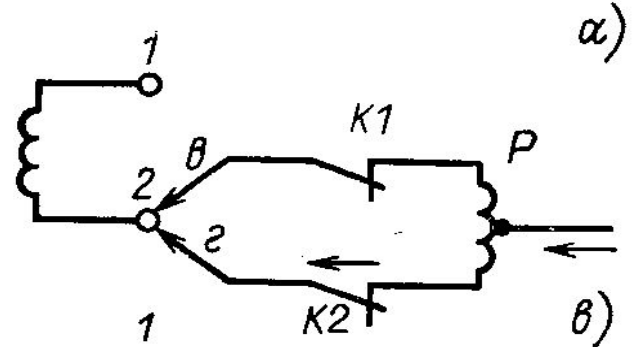
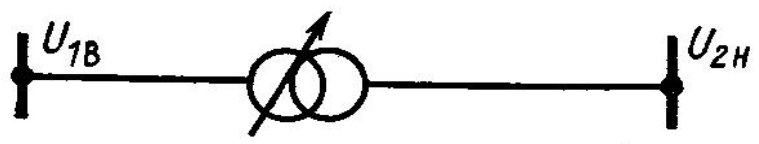
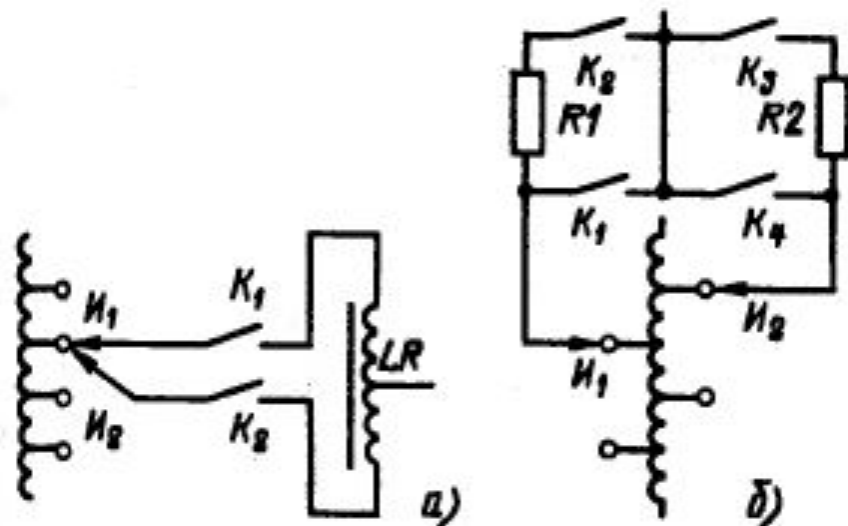


Схема на рис. 22.10, а относится к обмоткам напряжением до 110 кВ. Ответвления для устройств ПБВ предусмотрены посередине, вывод — на конце. Схема на рис. 22.10, б относится к обмоткам напряжением 220—330 кВ, разделенным на две части с выводом посередине. Ответвления для устройства РПН расположены на 1/4 и 3/4 высоты обмотки. Схема на рис. 22.10, в относится к обмоткам трансформаторов 110 кВ; здесь регулируемая часть обмотки расположена со стороны нейтрали, что позволяет снизить изоляцию переключающего устройства РПН.



Обмотка ВН трансформатора состоит из двух частей: нерегулируемой *a* и регулируемой *б*. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1, 4. Ответвления 1, 2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки. При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3, 4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка *O*. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов *в* и *г*, контактов *K1* и *K2* и реактора *P*. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки *a* трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.



В рассматриваемом устройстве с резисторами условия для гашения дуги, возникающей при размыкании ветвей с током, более благоприятны по сравнению с устройством с токоограничивающим реактором. Применяют контакторы в масле, а также с вакуумными камерами, обладающими значительными преимуществами. Механизм переключающего устройства снабжен мощными пружинами, обеспечивающими большую скорость переключения.

Переключающие устройства системы РПН с резисторами более совершенны. Они относятся к быстродействующим устройствам. Размеры резисторов, рассчитанных на кратковременный ток, относительно невелики, и все устройство может быть выполнено весьма компактным. Принципиальная схема переключающего устройства приведена на рис. 22.14, б. В исходном положении контакторы K_1 и K_2 замкнуты, а контакторы K_3 и K_4 разомкнуты. Рабочий ток проходит через контакты избирателя I_1 и контактор K_1 . Резистор $R1$ шунтирован. Процесс переключения на соседнее ответвление обмотки происходит в следующей последовательности. Контакт избирателя I_2 переходит на соседнее ответвление, размыкается контактор K_1 , и рабочий ток проходит через резистор $R1$ и контактор K_2 . Замыкается контактор K_3 , и половина рабочего тока переходит в ветвь резистора $R2$. Появляется также небольшой циркулирующий ток. Затем размыкается контактор K_2 (под током), и весь ток переходит в ветвь резистора $R2$. Замыкается контактор K_4 , шунтируя резистор $R2$. Ток нагрузки проходит через контактор. Процесс переключения закончен. Левая часть схемы подготовлена к переключению на следующее ответвление.

Требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор $K1$, переводят подвижный контакт ϵ на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор $K1$. Таким образом, секция 1, 2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора P . Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнительный ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1, 2 обмотки. После этого отключают контактор $K2$, переводят подвижный контакт ϵ на контакт ответвления 1 и включают контактор $K2$.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой в течение суток, выполняя таким образом требования встречного регулирования

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов с учетом требований ПУЭ осуществляется путем решения системы неравенств:

— для режима максимальных нагрузок:

$$1,05U_{\text{НОМ}} \leq \frac{U_{\text{max}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \left(1 + \frac{\alpha \% n_{\text{max}}}{100} \right)} \leq 1,1U_{\text{НОМ}}$$

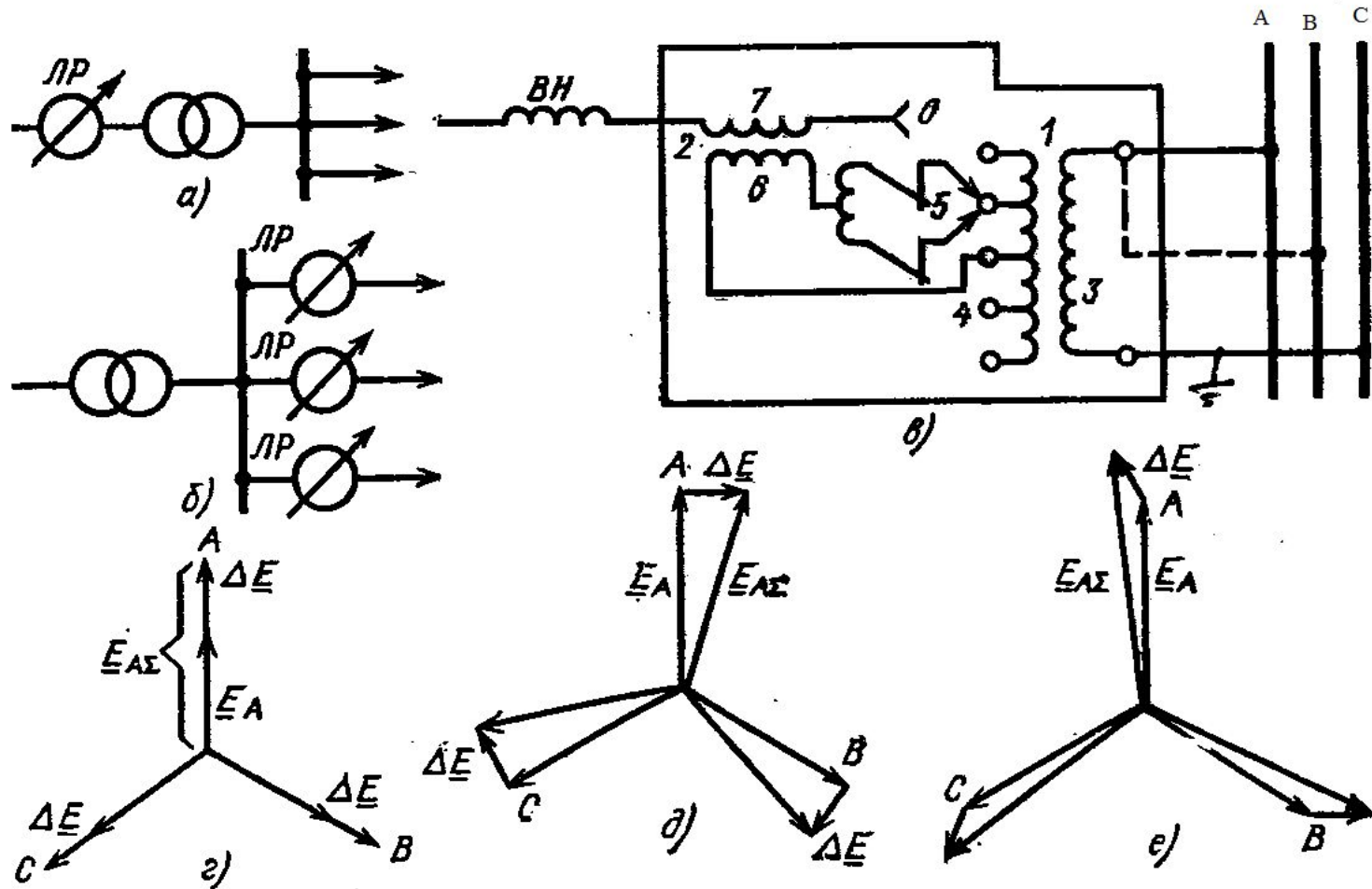
— для режима минимальных нагрузок:

$$1,0U_{\text{НОМ}} \leq \frac{U_{\text{min}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \left(1 + \frac{\alpha \% n_{\text{min}}}{100} \right)} \leq 1,05U_{\text{НОМ}}$$

— для наиболее тяжелого послеаварийного режима:

$$0,95U_{\text{НОМ}} \leq \frac{U_{\text{п.ав}} U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}} \left(1 + \frac{\alpha \% n_{\text{п.ав}}}{100} \right)} \leq U_{\text{НОМ}}$$

Линейные регулировочные трансформаторы (ЛР) и последовательные регулировочные трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях или в группе линий.



Линейный регулировочный трансформатор — статический электрический аппарат, который состоит из последовательного 2 и питающего 1 трансформаторов. Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы A или от фаз B, C . Вторичная обмотка 4 питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки 6 последовательного трансформатора 6 подключен к средней точке вторичной обмотки 4 питающего трансформатора, другой — к переключающему устройству 5. Вторичная обмотка 7 последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой ВН силового трансформатора, и добавочная ЭДС ΔE в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку 3 питающего трансформатора подается напряжение фазы A (сплошные линии), то ЭДС обмотки ВН силового трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по модулю. При этом $E_{A\Sigma}$ — модуль результирующей ЭДС обмотки ВН силового трансформатора и обмотки 7 линейного регулятора равен

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E ,$$

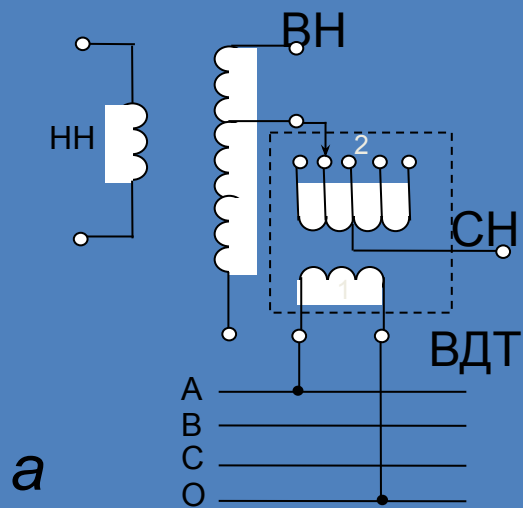
где E_A — модуль ЭДС в фазе A обмотки ВН силового трансформатора.

Если обмотка 3 подключается к двум фазам B и C (штриховые линии), то результирующая ЭДС обмоток ВН и 7 изменяется по фазе

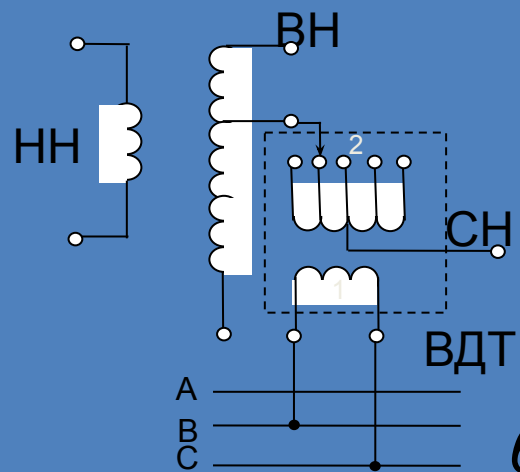
$$\underline{E}_{A\Sigma} = \underline{E}_A + \Delta\underline{E}.$$

Регулирование напряжения по модулю, когда $\Delta\underline{E}$ и \underline{E}_A совпадают по фазе, называется *продольным*. При таком регулировании коэффициент трансформации n_T — действительная величина. Регулирование напряжения по фазе, когда $\Delta\underline{E}$ и \underline{E}_A сдвинуты на 90° , называется *поперечным*. Регулирование напряжения по модулю и фазе называется *продольно-поперечным*. В этом случае обмотка 3 подключена к фазам A и B . При продольно-поперечном регулировании коэффициент трансформации n_T — комплексная величина.

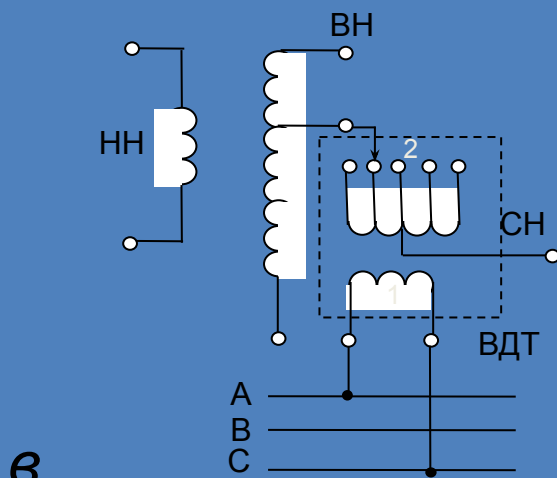
Линейные регулировочные трансформаторы большой мощности изготавливаются трехфазными, мощностью 16—100 МВА с РПН $\pm 15\%$ на 6,6—38,5 кВ; последовательные регулировочные трансформаторы — трехфазными мощностью 92 и 240 МВА на 150 и 35 кВ.



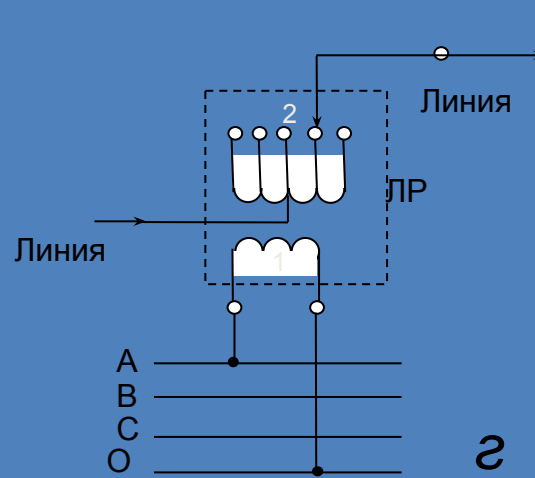
а



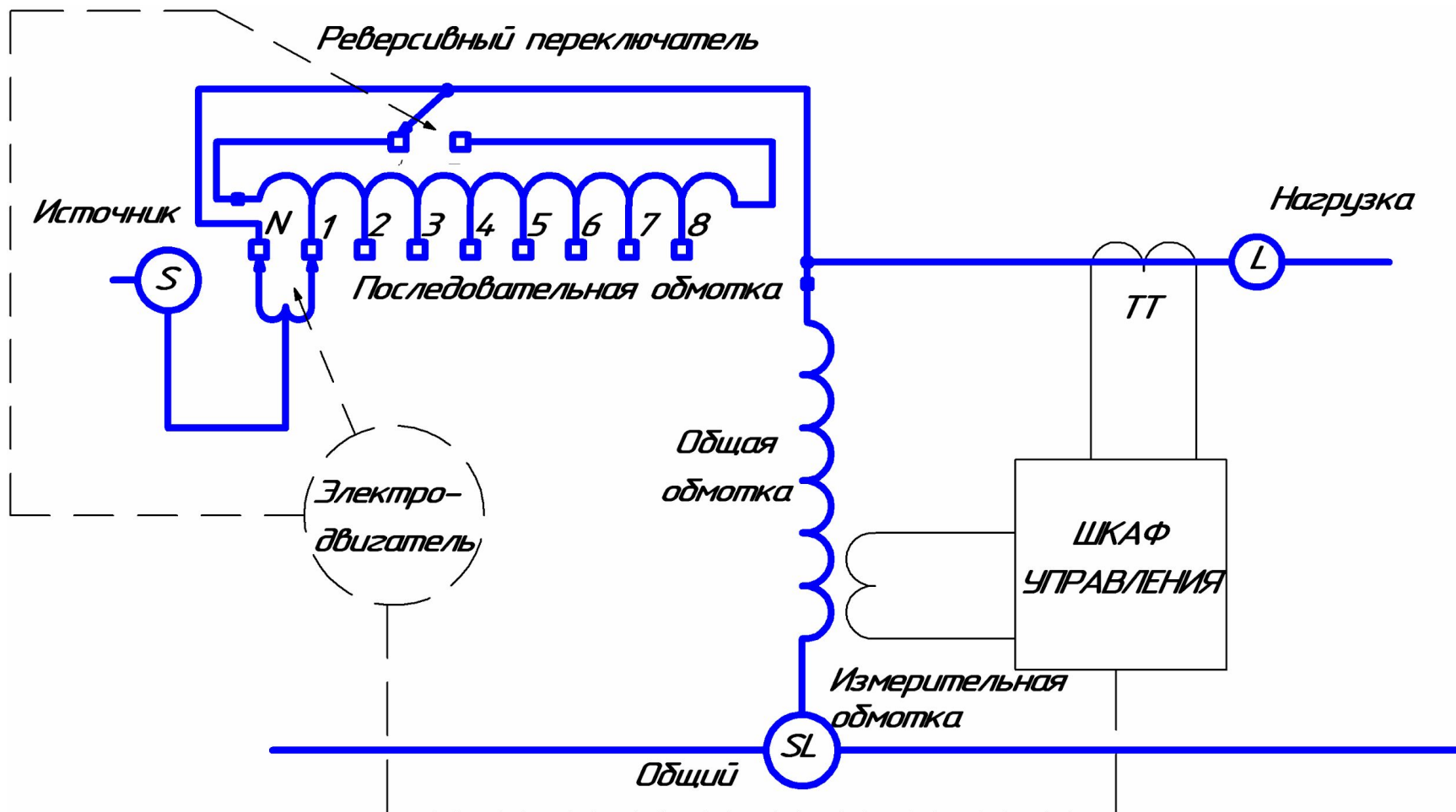
б



в



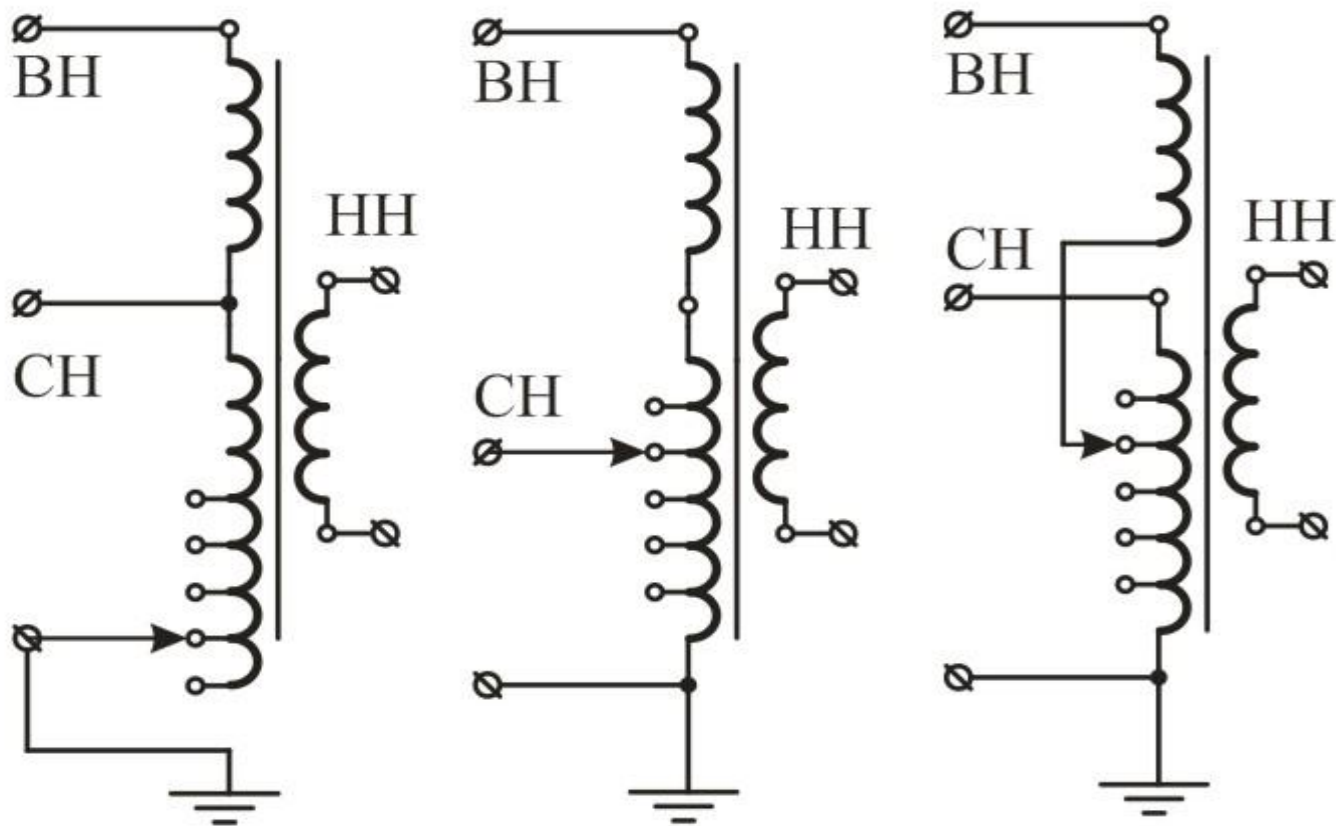
г





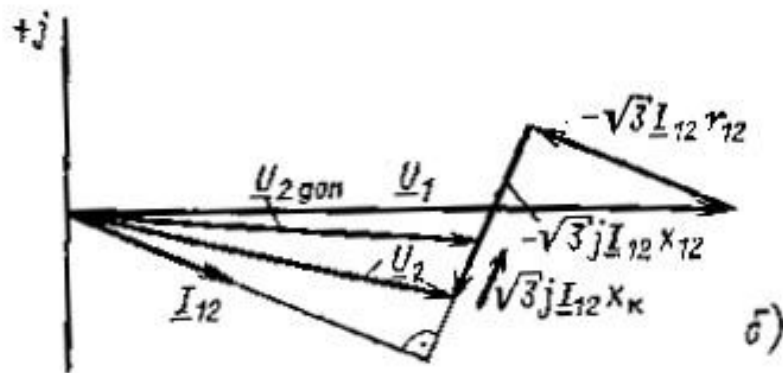
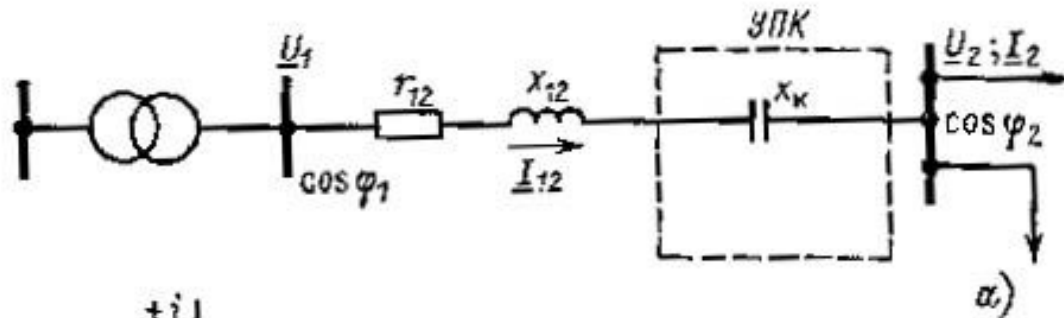
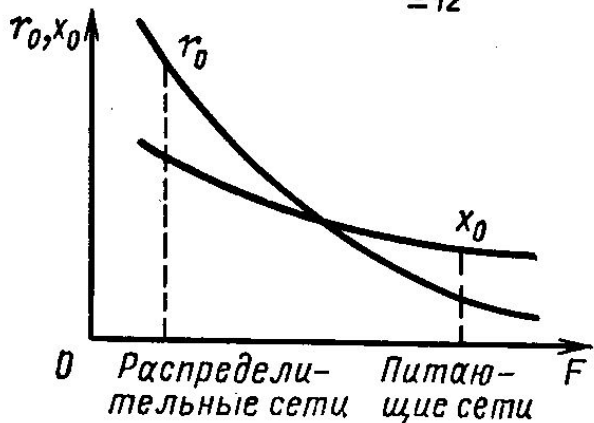
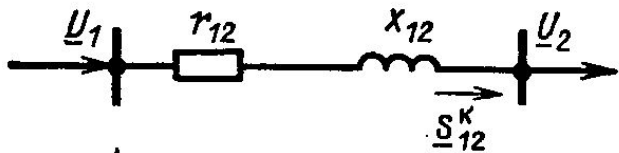
Трансформатор вольтодобавочный
ТДНЛ-40000/10

Автотрансформаторы 220—330 кВ сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль, при этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН—СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН автотрансформатора. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН



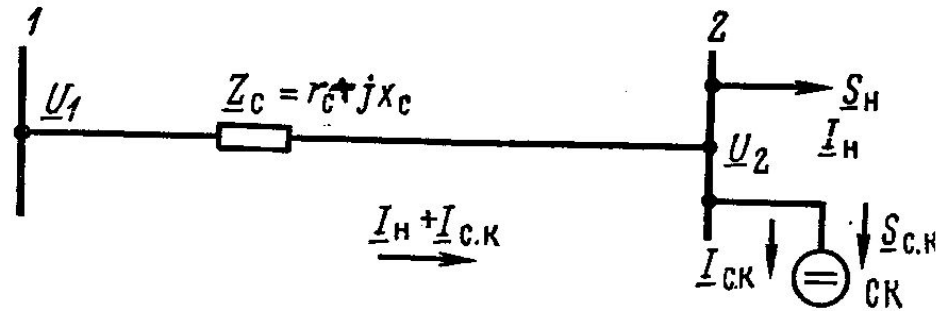
Принципиальные схемы *AT* с РПН в нейтрали обмоток (*а*), на стороне СН (*б*), на стороне ВН (*в*)

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ



$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2},$$

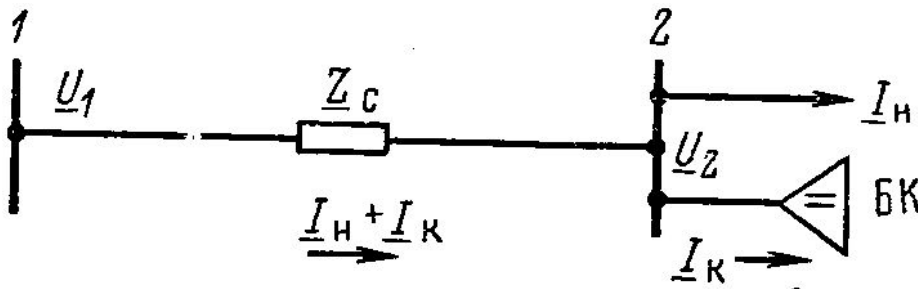
РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ



$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + Q_H x_C}{U_2},$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + (Q_H - Q_{СК}) x_C}{U_2},$$

$$\Delta U_C = \frac{P_H r_C + Q_H x_C}{U_2},$$



$$Q_K = \frac{\Delta U_{РЕГ}^*}{x_C} U_{НОМ}^2.$$

$$\Delta U_{РЕГ}^* = \frac{U_{2.ДОП} - U_2}{U_{НОМ}}.$$

РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО СВЯЗЬ
С ЧАСТОТОЙ**

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети — должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_{II} = \Sigma P_H + \Sigma \Delta P$$

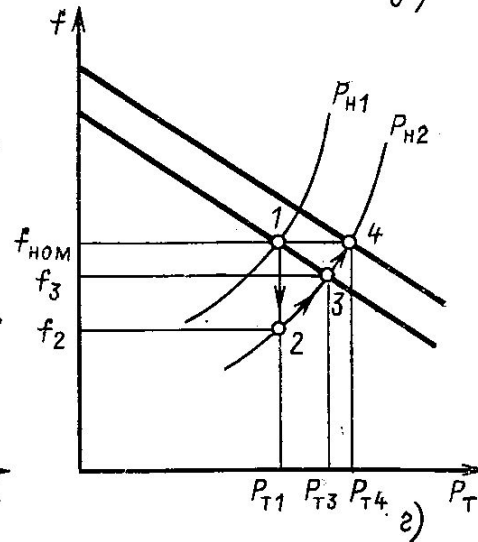
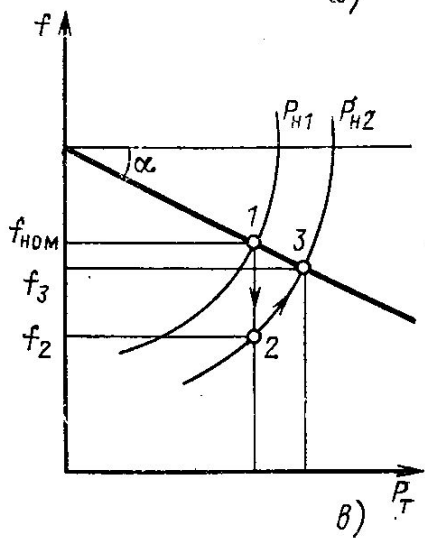
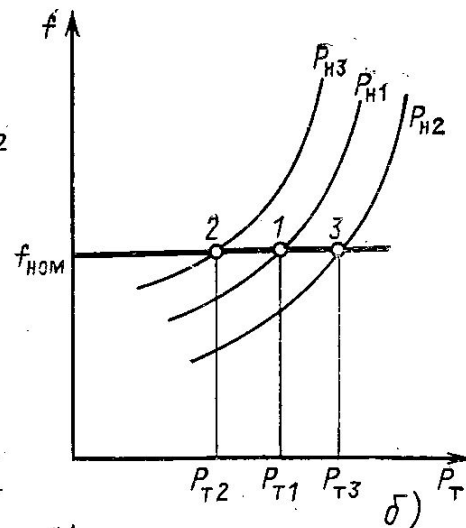
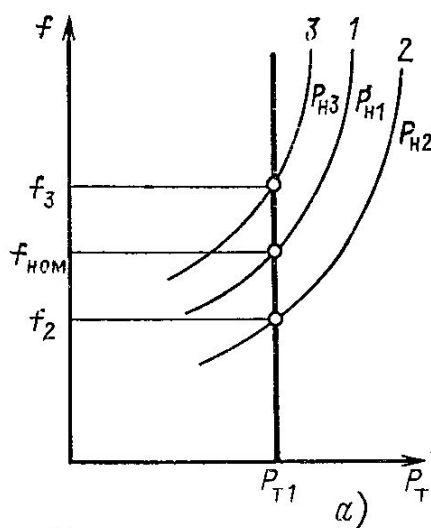
При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты.

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса и брак продукции.

Во всех режимах должен быть определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок. Резерв может быть горячим (генераторы загружаются до мощности меньше номинальной и очень быстро набирают нагрузку при внезапном нарушении баланса P) и холодным, для ввода которого нужен длительный промежуток времени.

Кроме резерва мощности на электростанциях системы необходим резерв по энергии. На ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС—запас воды. Если резерв станций исчерпан, а частота в системе не достигла номинального значения, то в действие вступают устройства АЧР, которые предназначены для быстрого восстановления баланса мощности при ее дефиците путем отключения части менее ответственных потребителей.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИНЫ

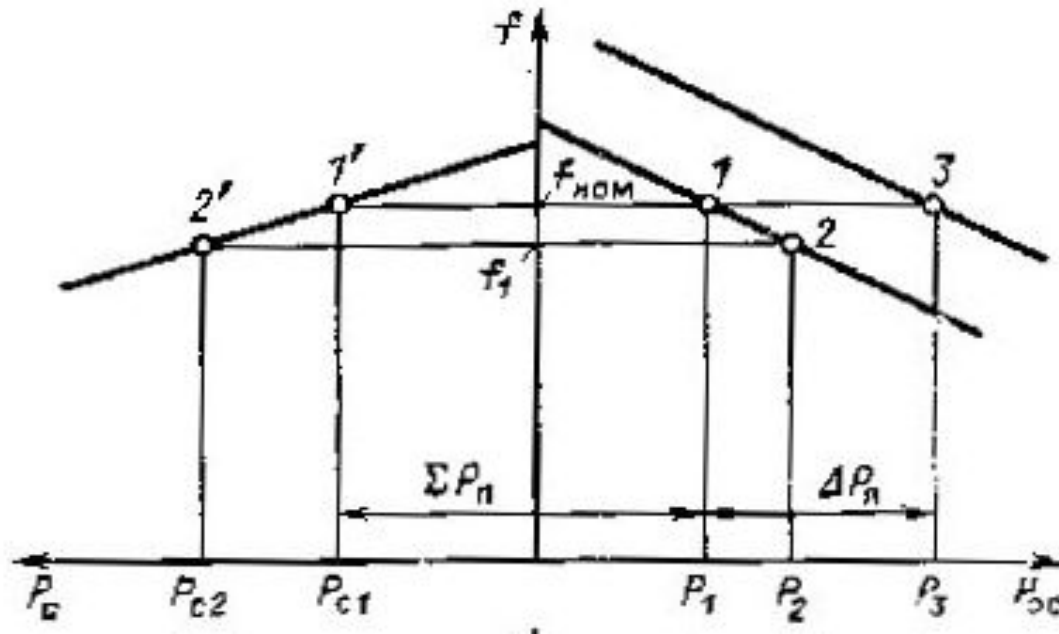


Если турбина имеет автоматический *регулятор скорости*, то он изменяет отпуск энергоносителя (пара или воды) через турбину в зависимости от нагрузки. Регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому часто называются *первичными регуляторами частоты*. Процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называется *первичным регулированием частоты*.

Регуляторы скорости турбины могут иметь астатическую или статическую характеристику. При изменении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится номинальная частота, либо установится некоторая новая частота, близкая к номинальной.

Для астатического регулирования, т. е. для дополнительной корректировки частоты в системе, применяется так называемое *вторичное регулирование*. В процессе вторичного регулирования осуществляется изменение мощности, развиваемой турбинами, в зависимости от частоты переменного тока. Вторичное регулирование ведется либо *автоматическими регуляторами частоты* (вторичными регуляторами скорости), либо обслуживающим персоналом системы (вручную), который контролирует частоту по показаниям приборов. В результате вторичного регулирования статическая характеристика турбины перемещается параллельно самой себе до тех пор, пока частота не станет номинальной

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

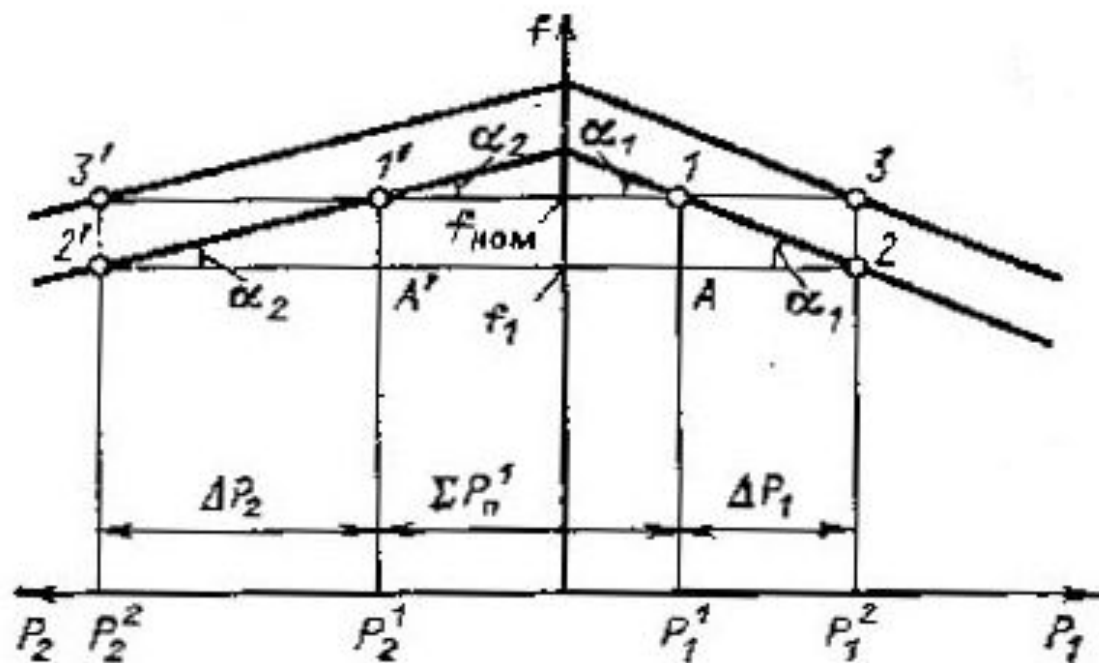


$$P_{C1} + P_1 = \Sigma P_{\Pi}$$

$$P_{C2} + P_2 = \Sigma P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}$$

$$P_3 = P_1 + \Delta P_{\Pi}$$

$$P_{C1} + P_3 = \Sigma P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}$$



При нагрузке ΣP_{Π}^1 частота в системе номинальная; станция 1 имеет нагрузку P_1^1 , станция 2 — P_2^1

$$P_1^1 + P_2^1 = \Sigma P_{\Pi}^1$$

При увеличении нагрузки на ΣP_{Π} прирост мощности распределится между станциями в соответствии со статическими характеристиками. При первичном регулировании частота понизится до f_1 . На станциях 1 и 2 нагрузки соответственно вырастут на ΔP_1 , ΔP_2 и станут равными P_1^1 , P_2^2 .

$$P_1^1 + P_2^2 = \Sigma P_{\Pi}^1 + \Delta P_{\Pi}$$

При вторичном регулировании статические характеристики перемещаются вверх параллельно самим себе, так что частота в системе становится номинальной. Из треугольников $A'1'2'$ и $A12$ на рисунке можно убедиться, что изменения мощностей станций ΔP_1 и ΔP_2 обратно пропорциональны коэффициентам статизма их регуляторов скорости, т. е.

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{\operatorname{tg} \alpha_1}{\operatorname{tg} \alpha_2} = \frac{K_{CT1}}{K_{CT2}}$$

БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕГО СВЯЗЬ С НАПРЯЖЕНИЕМ

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения.

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{Н} + \Sigma \Delta Q$$

В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности.

Обычно энергосистемы дефицитные по активной мощности, дефицитны и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, а генерировать в компенсирующих устройствах, установленных в данной энергосистеме.

Проектирование электрических сетей

1.2.11. При проектировании систем электроснабжения и реконструкции электроустановок должны рассматриваться следующие вопросы:

1) перспектива развития энергосистем и систем электроснабжения с учетом рационального сочетания вновь сооружаемых электрических сетей с действующими и вновь сооружаемыми сетями других классов напряжения;

2) обеспечение комплексного централизованного электроснабжения всех потребителей, расположенных в зоне действия электрических сетей, независимо от их ведомственной принадлежности;

3) ограничение токов КЗ предельными уровнями, определяемыми на перспективу;

4) снижение потерь электрической энергии.

При этом должны рассматриваться в комплексе внешнее и внутреннее электроснабжение с учетом возможностей и экономической целесообразности технологического резервирования.

При решении вопросов резервирования следует учитывать перегрузочную способность элементов электроустановок, а также наличие резерва в технологическом оборудовании.

Требования к надежности питающих и распределительных сетей энергосистем, а также распределительных промышленных, городских и сельских сетей регламентированы в нормативных документах

Приведены требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на подстанциях, схемам присоединения подстанций к сети, допустимости использования двухцепных воздушных линий.

1.2.10. Независимым источником питания электроприемника или группы электроприемников называется источник питания, на котором сохраняется напряжение в пределах, регламентированных настоящими Правилами для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках питания этих электроприемников.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

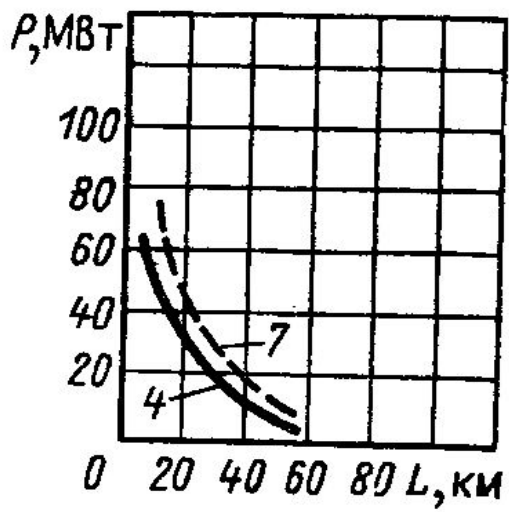
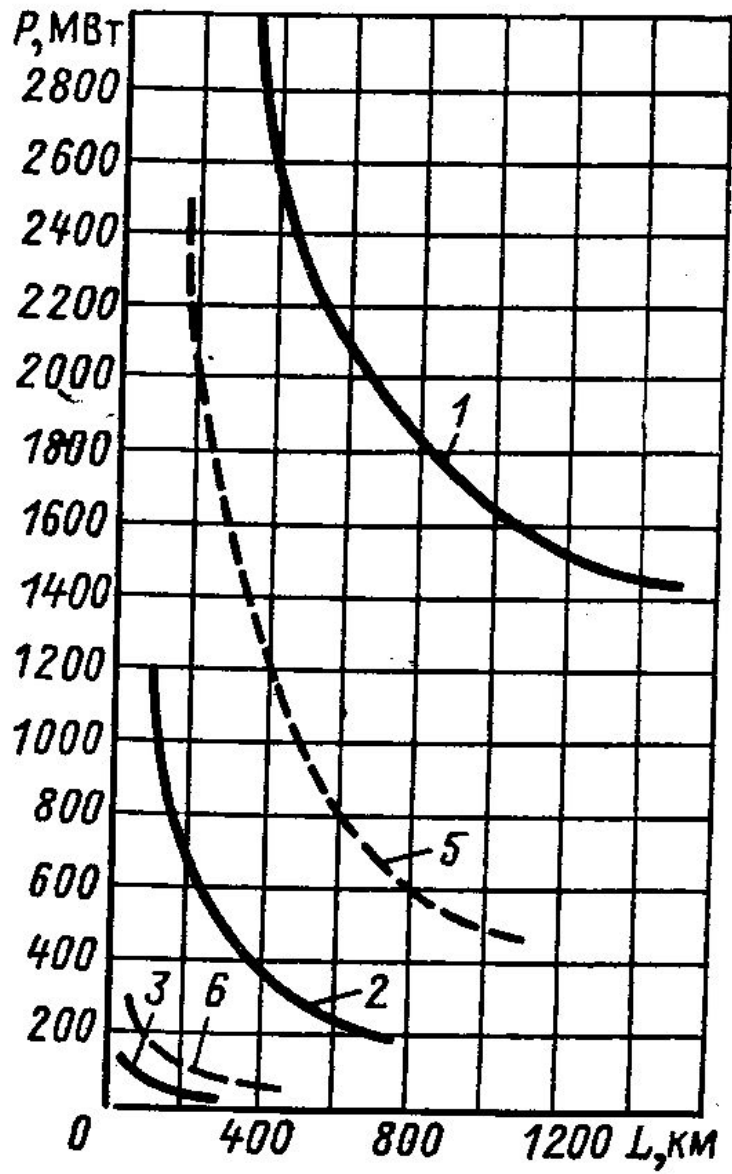
Сети и приемники электроэнергии	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
(3)	(3,15)	(3)/(3,15)	(3,15) и (3.3)	-	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6/6,3	6,3 и 6,6	6/6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10/10,5	10,5 и 11	10/10,5	10,5 и 11	12
20	21	20	22	20/21	22	24
35	-	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110	-	-	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)	-	-	(165)	(158)	(158)	(172)
220	-	-	242	220 и 230	230 и 242	252
330	-	330	347	330	330	363
500	-	500	525	500	-	525
750	-	750	787	750	-	787
1150	-	-	-	1150	-	1200

Примечания: 1. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

2. В знаменателе приведены напряжения для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. Ориентировочное значение можно определить по значению передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается. Напряжение выбирают, исходя из полученного распределения потоков мощности и протяженности участков сети. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое она передается, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Номинальное напряжение можно приближенно оценить одним из следующих способов: а) по кривым; б) по эмпирическим выражениям; в) по таблице пропускной способности и дальности передачи линий



границы равноэкономичности:
 1-1150 и 500 кВ. 2-500 и 220
 кВ, 3-220 и 110 кВ. 4-110 и 35
 кВ, 5-750 и 330 кВ, 6-330 и 150
 кВ, 7-150 и 35 кВ

формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}$$

Г. А. Илларионов предложил следующее выражение:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}}$$

Пропускная способность и дальность передачи линий 110–1150 кВ

Напряже ние линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральная	При плотнос ти тока 1,1 А/ мм ² *	предельная при КПД=0,9	средняя (между двумя соседними ПС)
1	2	3	4	5	6
110	70–240	30	13–45	80	25
150	150–300	60	38–77	250	20
220	240–400	135	90–150	400	100
330	2х240–2х400	360	270–450	700	130
400	3х300–3х400	500	620–820	1000	180
500	3х300–3х500	900	770–1300	1200	280
750	5х300–5х400	2100	1500–2000	2200	300
1150	8х300– 8х500	5200	4000–6000	3000	-

* Для ВЛ 750–1150 кВ при плотности тока 0.85 А/мм².

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Обычно сначала определяют номинальное напряжение головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

После определения ориентировочного значения номинального напряжения надо для каждой конкретной сети наметить ограниченное число вариантов различных номинальных напряжений для их последующего технико-экономического сравнения. В результате сравнения приведенных затрат для этих вариантов сети при различных номинальных напряжениях можно обоснованно выбрать номинальное напряжение всей сети или отдельных ее участков. При разнице приведенных затрат менее 5 % надо выбирать вариант использования более высокого номинального напряжения

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

Выбор сечения осуществляется по техническим и экономическим условиям.

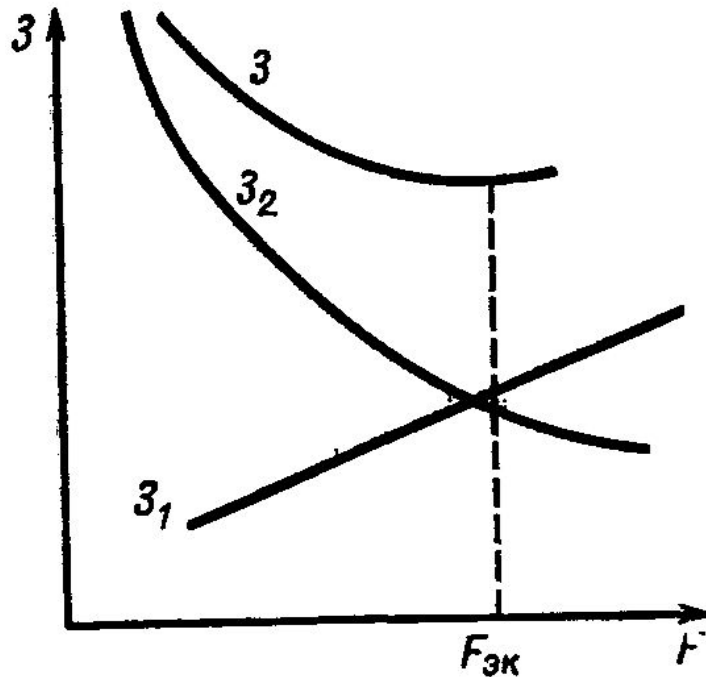
Технические условия:

- 1) по нагреву расчетным током ;
- 2) по короне и радиопомехам;
- 3) по механической прочности;
- 4) по нагреву токами КЗ;
- 5) по допустимой потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия позволяют определить сечения, при которых затраты на сооружение линии минимальны.

Выбор сечений по экономической плотности тока

С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год



$$Z(F) = I + p_n \cdot K$$

Минимуму функции приведенных затрат соответствует некоторое значение сечения $F_{эк}$

Экономическая плотность тока, A/mm^2 , – это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{F_{\text{эк}}}$$

Согласно ПУЭ экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки.

В настоящее время по экономической плотности тока выбирают сечения кабельных линий напряжением выше 1 кВ и воздушных линий 35–500 кВ.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий с напряжением до 1 кВ при времени наибольшей нагрузки до 4000–5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет.

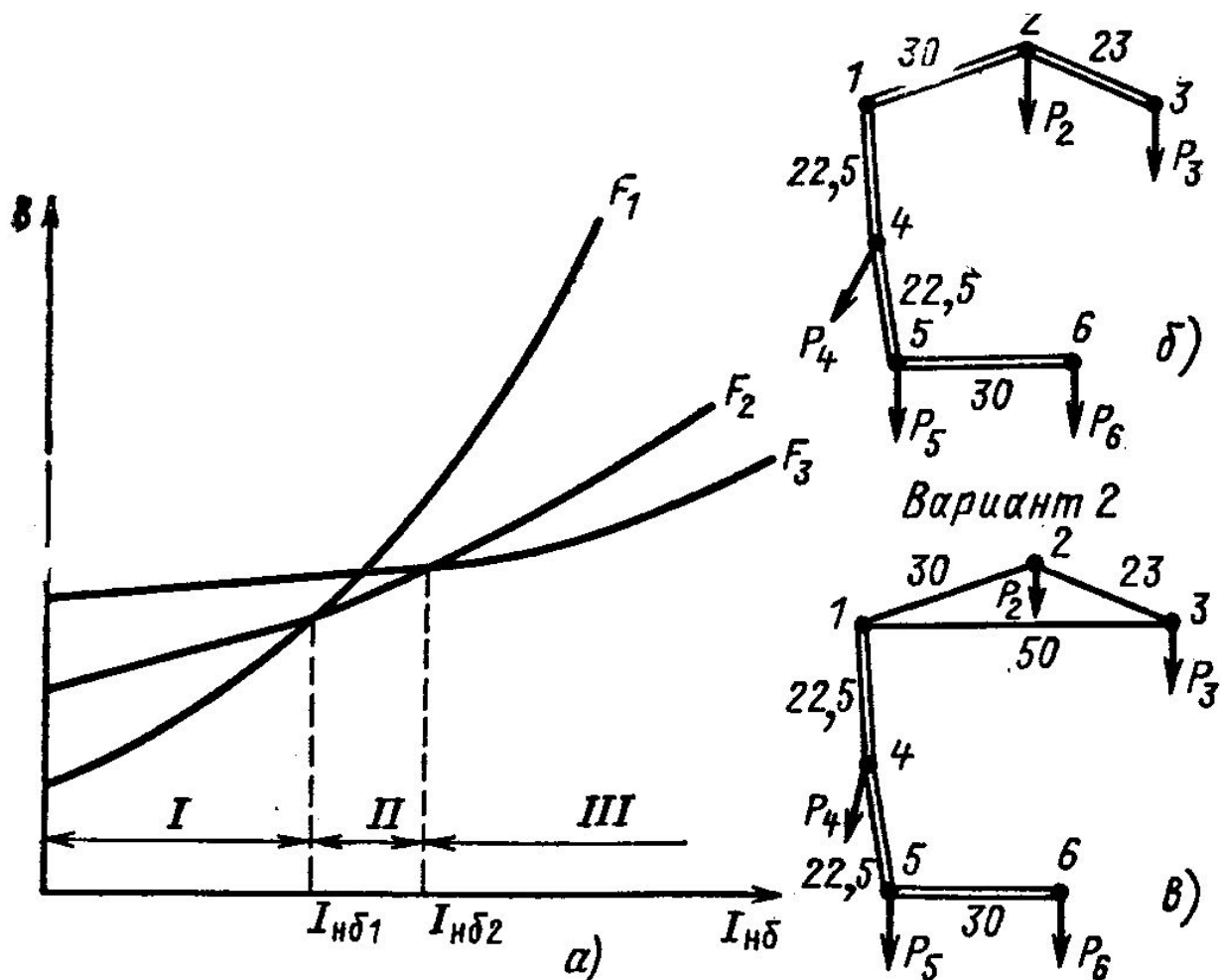
Экономическая плотность тока $J_{эк} \text{ А /мм}^2$

Тип проводника	$T_{нб}$, ч/год		
	1000-3000	3001-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми для:			
европейской части СССР, Закавказья, Забайкалья, Дальнего Востока	1,6	1,4	1,2
Центральной Сибири, Ка- захстана и Средней Азии	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми для:			
европейской части СССР, Закавказья, Забайкалья и Дальнего Востока	1,9	1,7	1,6
Центральной Сибири, Ка- захстана и Средней Азии	2,2	2	1,9

Сечение проводов и кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проверяют по нагреву, по допустимой потере напряжения, по механической прочности. Если сечение проводника, выбранное по, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям, то надо выбирать наибольшее сечение, определяемое этими условиями.

Сечение кабельных линий напряжением выше 1 кВ, выбранное по экономической плотности тока, проверяется по нагреву, по допустимым потерям и отклонениям напряжения, а также по термической стойкости при токах короткого замыкания.

Выбор сечения воздушных линий по экономическим интервалам



$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T$$

$I_{нб}$ ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме

α_i коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии

α_T коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{нб}$

и коэффициент ее попадания в максимум энергосистем K_m

Для линий 110–220 кВ значение $\alpha_i = 1,05$

Сечения проводов на ответвлениях от основной ВЛ длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как и на основной линии. Для заходов действующих ВЛ на новые ПС сечение провода выбирается, как правило, не меньшим, чем на основной линии.

Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности

Сечение проводов, мм²

Характеристика ВЛ	из			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III - IV	95	50	50/8	35
в V и более	-	-	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III - IV	95	70	50/8	50
в V и более	-	-	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	-	-	70/11	-
35 кВ и выше	-	-	120/19	-

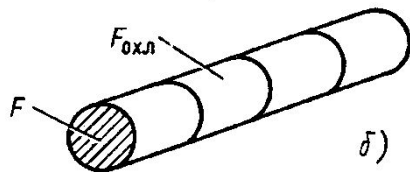
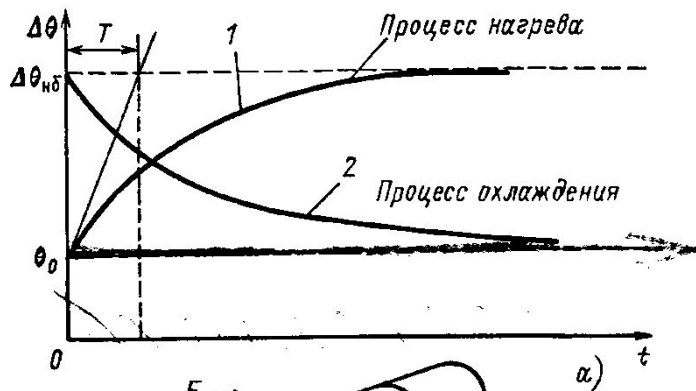
2.5.81. При выборе конструкции ВЛ, количества составляющих и площади сечения проводов фазы и их расположения необходимо ограничение напряженности электрического поля на поверхности проводов до уровней, допустимых по короне и радиопомехам

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

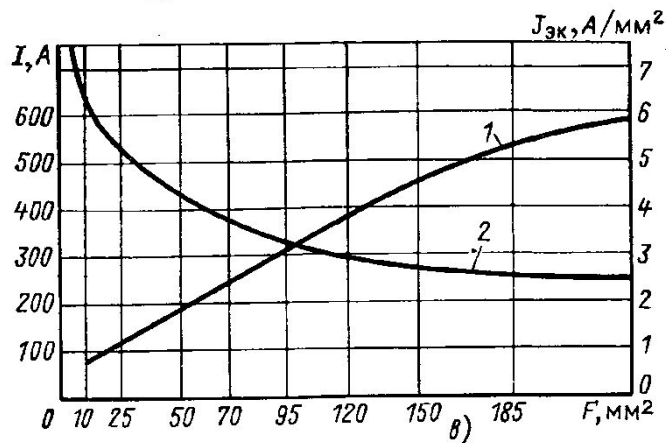
Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
110	11,4 (АС 70/11)	-
150	15,2 (АС 120/19)	-
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	-
330	33,2 (АС 600/72)	2×21,6 (2×АС 240/32) 3×15,2 (3×АС 120/19) 3×17,1 (3×АС 150/24)
500	-	2×36,2 (2×АС 700/86) 3×24,0 (3×АС 300/39) 4×18,8 (4×АС 185/29)
750	-	4×29,1 (4×АС 400/93) 51×21,6 (5×АС 240/32)

ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ ДОПУСТИМОГО НАГРЕВА

Допустимый ток—это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры.



Допустимая температура — это такая наибольшая температура, при которой провод или кабель сохраняет свои электрические и механические свойства.



$$Q_{\text{вбл}} = K_1 \cdot I^2 \cdot r = K_1 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{F}$$

$$Q_{\text{охл}} = K_2 \cdot (\theta - \theta_{\text{окр}}) \cdot F_{\text{охл}}$$

$$I_{\text{доп}} = K_3 \sqrt{\frac{F \cdot (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{окр}}) \cdot F_{\text{охл}}}{\rho \cdot l}}$$

$$K_3 = \sqrt{K_2 / K_1}$$

$$I_{\text{доп}} \equiv \sqrt{(\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{окр}})} \equiv \sqrt{\frac{1}{\rho \cdot l}} \quad I_{\text{доп}} \equiv \sqrt{F \cdot F_{\text{охл}}} \equiv d^{3/2}$$

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
	120/19	390	313	485	375	395	300
120	120/27	375	-				
	150/19	450	365	570	440	465	355
150	150/24	450	365				
	150/34	450	-				
	185/24	520	430	650	500	540	410
185	185/29	510	425				
	185/43	515	-				
	240/32	605	505	760	590	685	490
240	240/39	610	505				

Допустимый по нагреву ток определяется следующим выражением

$$I_{доп} = I_{доп.табл} \cdot K_n \cdot K_{\theta}$$

K_n поправочный коэффициент на число кабелей

K_{θ} поправочный коэффициент на температуру окружающей среды и допустимую температуру

Поправочные коэффициенты K_n на число работающих кабелей, лежащих в земле, в трубах и без труб

Расстояние в свету, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблица П2.6. Значения поправочного коэффициента a на сечение кабелей, прокладываемых в блоках

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Коэффициент для номера канала в блоке				Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Коэффициент для номера канала в блоке			
	1	2	3	4		1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51	120	1,14	1,13	1,13	1,12
35	0,54	0,57	0,57	0,60	150	1,33	1,30	1,29	1,26
50	0,67	0,69	0,69	0,71	185	1,50	1,46	1,45	1,38
70	0,81	0,84	0,84	0,85	240	1,78	1,70	1,68	1,55
95	1,00	1,00	1,00	1,00					

Таблица П2.7. Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Поправочный коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

При режиме работы питаемой кабелем нагрузки, носящем название повторно-кратковременного, разрешается вместо действительного кратковременного тока учитывать в расчете некоторый условный «приведенный длительный» ток, определяемый по формуле

$$I_{пр.дл} = I_{кр} \sqrt{ПВ / 0,875}$$

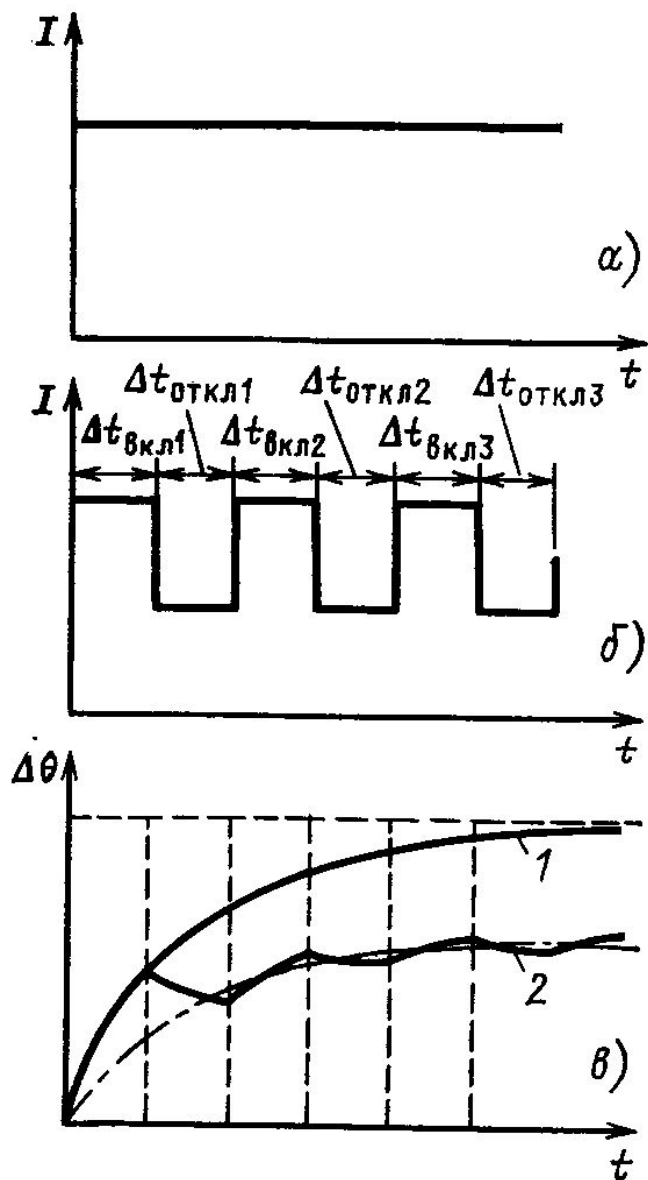
$$ПВ = \Sigma t_{вкл} / t_{ц}$$

$$t_{ц} = t_{вкл} + t_{откл}$$

$$\Sigma t_{вкл} \leq 4 \text{ мин}$$

$$t_{ц} \leq 10 \text{ мин}$$

Если продолжительность включения превышает 4 мин и паузы между включениями малы, то указанной формулой пользоваться нельзя и расчет следует вести, как для установки с длительным режимом работы.



Для медных проводов сечением до 6 мм^2 и алюминиевых сечением до 10 мм^2 допустимые по нагреву токи принимаются, как для установок с длительным режимом работ.

Условия проверки сечения по нагреву

Первое условие связывает наибольший и допустимый по нагреву токи линии:

$$I_{доп} \geq I_{нб}$$

Для ВЛ проверяются нормальные, послеаварийный и ремонтные режимы.

Для кабельных линий до 10 кВ можно превысить при перегрузках или авариях, если наибольший ток предварительной нагрузки линии в нормальном режиме был не более 80 % допустимого, т. е. при условии

$$0,8 \cdot I_{доп} \geq I_{нб}$$

В послеаварийных режимах кабельных линий перегрузка допускается до 5 сут и определяется условием

$$K_{ав} \cdot I_{доп} \geq I_{ав.нб}$$

Таблица П2.9. Допустимые кратковременные перегрузки для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Предварительная нагрузка, %	Способ прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение времени, ч		
		0,5	1,0	3,0
60	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,00
80	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00

Второе условие выбора сечения необходимо для правильной работы аппаратов, защищающих сеть от перегрева (например, предохранителей), и состоит в следующем:

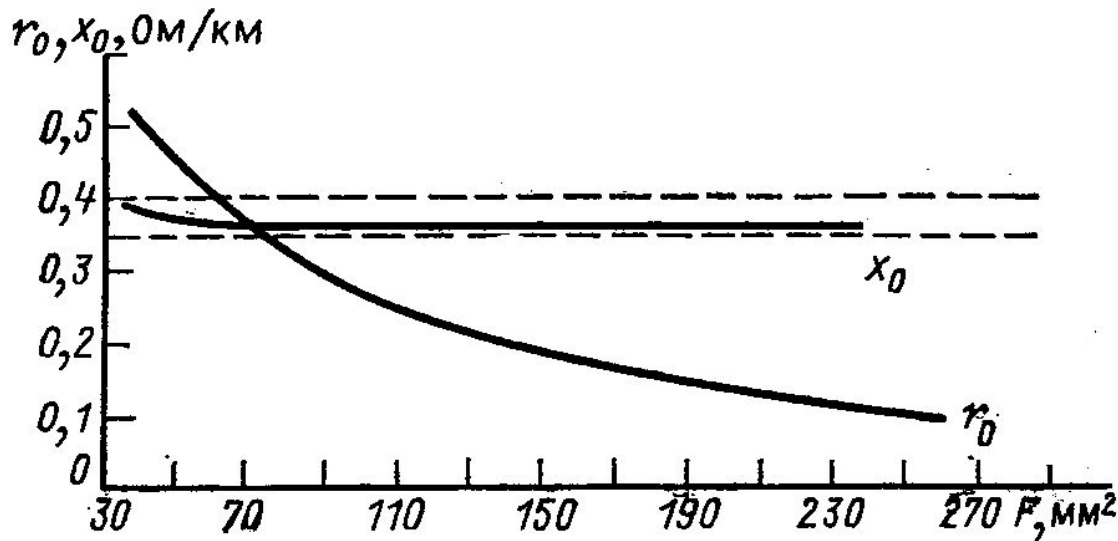
$$I_{доп} \geq I_{ном.защ.ап} / K$$

K– коэффициент, равный 0,8 для городских сетей (освещение и быт) и 3 для промышленных предприятий и силовых установок

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕЧЕНИЯ ЛИНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Допустимая потеря напряжения в распределительной сети всегда должна быть больше наибольшей потери напряжения или равна ей, т. е. должно выполняться следующее условие:

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}$$



$$\Delta U = \frac{P_r + Q_x}{U_{ном}}$$

Особенности выбора сечений в распределительных сетях 0,38–20 кВ обусловлены необходимостью учитывать при выборе F условия экономичности, допустимых потерь напряжения и нагрева.

Для сети с несколькими участками для однозначного выбора могут быть наложены дополнительные условия, косвенно отражающие условия экономичности. Этим условием может быть, например, соображение о целесообразности выбора неизменного по всей линии с несколькими нагрузками сечения проводов. В ряде случаев используется условие минимума расхода металла или минимума потерь мощности в линии. Все три рассмотренных способа выбора сечения определяются допустимой потерей напряжения

$$F_{kj} = const = F$$

Выбор сечения из условия его равенства на всех участках линии. Это условие используется при выборе сечения проводов и кабелей в городских электрических сетях. Равенство сечений проводов обеспечивает наиболее выгодные условия для строительства и монтажа сети или ее участков. Особые преимущества такая структура имеет для линий с большим количеством нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу.

$$\Delta U_{нб} = \sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m \frac{P_{kj} \cdot r_{kj} + Q_{kj} \cdot x_{kj}}{U_{ном}} \equiv \frac{\sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m P_{kj} \cdot r_{kj}}{U_{ном}} + \frac{\sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m Q_{kj} \cdot x_{kj}}{U_{ном}}$$

$$\Delta U_{доп} = \Delta U_{доп.а} + \Delta U_{доп.р}$$

$$\Delta U_{доп.а} = \frac{\sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m P_{kj} \cdot r_{kj}}{U_{ном}}$$

$$\Delta U_{доп.р} = \frac{\sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m Q_{kj} \cdot x_{kj}}{U_{ном}}$$

$$\Delta U_{\text{дон.а}} = \frac{\sum_{k=1}^m \sum_{j=2} P_{kj} \cdot r_0 \cdot l_{kj}}{U_{\text{ном}}} \quad r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F}$$

$$F = \frac{\sum_{k=1}^m \sum_{j=2} \sqrt{3} I_{kj} \cdot l_{kj} \cdot \cos \varphi_{kj}}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{дон.а}}}$$

Выбор сечения из условия минимума потерь мощности. Можно показать, что минимум потерь мощности соответствует постоянной плотности тока, т. е. при этом плотность тока на всех участках линии одинакова:

$$J_{\Delta U} = \frac{I_{kj}}{F_{kj}} = \text{const}$$

Выбор сечения из условия минимального расхода проводникового материала на сооружение линии. Это дополнительное условие используется в сельских сетях при малой их загрузке, где экономия металла важнее, чем экономия потерь электроэнергии. В случае n нагрузок сечение последнего ($n-1$) n -го участка линии определяется следующей формулой:

$$F_{(n-1) \cdot n} = \frac{\rho \sqrt{P_{(n-1) \cdot n}}}{\Delta U_{\text{доп.э}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{k=1, j=2}^n l_{kj} \sqrt{P_{kj}}$$

$$\frac{F_{12}^2}{P_{12}} = \frac{F_{23}^2}{P_{23}} = \boxtimes = \frac{F_{(n-2) \cdot (n-1)}^2}{P_{(n-2) \cdot (n-1)}} = \frac{F_{(n-1) \cdot n}^2}{P_{(n-1) \cdot n}}$$

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечения кабельных линий, защищаемых релейной защитой. Кабели, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

Термически стойкое к токам КЗ сечение определяют по формуле, мм²,

$$s_T = I_\infty \sqrt{t_n} / K_T,$$

где I_∞ — установившееся значение тока КЗ, А; t_n — приведенное время КЗ; K_T — температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, значения которого приведены в табл. А · с^{1/2}/мм².

Таблица Допустимые температуры нагрева жил кабелей и температурный коэффициент K_T

Вид и материал проводника	$t_D, ^\circ\text{C}$	$t_D, ^\circ\text{C}$	$t_K, ^\circ\text{C}$		$K_T, \text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$	
			медные жилы	алюминиевые жилы	медные жилы	алюминиевые жилы
Кабели с бумажной изоляцией для напряжения, кВ:						
до 3	80	125	200	150	165	95
6	65	100	200	150	165	95
10	60	90	200	150	165	95
20—35	50	—	125	125	—	—
Кабели с поливинилхлоридной изоляцией для напряжения, кВ:						
6	65	75	150	150	114	75
10	65	75	150	150	118	78
Кабели с полиэтиленовой изоляцией для напряжения, кВ:						
6	65	72	120	120	94	62
10	65	72	120	120	98	65

Примечание. t_D — допустимая температура нагрева жилы кабеля при длительно допустимой нагрузке; t_D — допустимая температура нагрева жилы при кратковременных перегрузках (длительностью до 4 мин); t_K — максимально допустимая температура нагрева жилы при токах КЗ.

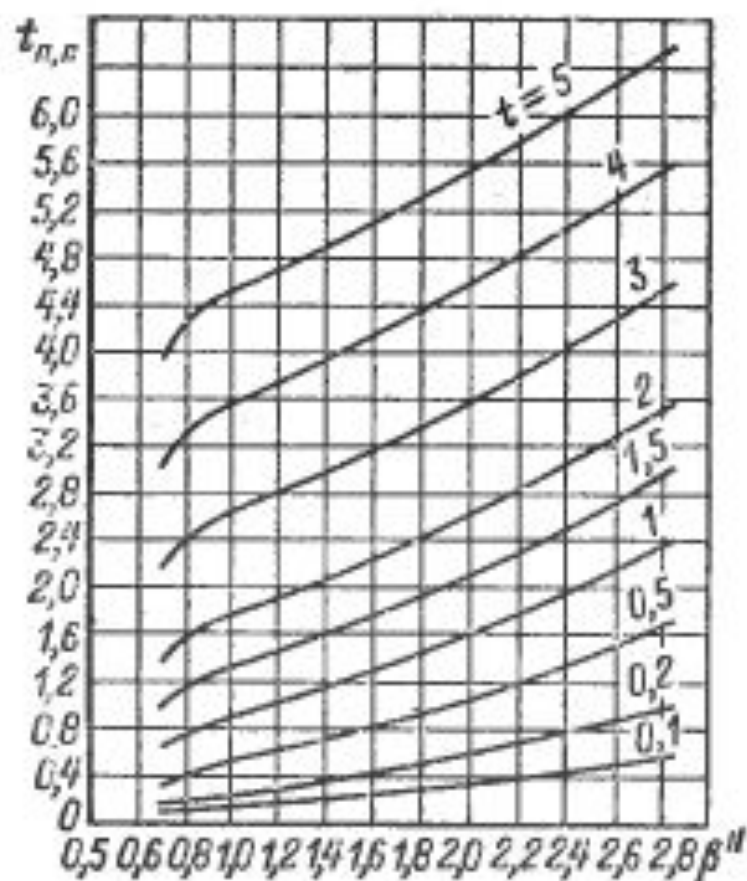


Рис. . Кривые зависимости приведенного времени для периодической составляющей тока КЗ при питании от генератора с АРВ

Приведенное время $t_{п}$ определяют суммированием аperiodической $t_{п,а}$ и периодической $t_{п,п}$ составляющих времени тока КЗ

$$t_{п} = t_{п,а} + t_{п,п}$$

При действительном времени КЗ $t < 5$ с ($t = t_{з} + t_{вык}$; $t_{з}$, $t_{вык}$ — соответственно длительность действия защиты и отключающей аппаратуры) значения $t_{п,п}$ определяются по кривым рис. 3.5 в зависимости от действительного времени КЗ и отношения начального сверхпереходного тока КЗ I'' к установившемуся току КЗ I_{∞} ($\beta'' = I''/I_{\infty}$). При действительном времени $t > 5$ с

$t_{п,п} = t_{п5} + (t - 5)$, где $t_{п5}$ — значение приведенного времени для $t = 5$ с. Приведенное время аperiodической составляющей определяется по формуле

$$t_{п,а} \approx 0,05 (\beta^n)^2.$$

При действительном времени $t > 1$ с величина $t_{п,а}$ не учитывается.

За стандартное термически стойкое сечение принимается ближайшее меньшее сечение к расчетной величине s_T . Такое решение обусловлено ошибкой в сторону завышения, заложенной в методе расчета.

Выбор числа и мощности трансформаторов

Обычно на подстанции выбирают один или два трансформатора.

При этом однитрансформаторные подстанции выбирают: - для питания электроприемников, допускающих питание только от одного резервированного источника (электроприемников III категории); - для питания электроприемников любых категорий через замкнутые сети, подключенные к двум или нескольким подстанциям (или через незамкнутые сети, связанные между собой резервными линиями).

Два трансформатора устанавливают на подстанциях, питающих электроприемники I или II категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями.

Чтобы оба трансформатора могли надежно резервировать друг друга, их запитывают от независимых источников по не зависящим друг от друга линиям. Ввиду того, что взаимное резервирование трансформаторов должно быть равнозначным, их выбирают одинаковой мощности. Главные понизительные подстанции (ГПП) предприятий, как правило, сооружают двухтрансформаторными.

Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии в цехе электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ТП, т.е. они допустимы для потребителей III и II категорий, а также при наличии в сети 380-660 В небольшого количества (до 20%) потребителей I категории.

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях:

- при преобладании потребителей I категории и наличии потребителей особой группы (последним необходим третий источник);
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (компрессорные и насосные подстанции);
- для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок (выше 0,5-0,7 2 кВА/м

Мощность трансформаторов ГПП и цеховых ТП (за исключением случаев резкопеременного графика нагрузки) рекомендуется выбирать по средней нагрузке за наиболее загруженную смену с последующей проверкой и корректировкой ее по удельным расходам электроэнергии на единицу продукции, полученным в результате обследований электрических нагрузок предприятий.

На ГПП промышленных предприятий для бесперебойного питания нагрузок первой и второй категорий рекомендуется устанавливать два трансформатора с коэффициентом загрузки в нормальном режиме 0,6 - 0,7.

Коэффициенты загрузки трансформаторов цеховых подстанций целесообразно принимать следующие: двухтрансформаторных с преобладающей нагрузкой первой категории - 0,65 - 0,7, однитрансформаторных с преобладающей нагрузкой второй категории и резервированием по переключкам на вторичном напряжении - 0,7 - 0,8.

На двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформаторов выбирается это двум условиям:

— в нормальном режиме обеспечить питание нагрузки потребителей, присоединенных к трансформатору со стороны НН, т. е.:

$$S_{ном} \geq S_p / 2;$$

— при выходе из строя одного из трансформаторов подстанции оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание потребителей подстанции с учетом допустимой перегрузки на 40% сверх номинальной мощности (для маслонаполненных трансформаторов, работающих с коэффициентом начальной нагрузки $K_1 < 0,93$, допускается перегрузка на 40 % сверх номинального тока не более 5 суток на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки при принятии всех мер для усиления охлаждения трансформатора), при этом часть потребителей может быть ограничена в потреблении мощности в соответствии с нормами

$$S_{ном} \geq S_p / 1,4;$$

$$S_{ном} \geq \frac{(1 - K_{огр}) S_p}{1,4}$$

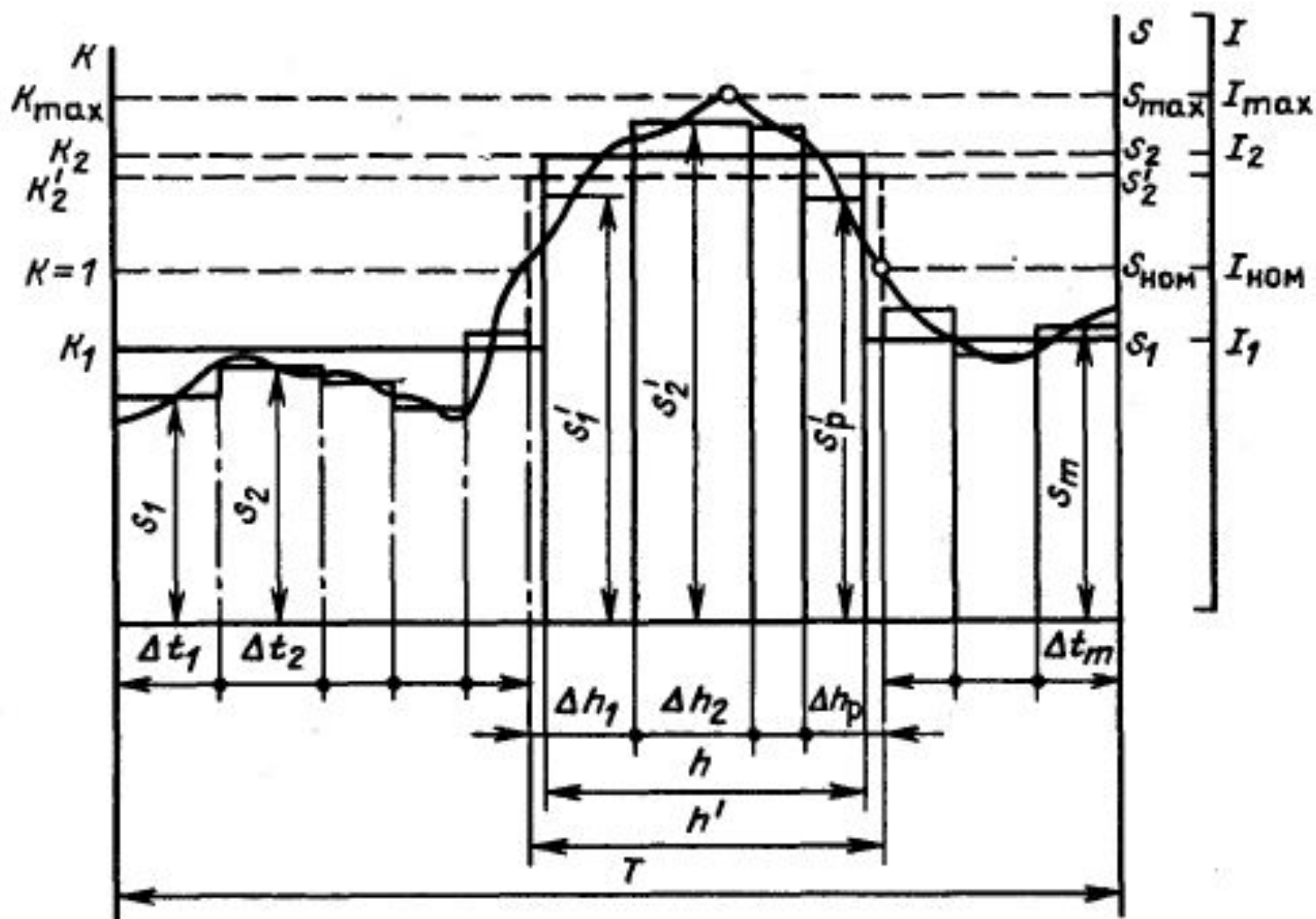
Поскольку в настоящее время в разветвленных питающих и распределительных сетях сложно, а зачастую, даже невозможно выделить потребителей отдельных категорий, то при определении аварийной перегрузки трансформаторов следует руководствоваться требованиями [Постановления Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и \(или\) частичном ограничении режима потребления электрической энергии"](#).

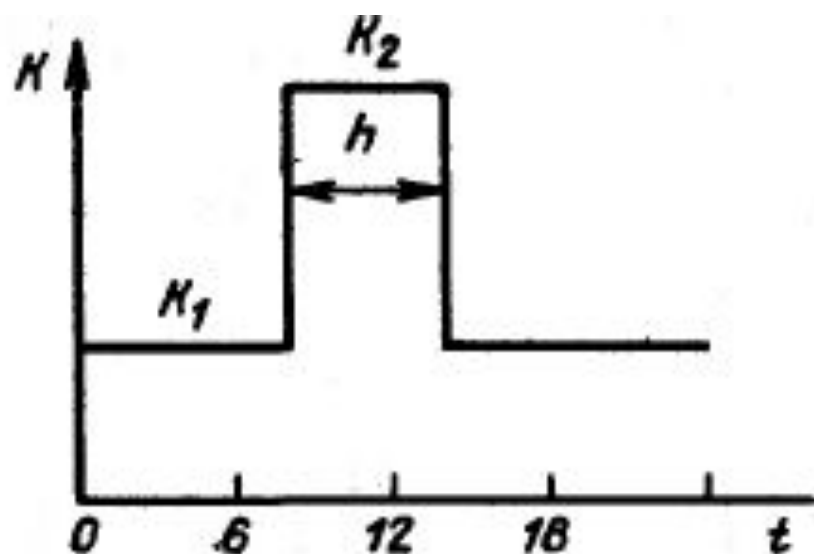
В графики ограничения режима и временного отключения потребления могут быть включены энергопринимающие устройства потребителей любой категории. При этом ограничение режима потребления электрической энергии не может превышать 25 процентов прогнозируемого суточного потребления, а ограничение режима потребления мощности - 20 процентов прогнозируемой диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике мощности потребления энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации в часы максимальных нагрузок энергосистемы

ДОПУСТИМЫЕ СИСТЕМАТИЧЕСКИЕ И АВАРИЙНЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Различают аварийные и систематические перегрузки трансформаторов. Аварийная перегрузка допускается в исключительных условиях (аварийных) в течение ограниченного времени, когда перерыв в электроснабжении потребителей недопустим. Систематическая перегрузка трансформатора допустима за счет неравномерности нагрузки его в течение суток (года).

Величину и продолжительность допустимых перегрузок, а также термический износ изоляции обмоток при перегрузках определяют для прямоугольных двухступенчатых или многоступенчатых графиков нагрузки, в которые необходимо преобразовать заданные или реальные графики нагрузки.





Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый график следует выполнять в следующей последовательности:

1) провести на заданном графике горизонтальную линию с ординатой $K = 1$, т. е. линию номинальной нагрузки $S_{\text{НОМ}}$;

2) пересечением этой линии с исходным графиком выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h' ;

3) оставшуюся часть исходного графика разбить на m интервалов Δt_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, и определить значения S_1, S_2, \dots, S_m ;

4) определить начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика из выражения

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}$$

5) участок перегрузки h' на исходном графике разбить на p интервалов Δh_i ,

исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, и определить значения S'_1, S'_2, \dots, S'_p ;

6) определить предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки из выражения

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \times \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} \quad (22.27)$$

Затем следует сравнить предварительное значение K'_2 с K_{max} исходного графика; если $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$; продолжительность перегрузки следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{K_2^2 h'}{(0,9K_{\text{max}})^2} \quad (22.28)$$

Таблицы П4.1 – П4.7 определяют допустимые систематические нагрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от -20 до $+40$ °С. Обозначение (+) указывает на то, что $K_2 > 2,0$, что недопустимо. Подчеркнутые значения указывают на то, что $1,5 < K_2 \leq 2,0$. Такие режимы допустимы, но требуют согласования с заводом-изготовителем.

Выбор номинальной мощности силового трансформатора по заданному графику нагрузки. Если в качестве исходных данных для выбора номинальной мощности силового трансформатора задан график нагрузки, то его необходимо предварительно преобразовать в эквивалентный двухступенчатый. Учитывая, что мощность трансформатора неизвестна, для преобразования графика используют следующий приближенный подход. Определяется средняя нагрузка по графику

$$S_{\text{ср}} = \frac{\int_0^{24} f(t) dt}{24}.$$

Выделяется пиковая часть графика. Аналогично рассмотренному ранее случаю определяется коэффициент K_{-1}

и продолжительность перегрузки H . По полученным значениям $K_{з1}$ и H определяются из табл. допустимое значение $K_{п, доп}$.

Номинальная мощность силового трансформатора находится из выражения

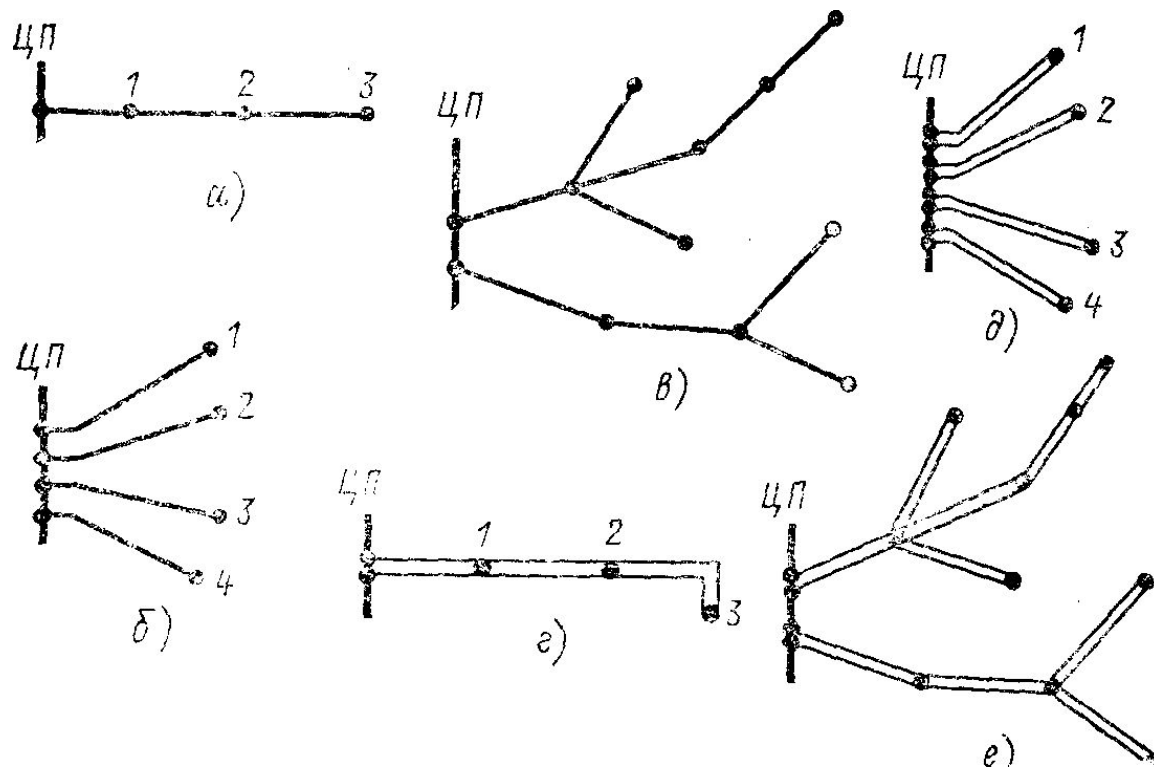
$$S_{ном.т} = \frac{S'_{н2}}{K_{п, доп}},$$

где $S'_{н2}$ согласно определяется по формуле

$$S'_{н2} = \sqrt{\frac{(S'_{н1})^2 \Delta H_1 + (S'_{н2}) \Delta H_2 + \dots + (S'_{нn})^2 \Delta H_n}{\Delta H_1 + \Delta H_2 + \dots + \Delta H_n}}.$$

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Схема электрической сети определяется применяемыми номинальными напряжениями, числом ступеней трансформации, схемой соединения подстанций (конфигурацией сети) и схемами электрических соединений понижающих подстанций.



а, б, в—магистральная, радиальная и радиально-магистральная нерезервированные:
г, д, е—магистральная, радиальная и радиально-магистральная резервированные

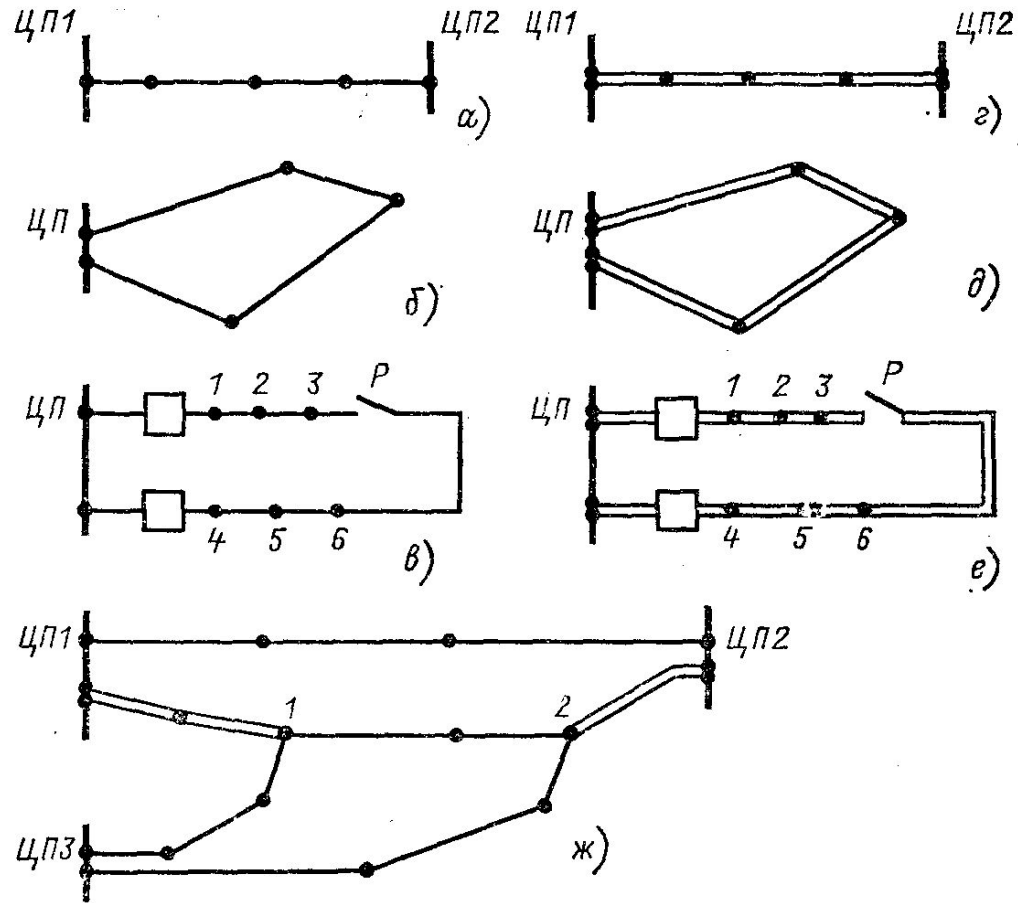
Разомкнутые нерезервированные сети применяются для передачи электроэнергии к потребителям III категории и в некоторых специально обоснованных технико-экономическими расчетами случаях для электроснабжения потребителей II категории. Разомкнутые сети часто делят на магистральные, радиальные и радиально-магистральные или разветвленные. На рис., а приведена схема магистральной нерезервированной сети. Магистральная линия предназначена для питания нескольких потребителей, расположенных в одном направлении. Недостаток такой сети – в низкой надежности. При аварии на головном участке ЦПП и его отключении отключаются все потребители, питающиеся от одной магистрали. При аварии на промежуточном участке отключаются все потребители, расположенные за этим участком.

Такие схемы широко применяются в сельских распределительных сетях, а также для электроснабжения бытовых потребителей небольших городов и поселков и промышленных потребителей III категории.

Разомкнутые резервированные сети применяются для электроснабжения потребителей I, II категорий. Такие сети выполняются в виде двух параллельных или двухцепных линий. При выходе из строя одной цепи вторая остается в работе и потребители I, а в большинстве случаев и II категории продолжают снабжаться электроэнергией. Разомкнутые резервированные сети можно разделить на магистральные (рис. *г*), радиальные (рис. *д*) и радиально-магистральные или разветвленные (рис. *е*).

Разомкнутые резервированные схемы широко применяют в питающих, а также в промышленных и городских сетях.

Простые замкнутые и сложнзамкнутые сети



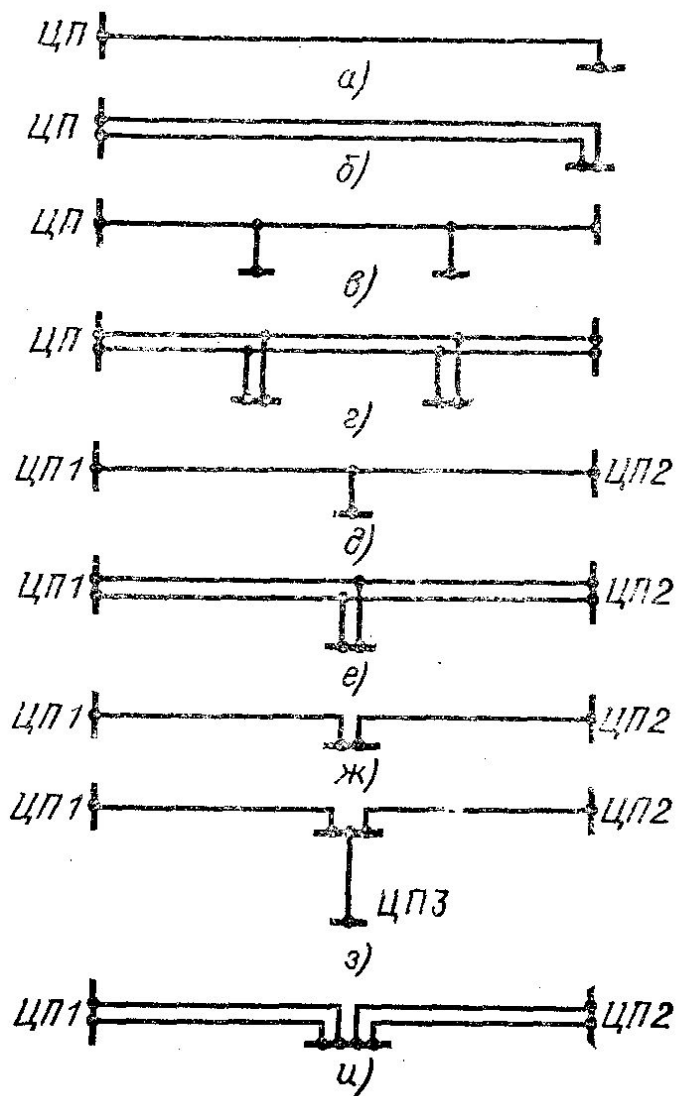
а- одноцепная линия с двухсторонним питанием; б – одноцепная кольцевая; в – одноцепная петлевая; г – двухцепная линия с двухсторонним питанием; д – двухцепная кольцевая; е – двухцепная петлевая; ж - сложнзамкнутая

Замкнутые электрические сети – это резервированные сети. В этих сетях каждый потребитель получает питание не менее чем по двум ветвям. При отключении любой ветви в таких сетях потребитель получает питание по второй ветви. Замкнутые сети более надежны, чем разомкнутые, в них меньше потери мощности. Недостаток замкнутых сетей состоит в усложнении эксплуатации. В этих сетях труднее осуществлять автоматизацию и добиться селективности релейной защиты, плавких предохранителей и тепловых автоматов. Замкнутые сети подразделяются на простые и сложно-замкнутые. В простых замкнутых сетях (рис. *а, б, г, д*) каждый узел питается не более чем по двум ветвям. Эти сети состоят из одного контура. В свою очередь простые замкнутые сети условно делятся на линии с двухсторонним питанием (рис. *а, г*) и кольцевые (рис. *б, д*).

Линии с двухсторонним питанием и кольцевая сеть могут состоять как из одноцепных участков (рис., *а, б*), так и из участков, выполненных двумя параллельными или двухцепными линиями (рис. *г, д*). Линии с двухсторонним питанием и простые замкнутые сети широко применяются в сельских и городских распределительных сетях.

Сложнозамкнутые схемы (рис. *ж*) содержат несколько замкнутых контуров. В этих сетях есть хотя бы один узел, получающий питание по трем и более ветвям, например узлы *1, 2*. Сложнозамкнутые схемы широко распространены в питающих сетях напряжением 110 кВ и выше.

Способ присоединения подстанции к сети, напряжение и количество присоединяемых линий, а также вид применяемых коммутационных аппаратов определяют схемы понижающих подстанций.



Основные типы присоединения подстанции к сети: *а, б* – тупиковые к одной и двум ВЛ; *в, г* – ответвительные от одной и двух магистральных ВЛ; *д, е* – ответвительные от одной и двух ВЛ с двухсторонним питанием; *ж* – проходная подстанция, присоединяемая путем захода линии; *з, и* – узловые, присоединенные по трем или более питающим ВЛ

Мощность, текущая от ЦП к тупиковой подстанции, поступает только к потребителю этой подстанции и не течет дальше, так как после этой подстанции нет других линий. Именно поэтому подстанции этого типа называются тупиковыми. Тупиковая подстанция на рис. *a* подключена в конце одной или двух параллельных радиальных линий. В магистральной сети последняя подстанция тупиковая. В радиальной сети все подстанции тупиковые. В радиально-магистральной сети тупиковой является каждая последняя(концевая) на данном пути протекания мощности подстанция.

Ответвительные подстанции питаются от линии электропередачи через ответвления. Присоединение к линии при помощи ответвлений дешевле, так как требует меньше коммутационных аппаратов. Эксплуатация линии с ответвлениями менее удобна, поскольку при ремонте каждого из ее участков надо отключать всю линию. Ответвления от линий широко применяются в воздушных сетях, но нецелесообразны в кабельных сетях из-за продолжительного ремонта кабельных линий. Ответвительные подстанции могут присоединяться к одной или двум магистральным линиям либо к одной или двум линиям с двухсторонним питанием

Пролодная подстанция присоединяется к сети путем захода на нее одной линией с двухсторонним питанием. Пролодные подстанции применяются в простых замкнутых сетях.

Ответвительные и пролодные подстанции объединяют термином *промежуточные*, который соответствует размещению подстанций между двумя центрами питания (или узловыми подстанциями) либо между ЦП и концом линии.

Узловые подстанции присоединяются к сети не менее чем по трем линиям, по которым мощность течет к подстанции (питающие линии). Узловые подстанции применяются в сложнзамкнутых сетях.

Пролодные или узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, называют транзитными.

© Махмутов
Сагит



ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Важнейший технико-экономический показатель – это капитальные вложения K , т. е. расходы, необходимые для сооружения сетей, станций, энергетических объектов. Для электрической сети

$$K = K_{Л} + K_{ПС}$$

$K_{Л}$ капитальные вложения на сооружение линий, руб.;

$K_{ПС}$ капитальные вложения на сооружение подстанций, руб.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы. Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т.д. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети или по специально составленным сметам.

$$K_{Л} = K_3 \sum_{j=1}^m K_{oj} l_{mpj}$$

$$K_{П} = \sum_{i=1}^n K_{Ti} + \sum_{i=1}^n K_{ОРУ ВНи} + \sum_{i=1}^n K_{ОРУ СНи} + \sum_{i=1}^n K_{ЗРУ ННи} +$$

$$+ K_{ГВ} + \sum_{i=1}^n K_{ПОСТi},$$

Постоянная часть затрат на подстанцию включает стоимость здания общеподстанционного пункта управления, установки постоянного тока, компрессорной, трансформаторного и масляного хозяйства и другие общеподстанционные нужды.

Если при выборе схемы сети одновременно требуется произвести ТЭР по выбору типа и размещению мощности компенсирующих устройств, то в формулу следует ввести дополнительную составляющую, отражающую расчетную стоимость компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанциях сети.

Вторым важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I = I_{Л} + I_{ПС} + I_{\Delta W} = \frac{\alpha_{a.л} + \alpha_{p.л} + \alpha_{o.л}}{100} \cdot K_{Л} + \\ + \frac{\alpha_{a.нс} + \alpha_{p.нс} + \alpha_{o.нс}}{100} \cdot K_{нс} + I_{\Delta W}$$

$$I = I_a + I_p + I_o + I_{\Delta W}$$

Ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание (процент капитальных затрат)

Наименование элемента сети	α_a	$\alpha_p + \alpha_o$	$\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o$
Воздушные линии 35 кВ и выше:			
на металлических и железобетонных опорах	2,4	0,4	2,8
на деревянных опорах	4,9	0,5	5,4
Кабельные линии:			
до 10 кВ:			
со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	2,3	2	4,3
с алюминиевой оболочкой, проложенные в земле	4,3	2	6,3
20–35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	3,4	2	5,4
110–220 кВ, проложенные в земле и помещениях	2,5	2	4,5
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ТЭС) до 150 кВ	6,4	3	9,4

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования.

Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Во время текущего ремонта меняют изоляторы, окрашивают опоры и кожухи оборудования подстанций, исправляют небольшие повреждения. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Отчисления на обслуживание расходуют непосредственно на зарплату эксплуатационного персонала, а также на транспортные средства, жилые дома для персонала и т. д.

Амортизационные издержки и издержки на текущий ремонт могут объединяться

$$I_a + I_p = \alpha_{\text{э}} \cdot K$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W$$

К технико-экономическим показателям относится также себестоимость передачи электроэнергии

$$C = I/W$$

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЕТИ

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, т.е. такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

На первом этапе технико-экономического сравнения выбирают допустимые по техническим требованиям варианты, а на втором этапе из них выбирают оптимальный по технико-экономическим показателям.

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляют в результате расчетов *сравнительной экономической эффективности капитальных вложений*. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум *приведенных затрат*, руб/год, вычисляемых по следующей формуле:

$$Z = p_n \cdot K + I$$

p_n - *нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений*

Если варианты существенно различаются по надежности электроснабжения, в состав приведенных затрат надо включить ущерб от ожидаемого недоотпуска электроэнергии.

$$Z = I + p_n \cdot K + Y$$

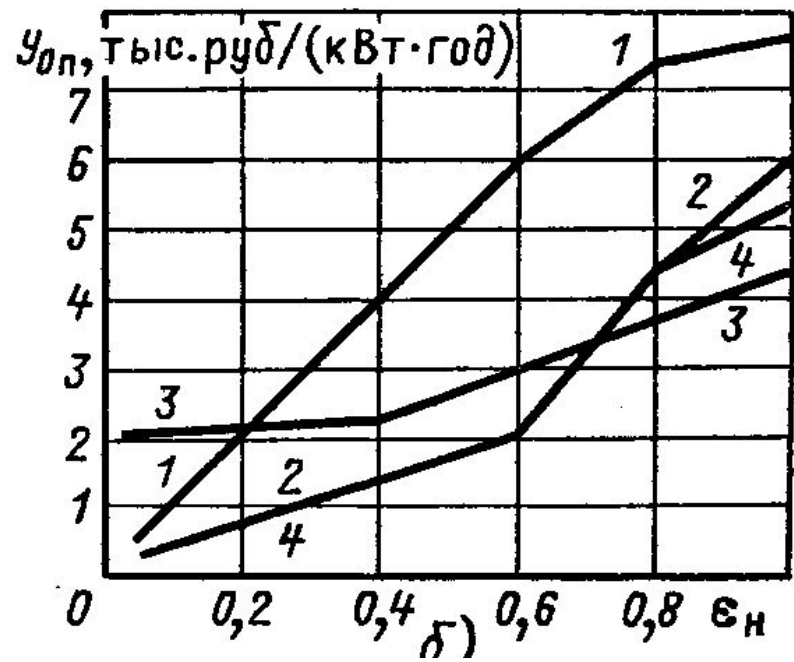
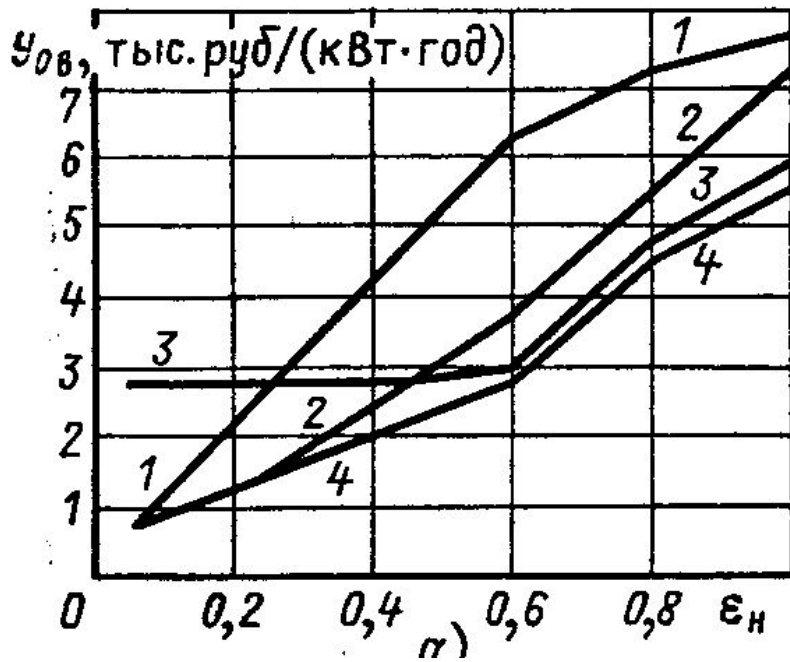
$$Y_B = \omega \cdot T_B \cdot P_{нб} \cdot \varepsilon_n \cdot Y_{ов}$$

ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ С УЧЕТОМ НАДЕЖНОСТИ

Элементы	ω/ω_{II}				
	при напряжении, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии ¹ :					
одноцепные	0,4/10	0,5/12	0,6/13	1,1/15	1,4/9
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	0,5/-	0,9/-	1,1/-
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	0,1/-	0,2/-	0,3/-
Трансформаторы и авто-трансформаторы ²	0,04/6	0,04/6	0,02/6	0,02/6	0,01/6
Выключатели воздушные:					
в цепях ВЛ	0,2/2	0,2/2	0,15/2	0,1/2	0,08/2
в других цепях	0,08/2	0,07/2	0,06/2	0,05/2	0,04/2
Выключатели масляные ³ :					
в цепях ВЛ	-	-	0,07/2	0,03/2	0,02/2
в других цепях	-	-	0,01/2	0,01/2	0,01/2
Сборные шины ⁴	0,01/1	0,01/1	0,01/1	0,01/1	0,01/1
Отделители и короткозамыкатели ³	-	-	0,04/3	0,02/3	0,01/3

Элементы	$T_B \cdot 10^B$, лет/отказ, при напряжении, кВ				
	500	330	230	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные T_B	1,7	1,3	1,1	1	1
двухцепные (отказ одной цепи)	-		0,2	0,4	0,8
двухцепные (отказ двух цепей)	-	-	4	3	2,5
Трансформаторы и автотрансформаторы:					
при отсутствии резервного трансформатора в системе	300	250	80	60	45
при наличии резервного трансформатора в системе	-	-	25	20	10
Выключатели:	10	7	4,8	2,8	1,3
воздушные					
масляные					
Отделители и короткозамыкатели	-	-	0,4	0,4	0,4
Сборные шины (на одно присоединение)	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

Элементы	$K_n \cdot 10^{-3}$, отн. ед., при напряжении, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:	12	9	7	5	4
одноцепные					
двухцепные (отказ одной цепи)					
двухцепные (отказ двух цепей)					
Трансформаторы и автотрансформаторы:	10	9,5	8,5	7,5	6
при отсутствии резервного трансформатора в системе					
при наличии резервного трансформатора в системе					



Расчетный годовой удельный ущерб от аварийных и плановых ограничений электроснабжения

Коэффициент ограничения нагрузки потребителей равен отношению нагрузки, которую необходимо отключить в данном режиме при данном отказе, к суммарной наибольшей нагрузке нормального режима. При полном прекращении электроснабжения $\varepsilon_n = 1$

В сети с полным резервированием при отказе любого ее элемента потребитель может получить всю необходимую ему мощность. В этом случае потребитель не испытывает перерыва в электроснабжении и $\varepsilon_n = 0$

При сравнении небольших сетей или отдельных объектов варианты считаются равноэкономичными, если разница между их приведенными затратами меньше 5 %. При этом надо обязательно исключить затраты на одинаковые элементы в сравниваемых вариантах.

Выбор вариантов из числа равноэкономичных осуществляется в результате инженерной оценки таких свойств, которые не могут быть представлены в виде экономического эквивалента и включены в приведенные затраты. Здесь надо учитывать перспективы развития сети, удобство эксплуатации, дефицитность материалов, серийность применяемого оборудования и другие факторы

Чистый дисконтированный доход (ЧДД)

Варианты системы электроснабжения, подлежащие сопоставлению, должны соответствовать требованиям нормативных документов и руководящих указаний по проектированию.

Методы оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени предполагают приведение расходов и доходов, разнесенных во времени, к базовому моменту времени, например, к дате начала реализации проекта. Процедура приведения разновременных платежей к базовому периоду называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Для оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени определяется *NPV* (**Net present value**) – **чистый дисконтированный доход (ЧДД)**

ЧДД – это дисконтированная разность между величиной доходов D_t и затрат Z_t в год t в течение расчетного периода T_p . Основным экономическим нормативом при этом является норматив дисконтирования E в долях единицы или процентах в год.

Суммарный ЧДД за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равен:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_p} [(D_t - Z_t)(1 + E)^{1-t}]$$

Проект считается экономически эффективным, если его ЧДД > 0. При сравнении 2 и более вариантов в сопоставимых условиях критерием оптимальности является максимальное значение ЧДД.

При сравнении вариантов, имеющих одинаковый производственный эффект (одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям), в качестве показателя экономической целесообразности проекта удобнее использовать дисконтированные затраты Z_D .

$$Z_D = \sum_{t=1}^{T_p} [Z_t(1 + E)^{1-t}] = \sum_{t=1}^{T_p} [(K_t + I'_t - K_{\text{ликвт}})(1 + E)^{1-t}]$$

K_t капиталовложения в сооружение электрической сети в год t ;

I'_t суммарные издержки на передачу электроэнергии по сети без отчислений на амортизацию в год t ;

$K_{\text{ликвт}}$ ликвидационная (остаточная) стоимость объекта на момент окончания расчетного периода $t = T_p$

Дисконтированные затраты зависят от значения норматива дисконтирования E и от продолжительности расчетного периода T_p . При выборе норматива дисконтирования следует ориентироваться на ставку рефинансирования Центробанка РФ плюс премия за риск (на начало 2018 года можно принять $E \approx 0,1$). Для электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p рекомендуется рассматривать период в 10 лет, что соответствует практике их перспективного проектирования

Ликвидационная стоимость элемента электрической сети на момент окончания расчетного срока представляет собой стоимость демонтируемого оборудования, которое на отработало свой нормативный срок службы (величина, обратная значению нормы отчислений на амортизацию) и пригодно для использования на других объектах.

$$K_{\text{ликв}} = K (1 - a_{\text{ам}} T_{\text{экспл}})$$

где K – первоначальные капиталовложения в элемент электрической сети;

$T_{\text{экспл}}$ – время эксплуатации элемента электрической сети до окончания расчетного периода.

Если время эксплуатации элемента электрической сети больше нормативного срока службы, то ликвидационная стоимость принимается равной нулю.

Сопоставление вариантов

Проекты развития распределительных электрических сетей обычно реализуются в течение 1-2 лет. В связи с этим можно принять, что суммарные капиталовложения в сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года после начала строительства начинается нормальная эксплуатация сети с проектной нагрузкой. Это означает равенство (в сопоставимых ценах) суммарных ежегодных издержек на передачу энергии по годам эксплуатации. С учетом этих допущений можно получить

$$\begin{aligned} Z_D &= \sum_{t=1}^{T_p} [(K_t + I'_t - K_{\text{ЛИКВ}t})(1 + E)^{1-t}] \\ &= K_{\Sigma} + I'_{\Sigma} \sum_{t=2}^{T_p} (1 + E)^{1-t} - K_{\text{ЛИКВ}} (1 + E)^{1-T_p} \\ &= K_{\Sigma} + \left[\left((a_{\text{обсл}} + a_{\text{рем}}) K_{\Sigma} + I_{\text{пот}\Sigma} \right) \sum_{t=2}^{T_p} (1 + E)^{1-t} \right] \\ &\quad - [K_{\Sigma} (1 - a_{\text{ам}} (1 - T_p)) (1 + E)^{1-T_p}] \end{aligned}$$

$$З_{д} = K_{\Sigma}D_{р} + И_{пот\Sigma}D_{д}$$

$$D_{д} = \sum_{t=2}^{T_{р}} (1 + E)^{1-t}$$

$$D_{р} = 1 + (a_{обсл} + a_{рем})D_{д} - (1 - a_{ам}(1 - T_{р}))(1 + E)^{1-T_{р}}$$

При выборе варианта развития сети (при одинаковом производственном эффекте) в качестве основного критерия используется, как правило, условие минимума приведенных (дисконтированных) затрат. В отдельных случаях с длительными расчетными периодами выбранный вариант может при необходимости проверяться по критериям эффективности инвестиций в объект.

Для сетевых объектов, сооружаемых для внешнего электроснабжения промышленных предприятий, выбор варианта схемы может определяться по критерию приведенных затрат.

Значения коэффициентов дисконтирования

$T_p \backslash E$	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	0,943	0,925	0,907	0,890	0,873	0,857	0,842	0,826	0,812	0,797	0,783	0,769	0,756	0,743	0,731	0,718	0,706	0,694
4	0,915	0,889	0,864	0,840	0,816	0,794	0,772	0,751	0,731	0,712	0,693	0,675	0,658	0,641	0,624	0,609	0,593	0,579
5	0,888	0,855	0,823	0,792	0,763	0,735	0,708	0,683	0,659	0,636	0,613	0,592	0,572	0,552	0,534	0,516	0,499	0,482
6	0,863	0,822	0,784	0,747	0,713	0,681	0,650	0,621	0,593	0,567	0,543	0,519	0,497	0,476	0,456	0,437	0,419	0,402
7	0,837	0,790	0,746	0,705	0,666	0,630	0,596	0,564	0,535	0,507	0,480	0,456	0,432	0,410	0,390	0,370	0,352	0,335
8	0,813	0,760	0,711	0,665	0,623	0,583	0,547	0,513	0,482	0,452	0,425	0,400	0,376	0,354	0,333	0,314	0,296	0,279
9	0,789	0,731	0,677	0,627	0,582	0,540	0,502	0,467	0,434	0,404	0,376	0,351	0,327	0,305	0,285	0,266	0,249	0,233
10	0,766	0,703	0,645	0,592	0,544	0,500	0,460	0,424	0,391	0,361	0,333	0,308	0,284	0,263	0,243	0,225	0,209	0,194
11	0,744	0,676	0,614	0,558	0,508	0,463	0,422	0,386	0,352	0,322	0,295	0,270	0,247	0,227	0,208	0,191	0,176	0,162
12	0,722	0,650	0,585	0,527	0,475	0,429	0,388	0,350	0,317	0,287	0,261	0,237	0,215	0,195	0,178	0,162	0,148	0,135
13	0,701	0,625	0,557	0,497	0,444	0,397	0,356	0,319	0,286	0,257	0,231	0,208	0,187	0,168	0,152	0,137	0,124	0,112
14	0,681	0,601	0,530	0,469	0,415	0,368	0,326	0,290	0,258	0,229	0,204	0,182	0,163	0,145	0,130	0,116	0,104	0,093
15	0,661	0,577	0,505	0,442	0,388	0,340	0,299	0,263	0,232	0,205	0,181	0,160	0,141	0,125	0,111	0,099	0,088	0,078
16	0,642	0,555	0,481	0,417	0,362	0,315	0,275	0,239	0,209	0,183	0,160	0,140	0,123	0,108	0,095	0,084	0,074	0,065
17	0,623	0,534	0,458	0,394	0,339	0,292	0,252	0,218	0,188	0,163	0,141	0,123	0,107	0,093	0,081	0,071	0,062	0,054
18	0,605	0,513	0,436	0,371	0,317	0,270	0,231	0,198	0,170	0,146	0,125	0,108	0,093	0,080	0,069	0,060	0,052	0,045
19	0,587	0,494	0,416	0,350	0,296	0,250	0,212	0,180	0,153	0,130	0,111	0,095	0,081	0,069	0,059	0,051	0,044	0,038
20	0,570	0,475	0,396	0,331	0,277	0,232	0,194	0,164	0,138	0,116	0,098	0,083	0,070	0,060	0,051	0,043	0,037	0,031

Значения дисконтирующего множителя D_A

$T_p \backslash E$	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528
4	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322	2,283	2,246	2,210	2,174	2,140	2,106
5	3,717	3,630	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,974	2,914	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589
6	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433	3,352	3,274	3,199	3,127	3,058	2,991
7	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889	3,784	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326
8	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605
9	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837
10	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031
11	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,192
12	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453	5,234	5,029	4,836	4,656	4,486	4,327
13	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,194	5,918	5,660	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439
14	10,63	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842	5,583	5,342	5,118	4,910	4,715	4,533
15	11,30	10,56	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	6,002	5,724	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611
16	11,94	11,12	10,38	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142	5,847	5,575	5,324	5,092	4,876	4,675
17	12,56	11,65	10,84	10,11	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265	5,954	5,668	5,405	5,162	4,938	4,730
18	13,17	12,17	11,27	10,48	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373	6,047	5,749	5,475	5,222	4,990	4,775
19	13,75	12,66	11,69	10,83	10,06	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812
20	14,32	13,13	12,09	11,16	10,34	9,604	8,950	8,365	7,839	7,366	6,938	6,550	6,198	5,877	5,584	5,316	5,070	4,843

Значения расчетного множителя D_p для воздушных линий напряжением 35 кВ и выше на стальных опорах

$T_p \backslash E$	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,102	0,110	0,119	0,127	0,135	0,143	0,151	0,159	0,166	0,174	0,181	0,188	0,195	0,202	0,209	0,216	0,222	0,229
3	0,198	0,214	0,229	0,243	0,257	0,271	0,285	0,298	0,310	0,323	0,335	0,346	0,358	0,369	0,380	0,390	0,400	0,410
4	0,291	0,311	0,331	0,350	0,368	0,386	0,403	0,419	0,435	0,450	0,464	0,479	0,492	0,505	0,518	0,530	0,542	0,554
5	0,378	0,402	0,425	0,447	0,468	0,487	0,506	0,524	0,542	0,558	0,574	0,589	0,604	0,617	0,631	0,643	0,655	0,667
6	0,462	0,488	0,512	0,536	0,557	0,578	0,598	0,616	0,634	0,651	0,666	0,681	0,695	0,709	0,722	0,734	0,745	0,756
7	0,541	0,568	0,593	0,616	0,638	0,659	0,678	0,696	0,713	0,729	0,744	0,758	0,771	0,783	0,795	0,806	0,816	0,826
8	0,616	0,643	0,667	0,690	0,711	0,730	0,749	0,765	0,781	0,795	0,809	0,821	0,833	0,844	0,854	0,863	0,872	0,880
9	0,688	0,713	0,736	0,757	0,776	0,794	0,810	0,825	0,839	0,851	0,863	0,874	0,883	0,892	0,901	0,908	0,916	0,922
10	0,756	0,778	0,799	0,818	0,835	0,850	0,864	0,876	0,888	0,898	0,908	0,917	0,924	0,932	0,938	0,944	0,950	0,955
11	0,820	0,840	0,857	0,873	0,887	0,899	0,911	0,921	0,930	0,938	0,945	0,952	0,958	0,963	0,968	0,972	0,976	0,980
12	0,881	0,897	0,911	0,923	0,933	0,943	0,951	0,958	0,965	0,971	0,976	0,981	0,985	0,988	0,991	0,994	0,997	0,999
13	0,939	0,950	0,960	0,968	0,975	0,981	0,986	0,991	0,995	0,998	1,001	1,004	1,006	1,008	1,010	1,011	1,012	1,013
14	0,994	1,000	1,004	1,008	1,012	1,014	1,016	1,018	1,020	1,021	1,022	1,022	1,023	1,023	1,024	1,024	1,024	1,024
15	1,046	1,046	1,046	1,045	1,044	1,043	1,042	1,041	1,040	1,039	1,038	1,037	1,036	1,035	1,034	1,033	1,033	1,032
16	1,096	1,089	1,083	1,078	1,073	1,068	1,064	1,061	1,058	1,054	1,052	1,049	1,047	1,045	1,043	1,041	1,039	1,037
17	1,100	1,093	1,087	1,081	1,076	1,071	1,067	1,063	1,059	1,056	1,053	1,050	1,048	1,045	1,043	1,041	1,040	1,038
18	1,105	1,097	1,090	1,084	1,078	1,073	1,068	1,064	1,060	1,057	1,054	1,051	1,048	1,046	1,044	1,042	1,040	1,038
19	1,110	1,101	1,094	1,087	1,080	1,075	1,070	1,066	1,062	1,058	1,055	1,052	1,049	1,047	1,044	1,042	1,040	1,038
20	1,115	1,105	1,097	1,089	1,083	1,077	1,072	1,067	1,063	1,059	1,056	1,052	1,050	1,047	1,045	1,043	1,041	1,039

Схемы распределительных устройств электрических станций и подстанций промышленных предприятий

Главные схемы электрических соединений подстанций 35—220 кВ должны отвечать следующим основным требованиям :

- обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС
- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями надежности и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;
- учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.
- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

- схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт, осуществляемый:

для РУ напряжением до 220 кВ включительно, как правило, путем временного отключения присоединения (ВЛ или Т), в котором установлен выводимый для ремонта или обслуживания выключатель или другой аппарат, если это допустимо по условиям электроснабжения потребителей и обеспечения транзитных перетоков мощности; если отключение цепи недопустимо - переключением цепи на обходную систему шин или использованием схем с подключением присоединений более чем через один выключатель

Выбор схемы электрических соединений на стороне высокого напряжения 110 кВ подстанций рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем:

- блок «линия-трансформатор» с разъединителем, выключателем;
- два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линии;
- мостики разных видов с выключателями;
- четырехугольники;
- одна рабочая секционированная система шин;
- две рабочие системы шин;
- две рабочие секционированные системы шин.

Не рекомендуется применять схемы подстанций с упрощенными схемами коммутаций (без выключателей или с ограниченным числом выключателей на стороне ВН) в силу их низкой надежности.

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6—10 кВ является схема с одной несекционированной системой сборных шин

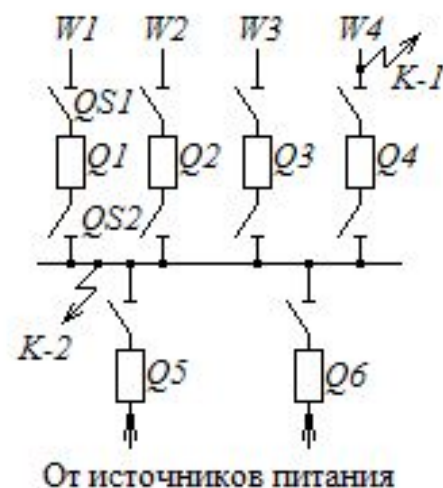
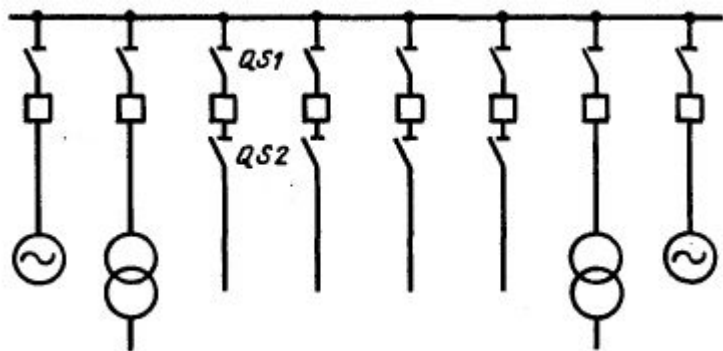


Схема проста и наглядна. Источники питания и линии 6—10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии *W1* достаточно отключить выключатель *Q1*. Если выключатель *Q1* выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный *QS1*, а затем шинный *QS2*

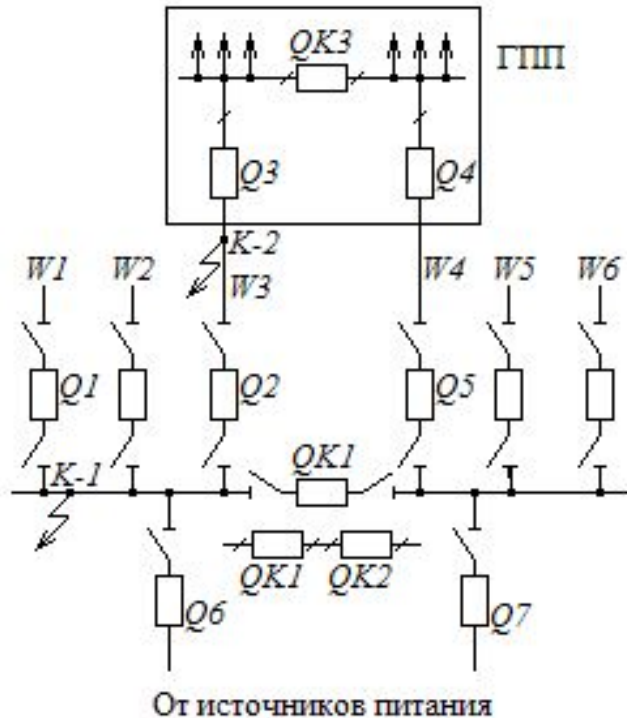
Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков.

Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т. е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта.

При КЗ на линии, например в т. *K-1*, должен отключиться соответствующий выключатель *Q4*, а все остальные присоединения должны остаться в работе; однако при отказе этого выключателя отключатся выключатели источников питания *Q5*, *Q6*, вследствие чего сборные шины останутся без напряжения. Короткое замыкание на сборных шинах (т. *K-2*) также вызывает отключение источников питания, т.е. прекращение электроснабжения потребителей.

Схема с одной несекционированной системой шин применяется при полном резервировании потребителей по сети, при наличии технологического резерва на электростанциях, при питании от сборных шин неотвечественных потребителей третьей категории.

Схемы с одной системой шин секционированных выключателем



}- Упрощенное изображение разъединителя

Схема сохраняет все достоинства схем с одиночной системой шин; кроме того, авария на сборных шинах приводит к отключению только одного источника и половины потребителей; вторая секция и все присоединения к ней остаются в работе.

Достоинствами схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надёжность, что можно подтвердить на примере присоединения главной понизительной подстанции (ГПП) к шинам электроустановки двумя линиями $W3$, $W4$. При повреждении одной линии ($K3$ в т. $K-2$) отключаются выключатели $Q2$, $Q3$ и автоматически включается $QK3$, восстанавливая питание первой секции ГПП по линии $W4$.

При $K3$ на шинах в т. $K-1$ отключаются выключатели $QK1$, $Q6$, $Q3$ и автоматически включается $QK3$. При отключении одного источника нагрузку принимает оставшийся в работе источник питания.

Таким образом, питание ГПП в рассмотренных аварийных режимах не нарушается благодаря наличию двух питающих линий, присоединенных к разным секциям станции, каждая из которых должна быть рассчитана на полную нагрузку (100%-ный резерв сети). При наличии такого резерва по сети схема с одной секционированной системой шин может быть рекомендована для ответственных потребителей.

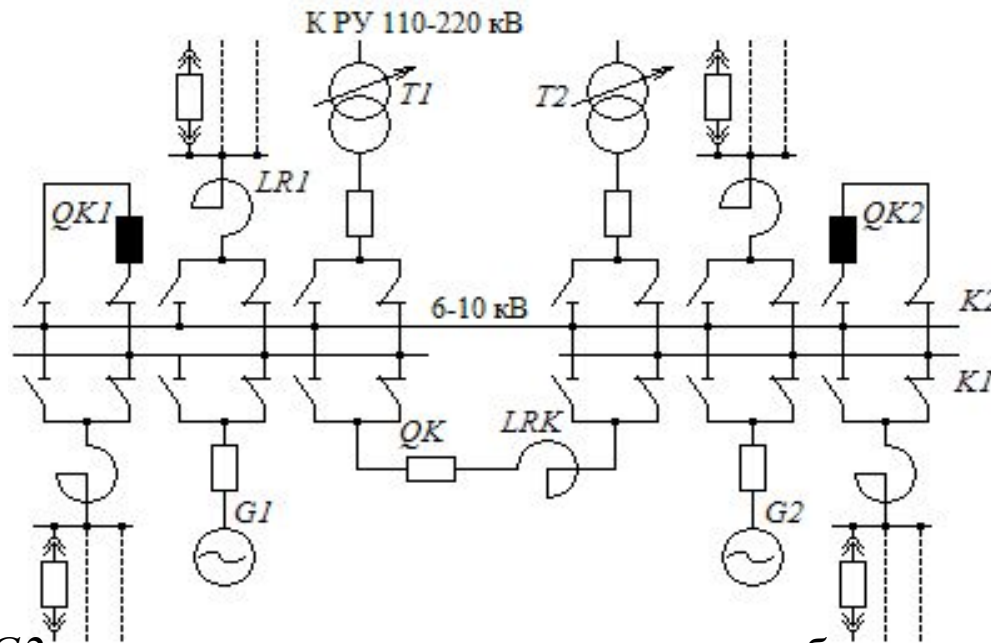
Однако **схема обладает и рядом недостатков**. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом же режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на всё время ремонта.

Последний недостаток можно устранить, присоединив источники питания одновременно к двум секциям, но это усложняет конструкцию распределительного устройства и увеличивает число секций (по две секции на каждый источник).

Другим недостатком схемы является отключение обоих источников питания при аварии в секционном выключателе $QK1$ или при его отказе в момент КЗ на одной из секций. Для устранения этого недостатка рекомендуется устанавливать два секционных выключателя последовательно. В этом случае при аварийных ситуациях, рассмотренных выше, отключается одна секция и один источник питания.

Схемы с одной системой шин позволяют использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшать время сооружения электроустановки. Такие схемы нашли широкое применение на подстанциях и электростанциях с генераторами до 63 МВт.

Схема с двумя системами сборных шин



Генераторы $G1$ и $G2$ присоединены на первую систему сборных шин $K1$, от которой получают питание групповые реакторы и трансформаторы связи $T1$ и $T2$. Рабочая система шин секционирована выключателем QK и реактором LRK , назначение которых такое же, как и в схеме с одной системой шин. Вторая система шин $K2$ является резервной, напряжение на ней нормально отсутствует. Обе системы шин могут быть соединены между собой шиносоединительными выключателями $QK1$ и $QK2$, которые в нормальном режиме отключены.

Возможен и другой режим работы этой схемы, когда обе системы шин находятся под напряжением и все присоединения распределяются между ними равномерно. Такой режим, называемый работой с фиксированным присоединением цепей, обычно применяется на шинах повышенного напряжения.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Так, при ремонте второй секции рабочей системы шин $K1$ все её присоединения переводят на резервную систему шин $K2$, для чего производят следующие операции:

- включают шиносоединительный выключатель $QK2$ и с его привода снимают оперативный ток;
- проверяют включенное положение $QK2$;
- включают на систему шин разъединители всех переводимых присоединений;
- отключают от системы шин $K1$ разъединители всех присоединений, кроме разъединителей $QK2$ и трансформатора напряжения;
- переключают питание цепей напряжения релейной защиты, автоматики и измерительных приборов на трансформатор напряжения системы шин $K2$;
- проверяют по амперметру отсутствие нагрузки на $QK2$;
- на привод подают оперативный ток и отключают $QK2$;
- производят подготовку к ремонту секции шин $K1$.

При КЗ на первой секции рабочей системы шин $K1$ отключаются генератор GI , секционный выключатель QK и трансформатор связи $T1$. Для восстановления работы потребителей в этом случае необходимо выполнить переключения:

- отключить все выключатели, не отключенные релейной защитой (выключатели тупиковых линий);
- отключить все разъединители от поврежденной секции;
включить разъединители всех присоединений первой секции на резервную систему шин;
- включить выключатель трансформатора связи $T1$, подав тем самым — напряжение на резервную систему шин для проверки ее исправности;
- включить выключатели наиболее ответственных потребителей; развернуть генератор GI и после синхронизации включить его выключатель;
- включить выключатели всех отключившихся линий.

В этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель для замены выключателя любого присоединения.

Рассматриваемая схема является гибкой и достаточно надёжной. К недостаткам ее следует отнести большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложную конструкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат на сооружение ГРУ.

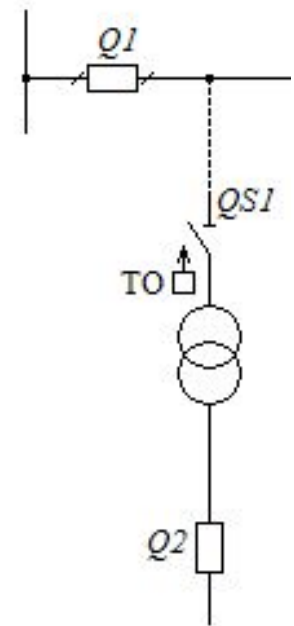
Существенным недостатком является использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводят к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

Схема с двумя системами шин может быть применена на расширяемых ТЭЦ, на которых ранее была выполнена такая схема.

Схемы электрических соединений на стороне 35 кВ и выше в упрощённом варианте применяются при небольшом количестве присоединений на стороне 35—220 кВ. В этих схемах обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. В некоторых схемах выключателей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют сократить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях.

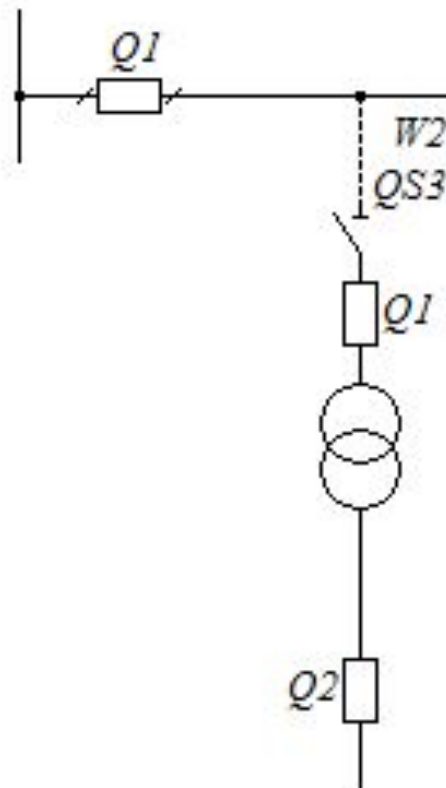
Одной из упрощенных схем является схема блока трансформатор — линия. В блочных схемах элементы электроустановки соединяют без поперечных связей с другими блоками.

В схеме блока трансформатор-линия на стороне ВН установлен разъединитель $QS1$, а на стороне 6—10 кВ — выключатель $Q2$. При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель $Q2$ и посылается телеотключающий импульс (ТО) на отключение выключателя $Q1$ питающей линии $W1$.



Если от линии $W1$ питаются несколько подстанций, то для восстановления их работы необходимо отключить разъединитель $QS1$ оперативно выездной бригадой, после чего включить $Q1$ и поставить линию $W1$ под напряжение, что связано с перерывом электроснабжения не только от повреждённой подстанции, но и всех остальных, присоединенных к линии $W1$. Упрощение схемы ведет к уменьшению надежности электроснабжения.

Гибкость схемы можно увеличить, установив на ВН выключатель $Q1$. В этом случае отключение трансформатора выключателями $Q2$ и $Q1$ не затрагивает работу линии $W1$.



Указания по применению блочных схем

Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых, в основном потребительских ПС или ответвительных ПС до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенных от питающих ПС или проходящих ВЛ.

Схема 1-блок (линия-трансформатор) с разъединителем применяется на напряжении 35...220 кВ при питании линией, не имеющей ответвлений, одного трансформатора и наличием надежной линии связи для передачи сигналов релейной защиты.

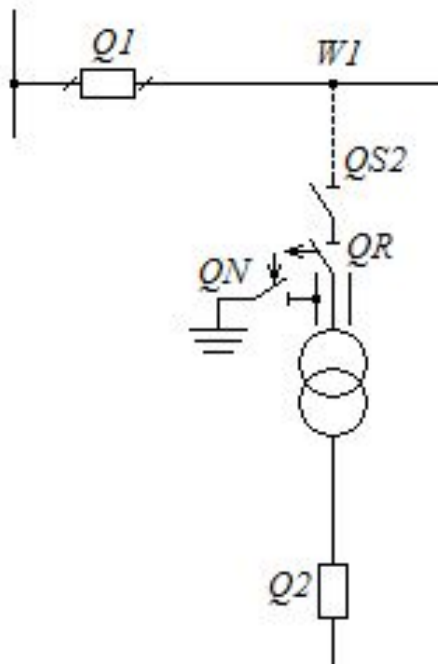
Схема 3Н-блок (линия-трансформатор) с выключателем применяется на напряжении до 500 кВ включительно при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС. Схема может быть дополнена другим параллельно установленным выключателем. В таком виде схема рекомендуется и для пускового этапа РУ 750кВ.

РУ по схемам 1 и 3Н могут развиваться за счет установки, при необходимости, другого аналогичного блока без перемычки на ВН. Такое решение рекомендуется применять при ограниченной площади застройки.

Применение однитрансформаторных ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

В действующих энергосистемах сохранились подстанции, где на ВН установлены отделители QR и короткозамыкатели QN .

В нормальном режиме трансформатор отключается выключателем $Q2$, а затем ток намагничивания отключается отделителем QR . Допустимость последней операции зависит от мощности трансформатора и его номинального напряжения.



При повреждении в трансформаторе релейной защитой отключается выключатель $Q2$ и подается импульс на привод короткозамыкателя QN , который, включаясь, создает искусственное КЗ. Релейная защита линии $W1$ срабатывает и отключает выключатель $Q1$, после чего автоматически отключается отделитель QR . Транзитная линия должна остаться под напряжением, поэтому после срабатывания QR автоматически включается $Q1$. Пауза в схеме АПВ должна быть согласована с временем отключения QR , в противном случае линия будет включена на неустранённое повреждение в трансформаторе.

Применение короткозамыкателей создает тяжелые условия для работы выключателя на питающем конце линии, так как он отключает не удалённое КЗ. Возможность применения схемы без выключателей ВН должна быть подтверждена соответствующим расчётом на возможность отключения не удалённого КЗ выключателем питающей линии. Надёжность рассмотренной схемы зависит от чёткости и надежности работы короткозамыкателей и отделителей. Такие схемы применяются для подстанций 110 кВ с трансформатором мощностью 25 МВА и меньше

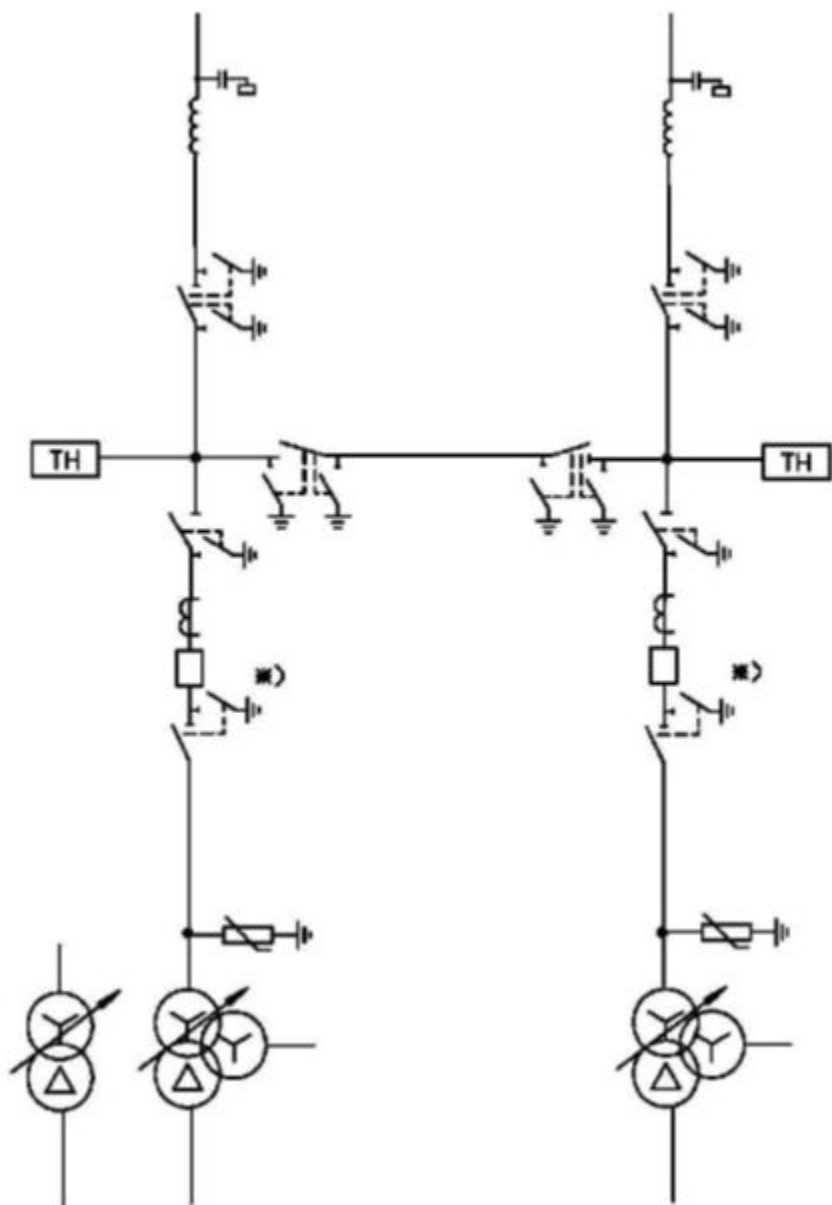


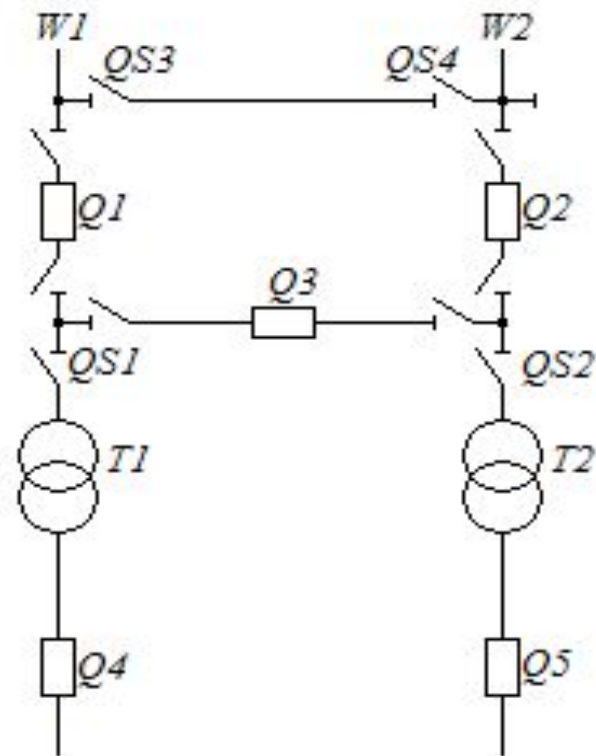
Схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ. для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

В зависимости от схем сети начальным этапом развития данной схемы возможна схема укрупненного блока (линия + 2 трансформатора).

При одной линии и двух трансформаторах разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать.

На стороне ВН электростанций на первом этапе её развития возможно применение схемы мостика с выключателями с возможностью перехода впоследствии к схемам со сборными шинами. В схеме для четырёх присоединений ВН устанавливаются три выключателя $Q1$, $Q2$, $Q3$. Нормально выключатель $Q3$ на перемычке между двумя трансформаторами (в мостике) включен. При повреждении на линии $W1$ отключается выключатель $Q1$, трансформаторы $T1$ и $T2$ остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии $W2$.

При повреждении в трансформаторе $T1$ отключаются выключатель $Q4$ со стороны 6—10 кВ и выключатели $Q1$ и $Q3$. В этом случае линия $W1$ оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения $Q1$ и $Q3$ и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель $QS1$ и включают $Q1$, $Q3$, восстанавливая работу линии $W1$.



Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя ($Q1$, $Q2$, $Q3$) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей $QS3$, $QS4$. Нормально один разъединитель $QS3$ перемычки отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии ($W1$ или $W2$) отключаются обе линии. Для ревизии выключателя $Q1$ предварительно включают $QS3$, затем отключают $Q1$ и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится $Q2$, т. е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя $Q3$ также предварительно включают перемычку, а затем отключают $Q3$. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии.

Вероятность совпадения аварии с ревизией одного из выключателей тем больше, чем больше длительность ремонта выключателя, поэтому как окончательный вариант развития эта схема на электростанциях не применяется.

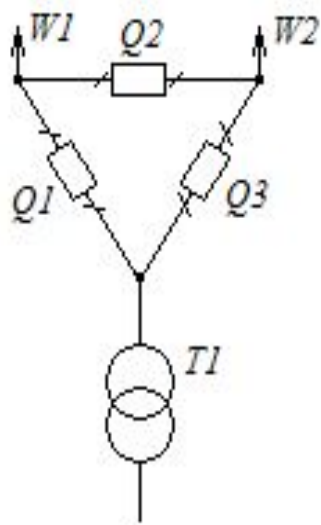
Мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35, 110 и 220кВ при 4-х присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости осуществления секционирования сети.

На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяются как с ремонтной перемычкой так и при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки.

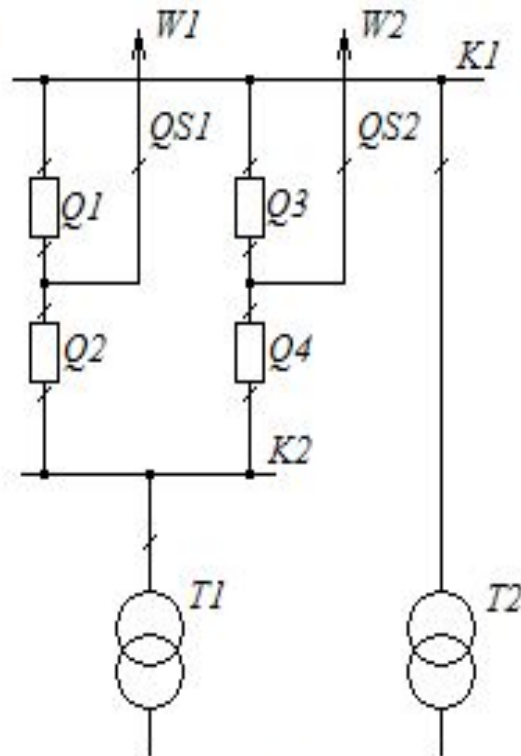
При необходимости секционирования сети на данной ПС в режиме ремонта выключателя предпочтительнее применять схему 5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). Схема 5АН применяется при необходимости частого отключения трансформаторов.

Схемы 5Н, 5АН, могут быть применены при установке на первом этапе развития ПС одного трансформатора. Количество выключателей при этом определяется технической необходимостью.

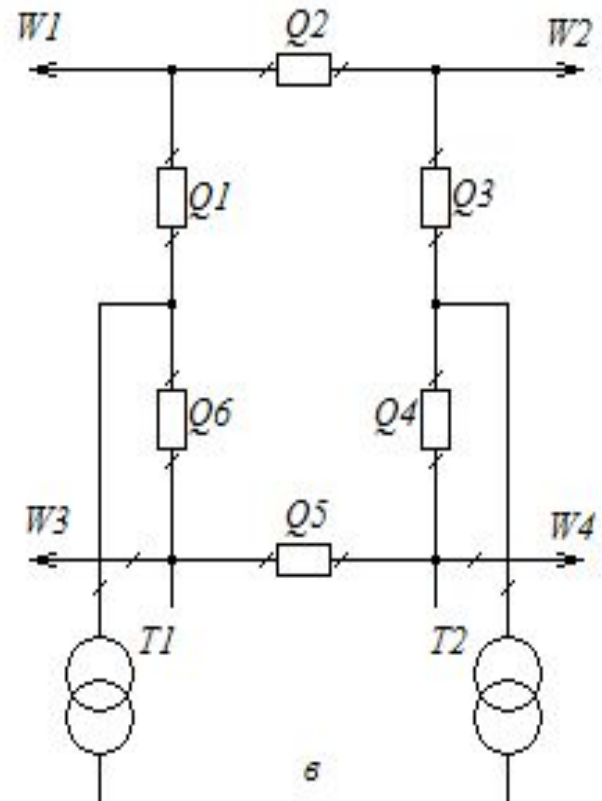
Кольцевые схемы (схемы многоугольников)



a



б



в

В кольцевых схемах (схемах многоугольников) выключатели соединяются между собой, образуя кольцо. Каждый элемент — линия, трансформатор — присоединяется между двумя соседними выключателями. Самой простой кольцевой схемой является схема треугольника (рис. *a*). Линия *W1* присоединена к схеме выключателями *Q1*, *Q2*, линия *W2* — выключателями *Q2*, *Q3*, трансформатор — выключателями *Q1*, *Q3*. Многократное присоединение элемента в общую схему увеличивает гибкость и надёжность работы, при этом число выключателей в рассматриваемой схеме не превышает числа присоединений. В схеме треугольника на три присоединения — три выключателя, поэтому схема экономична.

В кольцевых схемах ревизия любого выключателя производится без перерыва работы какого-либо элемента. Так, при ревизии выключателя *Q1* отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. При этом обе линии и трансформатор остаются в работе, однако схема становится менее надёжной из-за разрыва кольца. Если в этом режиме произойдет КЗ на линии *W2*, то отключаются выключатели *Q2* и *Q3*, вследствие чего обе линии и трансформатор останутся без напряжения. Полное отключение всех элементов подстанции произойдет также при КЗ на линии и отказе одного выключателя: так, например, при КЗ на линии *W1* и отказе в работе выключателя *Q1* отключаются выключатели *Q2* и *Q3*.

На рис. 6 представлена схема четырёхугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, например $Q1$, повреждении линии $W2$ и отказе выключателя второй цепи $Q4$. При ремонте линии $W2$ отключают выключатели $Q3$, $Q4$ и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений $W1$, $T1$ и $T2$ осуществляется через выключатели $Q1$, $Q2$. Если в этот период повредится $T1$, то отключится выключатель $Q2$, второй трансформатор и линия $W1$ останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен. Установка линейных разъединителей $QS1$ и $QS2$ устраняет этот недостаток.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

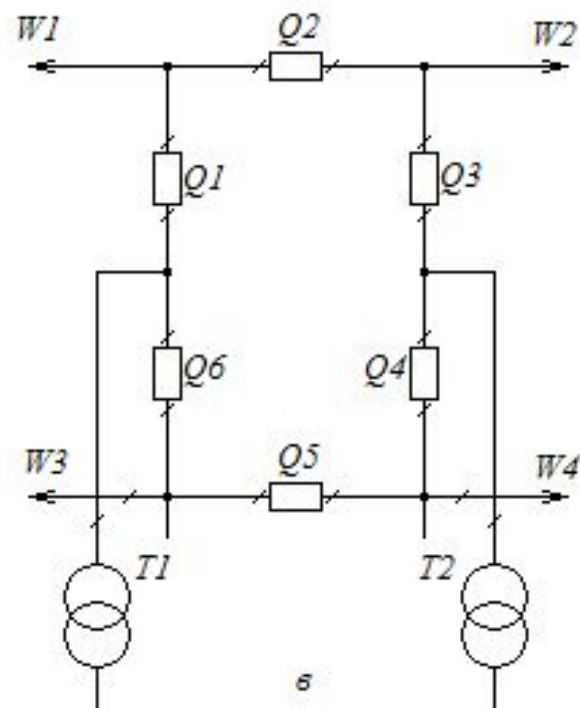
Вероятность совпадения повреждения на линии с ревизией выключателя, как было сказано выше, зависит от длительности ремонта выключателя. Увеличение межремонтного периода и надежности работы выключателей, а также уменьшение длительности ремонта значительно повышают надёжность схем.

В кольцевых схемах надёжность работы выключателей выше, чем в других схемах, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя путём его отключения не нарушает работу присоединённых элементов и не требует никаких переключений в схеме

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии $Q1$ (см. рис. б) ток в цепи $Q2$ возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Схема четырёхугольника применяется в РУ 330 кВ и выше электростанций как один из этапов развития схемы, а также на подстанциях при напряжении 220 кВ и выше.

Достаточно широкое применение получила схема шестиугольника (рис., в), обладающая всеми особенностями рассмотренных выше схем. Выключатели $Q2$ и $Q5$ являются наиболее слабыми элементами схемы, так как их повреждение приводит к отключению двух линий $W1$ и $W2$ или $W3$ и $W4$. Если по этим линиям происходит транзит мощности, то необходимо проверить, не произойдет ли при этом нарушение устойчивости параллельной работы энергосистемы.



Схемы с одной рабочей и обходной системами шин

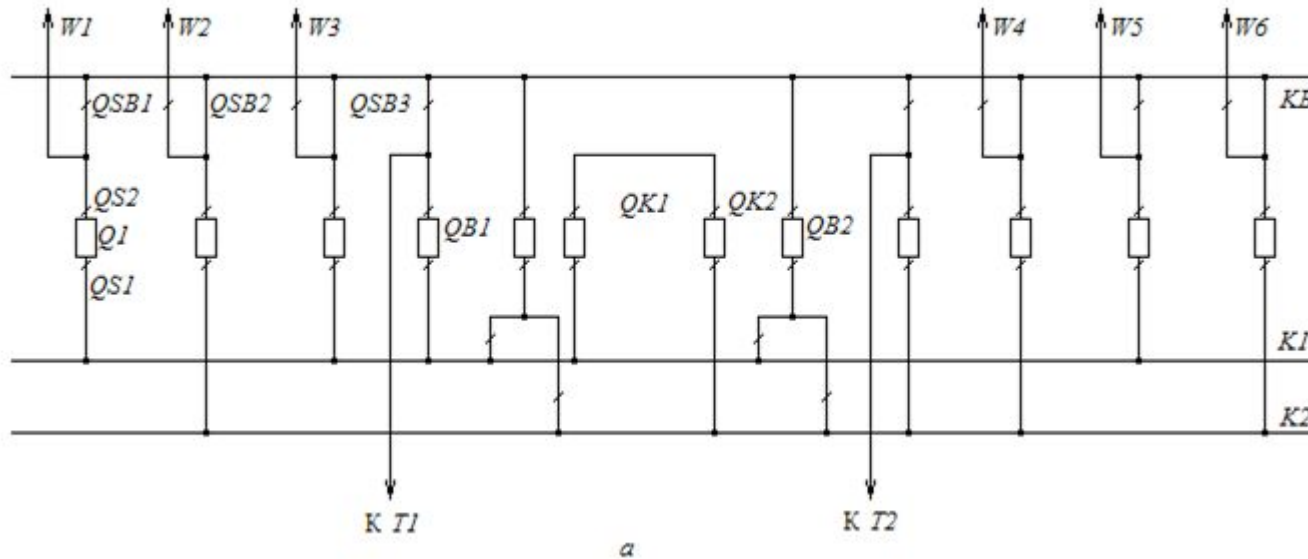
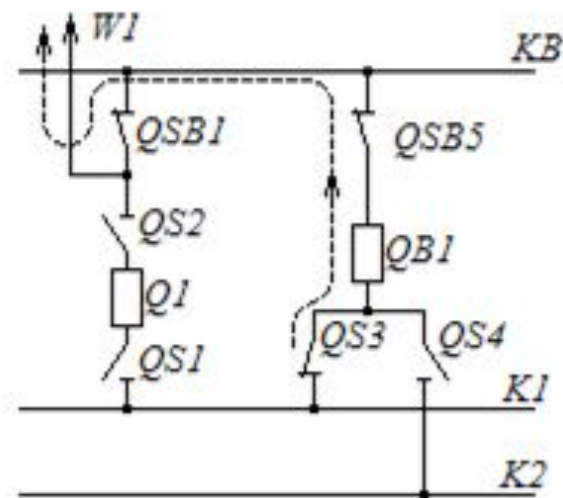


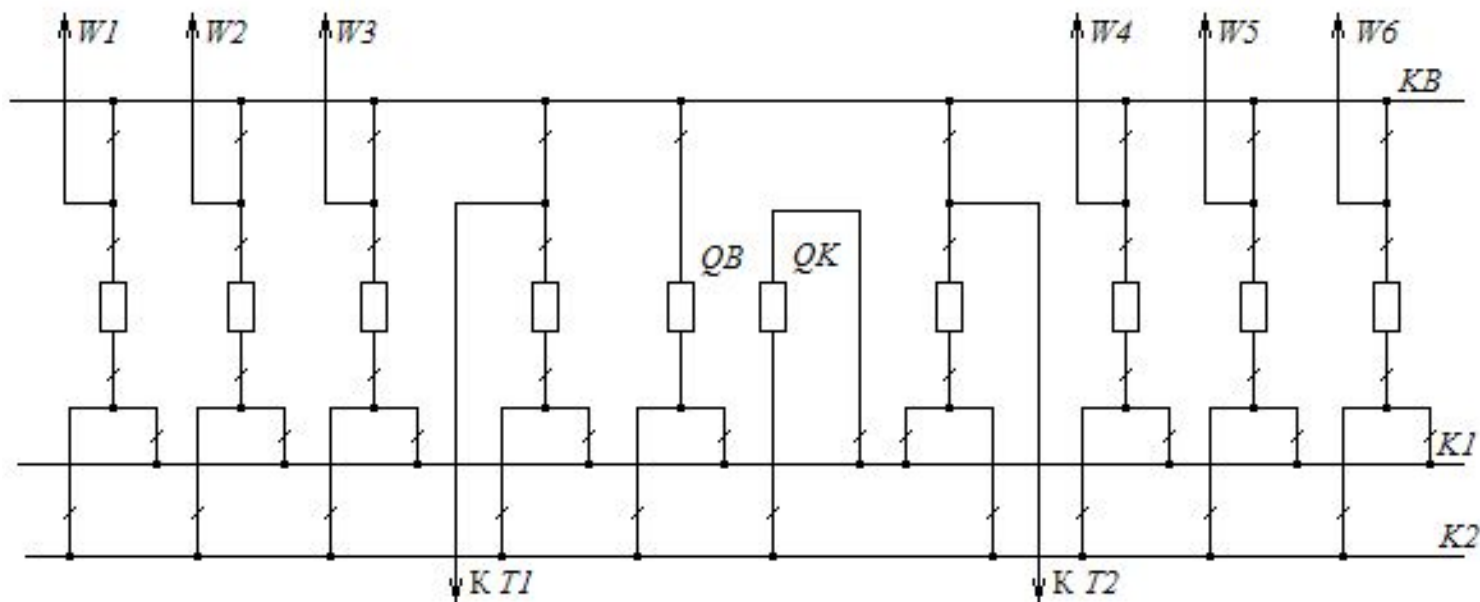
Схема с одной секционированной и обходной системами шин

В нормальном режиме обходная система шин KB находится без напряжения, разъединители $QSB1$, $QSB2$, $QSB3$ и т.д., соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. Обходные выключатели $QB1$ и $QB2$ на первой ($K1$) и второй секции ($K2$) отключены. Секции соединены между собой двумя последовательно включенными выключателями $QK1$, $QK2$.

С помощью обходной системы шин любой выключатель линий и трансформаторов может быть заменен обходным выключателем, для чего надо произвести следующие операции: включить $QB1$ для проверки исправности обходной системы шин; отключить $QB1$; включить разъединитель от обходной системы шин к тому присоединению, где намечен ремонт выключателя ($QSB1$); включить обходной выключатель $QB1$; отключить выключатель $Q1$, намеченный для ремонта; отключить разъединители по обе стороны выключателя $QS1$ и $QS2$. После указанных операций линия $W1$ получает питание через обходную систему шин, выключатель $QB1$ — от первой секции сборных шин $K1$. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии $W1$, хотя они связаны с большим количеством переключений.



Для РУ 110—220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь.



Обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии $W1$, $W3$, $W5$ и трансформатор $T1$ присоединены к первой системе шин $K1$, линии $W2$, $W4$, $W6$ и трансформатор $T2$ — ко второй системе шин $K2$, шиносоединительный выключатель QK включён. Такое распределение присоединений увеличивает надёжность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QK и только половина присоединений

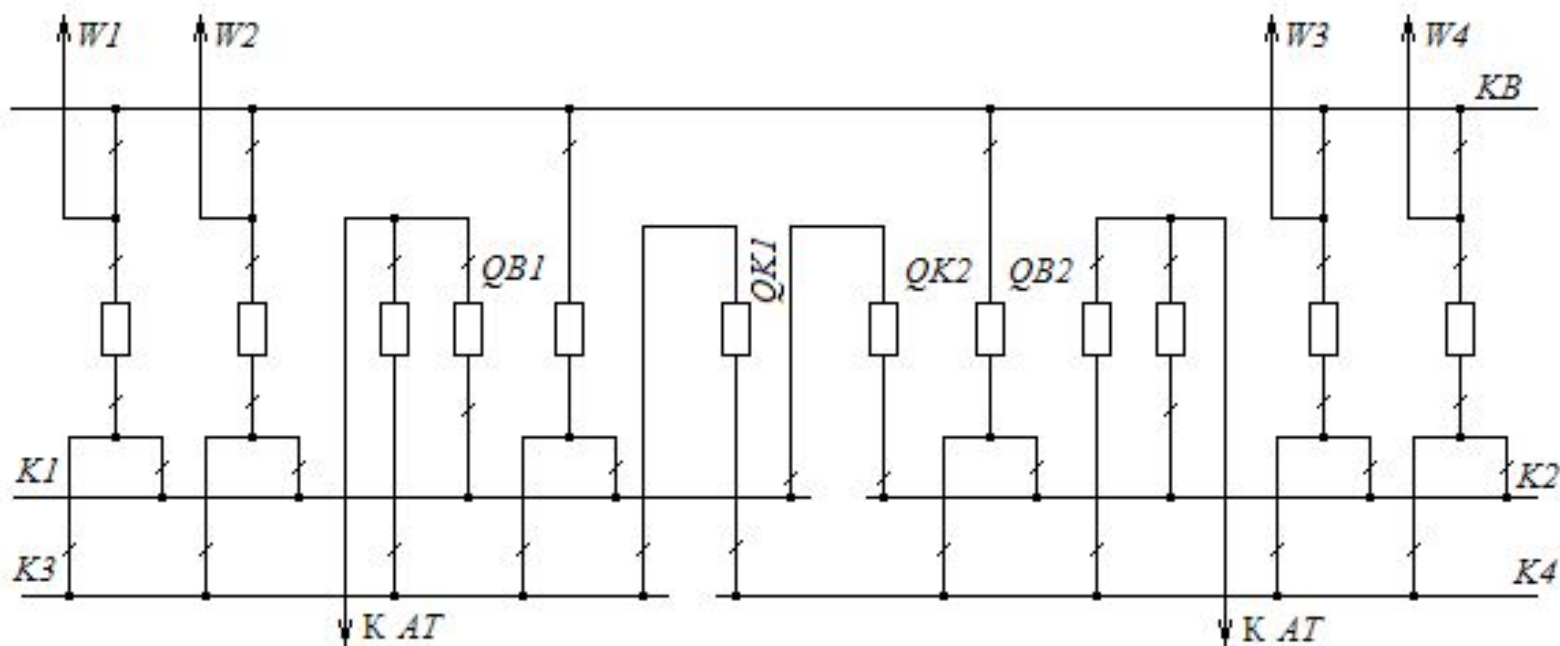
Если повреждение на шинах устойчивое, отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110—220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7—15, а также на электростанциях при числе присоединений 11.

недостатки этой схемы:

- отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями. Если источниками питания являются мощные блоки турбогенератор — трансформатор, то пуск их после сброса нагрузки на время более 30 мин может занять несколько часов;
- повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т. е. приводит к отключению всех присоединений;
- большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;
- необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин.

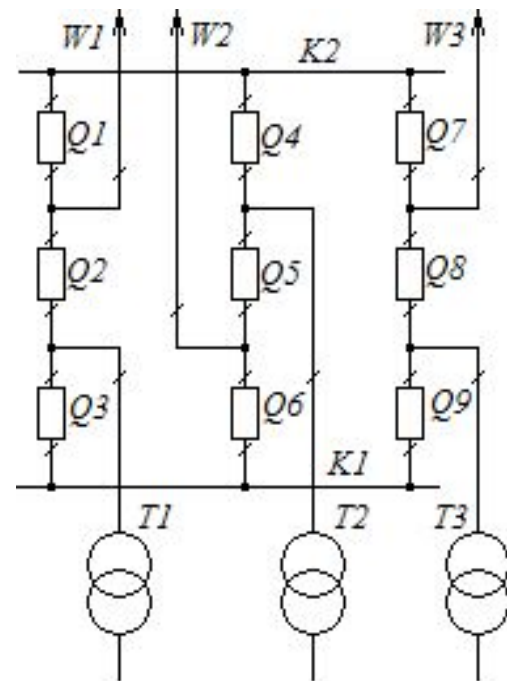
На ТЭС при числе присоединений 12 и более секционируются выключателями обе системы шин. Если к шинам РУ 110—220 кВ присоединяются два резервных трансформатора собственных нужд, то секционируются обе системы шин независимо от числа присоединений.



В распределительных устройствах 330—750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи. На шесть присоединений необходимо девять выключателей, т.е. на каждое присоединение «полтора» выключателя (отсюда происходит второе название схемы: «полуторная», или «схема с 3/2 выключателя на цепь»).

Каждое присоединение включено через два выключателя. Для отключения линии $W1$ необходимо отключить выключатели $Q1, Q2$, для отключения трансформатора $T1 — Q2, Q3$.

В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию — минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производят.



Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полуторной схемы является её высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах. Так, например, при КЗ на первой системе шин отключатся выключатели $Q3$, $Q6$, $Q9$, шины останутся без напряжения, но все присоединения сохранятся в работе. При одинаковом числе источников питания и линий работа всех цепей сохраняется даже при отключении обеих систем шин, при этом может лишь нарушиться параллельная работа на стороне повышенного напряжения. Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей.

Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производятся без нарушения работы цепей (отключается соответствующий ряд шинных выключателей), все цепи продолжают работать параллельно через оставшуюся под напряжением систему шин.

Количество необходимых операций разъединителями в течение года для вывода в ревизию поочередно всех выключателей, разъединителей и сборных шин значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин.

Для увеличения надежности схемы одноименные элементы присоединяются к разным системам шин: трансформаторы $T1$, $T3$ и линия $W2$ — к первой системе шин, линии $W1$, $W3$, трансформатор $T2$ — ко второй системе шин. При таком сочетании в случае повреждения любого элемента или сборных шин при одновременном отказе в действии одного выключателя и ремонте выключателя другого присоединения отключается не более одной линии и одного источника питания.

Так, например, при ремонте $Q5$, КЗ на линии $W1$ и отказе в работе выключателя $Q1$ отключаются выключатели $Q2$, $Q4$, $Q7$, в результате чего, кроме поврежденной линии $W1$, будет отключён еще один элемент — $T2$. После отключения указанных выключателей линия $W1$ может быть отключена линейным разъединителем и трансформатор $T2$ включён выключателем $Q4$. Одновременное аварийное отключение двух линий или двух трансформаторов в рассмотренной схеме маловероятно.

Недостатками рассмотренной схемы являются:

- отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;
- удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя;
- снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов. В данном случае к одной цепочке из трёх выключателей присоединяются два одноименных элемента, поэтому возможно аварийное отключение одновременно двух линий;
- усложнение цепей релейной защиты;
- увеличение количества выключателей в схеме.

Благодаря высокой надежности и гибкости схема находит широкое применение в РУ 330—750 кВ на мощных электростанциях.

На узловых подстанциях такая схема применяется при числе присоединений восемь и более. При меньшем числе присоединений линии включаются в цепочку из трёх выключателей, а трансформаторы присоединяются непосредственно к шинам, без выключателей, образуя блок трансформатор — шины

Схема с двумя системами шин и с четырьмя выключателями на три цепи

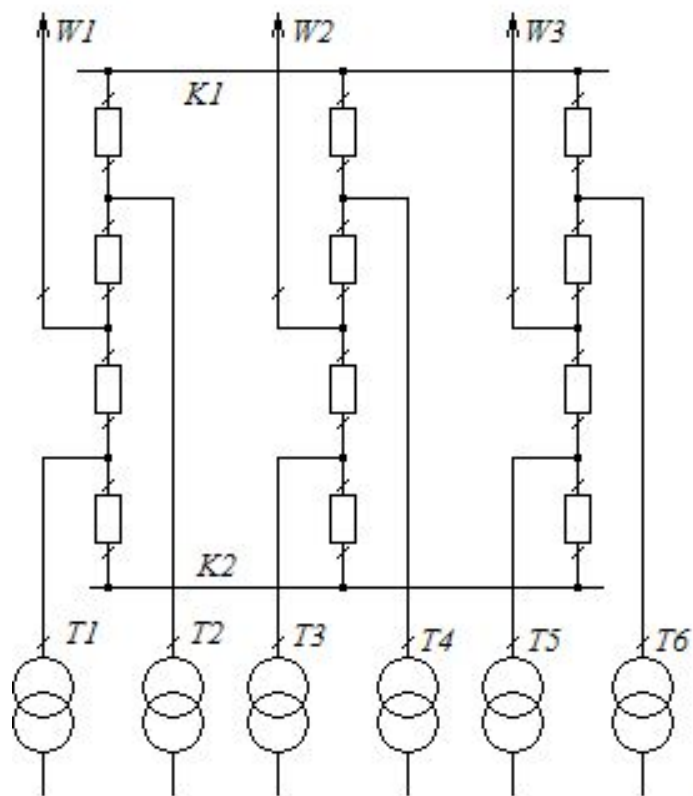


Схема с 4/3 выключателя на присоединение имеет все достоинства полупереходной схемы, а кроме того:

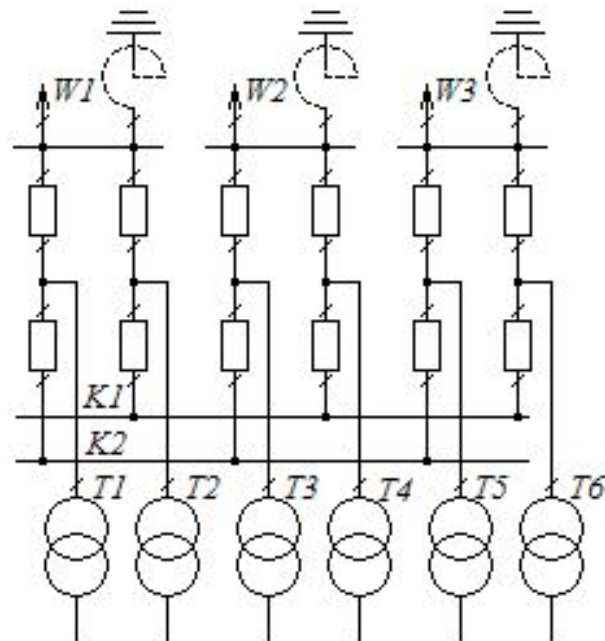
— схема более экономична (1,33 выключателя на присоединение вместо 1,5);

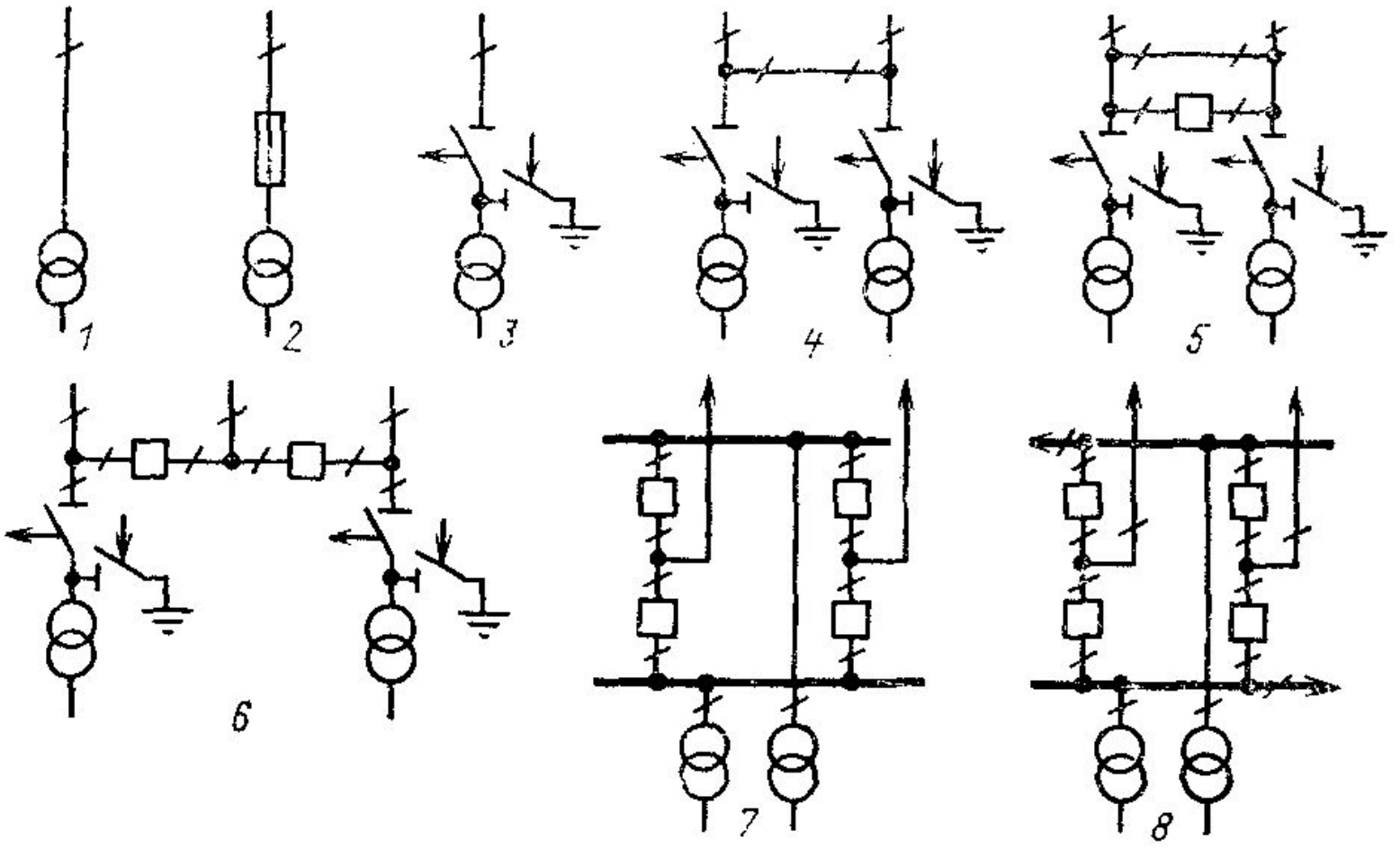
— секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;

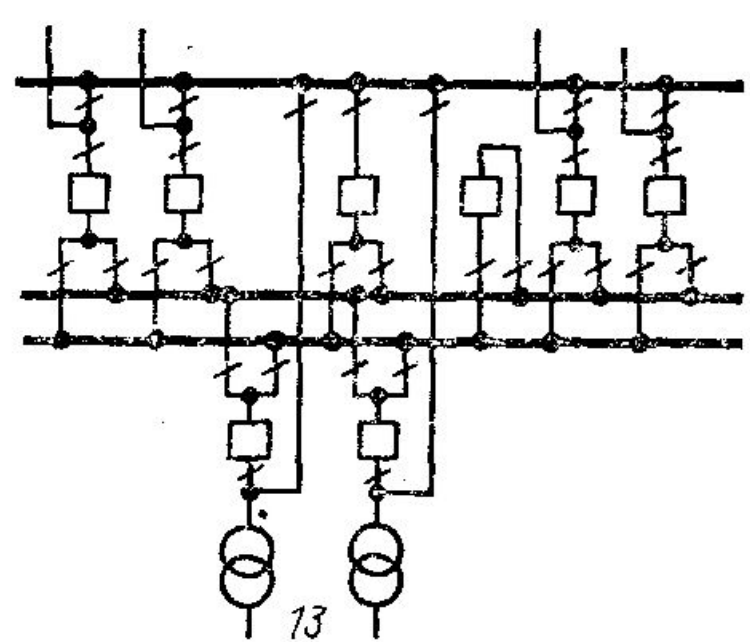
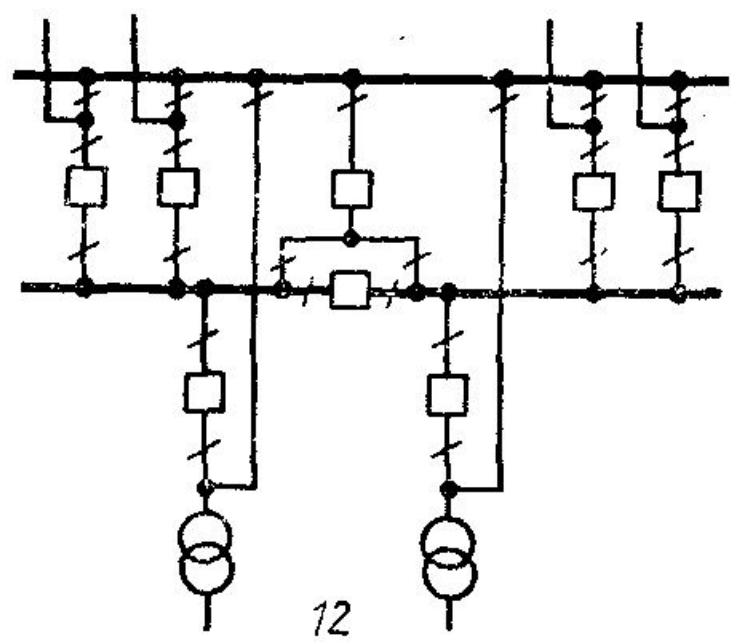
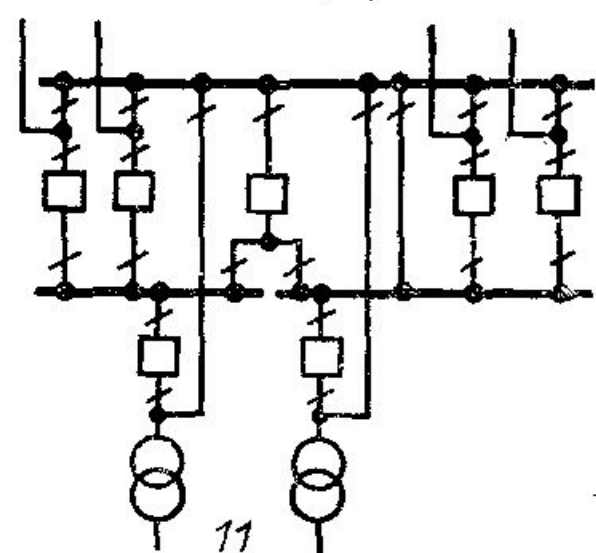
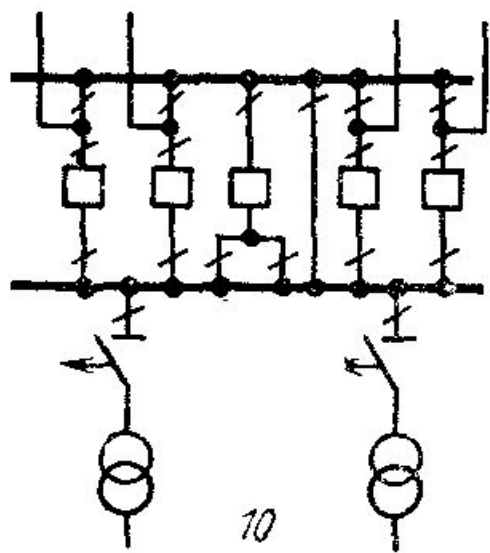
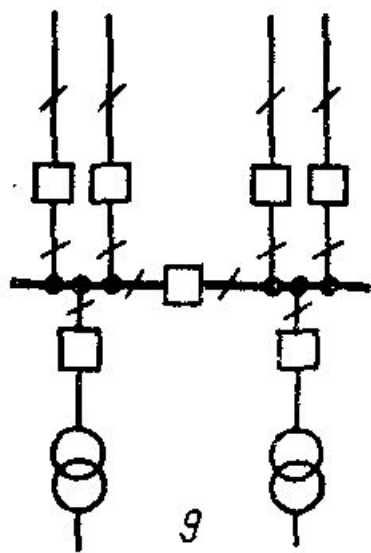
— надежность схемы практически не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор вместо двух трансформаторов и одной линии

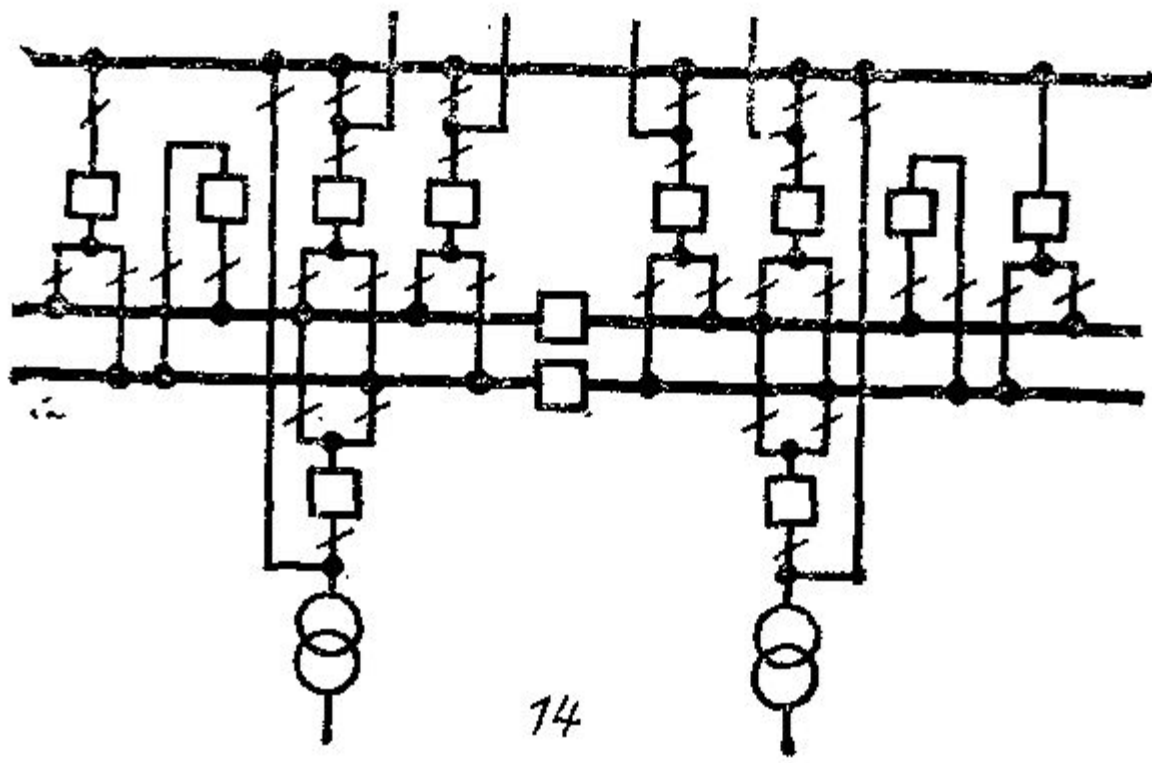
Конструкция ОРУ по рассмотренной схеме достаточно экономична и удобна в обслуживании, если принять компоновку с двухрядным расположением выключателей

Схема находит применение в РУ 330—500 кВ мощных КЭС и АЭС









14

Указания по применению схем для КРУЭ

Для КРУЭ (комплектных распределительных устройств элегазовых), как правило, применяются те же схемы, что и для ОРУ. При проектировании КРУЭ следует иметь ввиду следующее:

Ячейки комплектных распределительных устройств элегазовых (КРУЭ) изготавливаются в настоящее время на напряжение до 750 кВ включительно.

В КРУЭ основные элементы, из которых собирается схема, в том числе, аппараты (выключатели, разъединители, заземлители, измерительные аппараты и др.) и сборные шины заключены в газоплотные кожухи из алюминиевых сплавов и представляют собой законченные монтажные единицы-модули. Отдельные аппаратные модули (блоки) соединяются между собой газоплотными фланцевыми соединениями.

Набор указанных модулей, представляющий законченную цепочку схемы называется ячейкой. Из ячеек и отдельных модулей собирается РУ (КРУЭ).

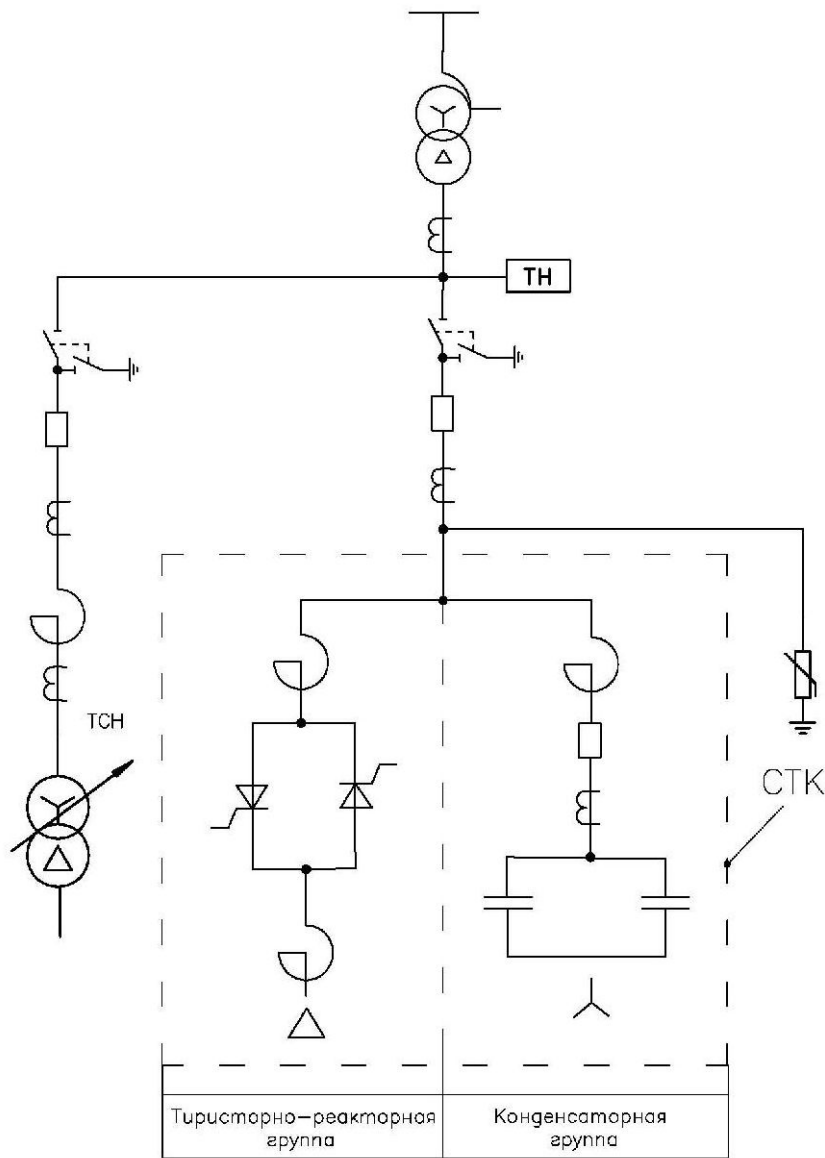
Типовые схемы РУ 35–750 кВ

Номер типово й схемы	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
		Напряже ние, кВ	Сторона подстанц ии	Количество присоединяе мых линий'	
1	Блок (линия трансформатор) разъединителем	– 35–330	ВН	1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тупиковые подстанции (ПС), питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса.
2	Блок (линия– трансформатор) с предохранителем	– 35	ВН	1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тупиковые и ответвительные ПС. 2. Обеспечение предохранителем надежной защиты трансформатора. 3. Селективность с защитой линий НН. 4. Селективность с защитой питающей линии (при присоединении к ней более одной ПС).
3	Блок (линия трансформатор) отделителем	- 35-220	ВН	1	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Необходимость автоматического отключения поврежденного трансформатора от линии, питающей несколько ПС 3. Для 35 кВ - при несоблюдении условий для применения схемы 2

4	Два блока с отделителями неавтоматической перемычкой со стороны линии	35-220	ВН	2	Тупиковые и ответвительные ПС
5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	35-220	ВН	2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов не более 125 МВ.А 3. При отсутствии ОАПВ на ВЛ (для 220 кВ)
6	Сдвоенный мостик с отделителями в цепях трансформаторов	110	ВН	3	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Допустимость разрыва транзита при отключении средней линии или при ревизии выключателя
7	Четырехугольник	220-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ при невыполнении условий для применения схем 4 и 5

8	Расширенный четыреугольник	220-330	ВН	4	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	8	_____
10	Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенным секционным и обходным выключателем	110	ВН	До 4	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество радиальных ВЛ - не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя 3. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ

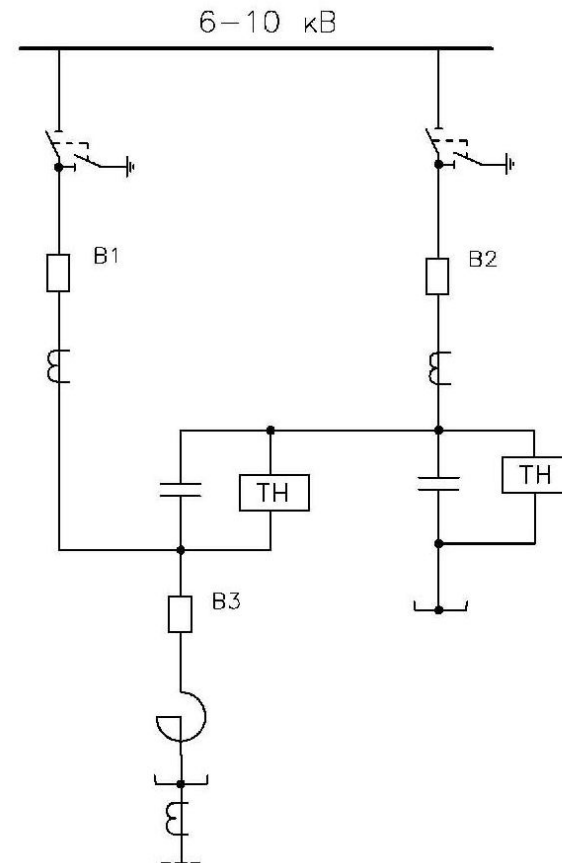
11	Одна секционированная система шин с обходной совмещенным секционным и обходным выключателем	110–22 0	ВН, СН	До 4	1. Количество радиальных ВЛ – не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельным секционными обходным выключателями	110–22 0	ВН, СН	5-13	Количество радиальных ВЛ – не более одной на секцию
13	Две несекционированные системы шин с обходной	110–22 0	ВН, СН	5-13	При невыполнении условий для применения схемы 12
14	Две секционированные системы шин с обходной	110–22 0	СН	Более 13	–



Статические тиристорные компенсаторы (СТК), включающие тиристорно-реакторные и конденсаторные группы, обеспечивают регулируемое потребление реактивной мощности. Применяются для быстрого и непрерывного регулирования в диапазоне $\pm 100\%$ изменения реактивной мощности.

- Статические компенсаторы на базе инверторов напряжения с полностью управляемыми вентилями (СТАТКОМ'ы) обеспечивают полное быстродействующее регулируемое потребление или генерацию реактивной мощности.

Схемы подключения ШКБ-10(6) кВ применяются для компенсации реактивной мощности при установке регулируемых (ступенчатое регулирование) и нерегулируемых ШКБ (подключение ШКБ через один выключатель) малой и средней мощности (от 1 до 3 МВАр) на ПС 35-110 кВ общего назначения. Нерегулируемые или подключаемые с одноступенчатым регулированием ШКБ до 100 МВАр устанавливаются на крупных ПС 110 кВ.



Относительная мощность ШКБ в % к номинальной	Состояние выключателя		
	В1	В2	В3
25	вкл.	откл.	откл.
50	откл.	вкл.	откл.
100	откл.	вкл.	вкл.

Примечания:

1. Необходимость установки токоограничивающего реактора определяется при конкретном проектировании.
2. Аппаратура вводных ячеек выбирается с учетом конструкции РУ 6 (10) кВ.

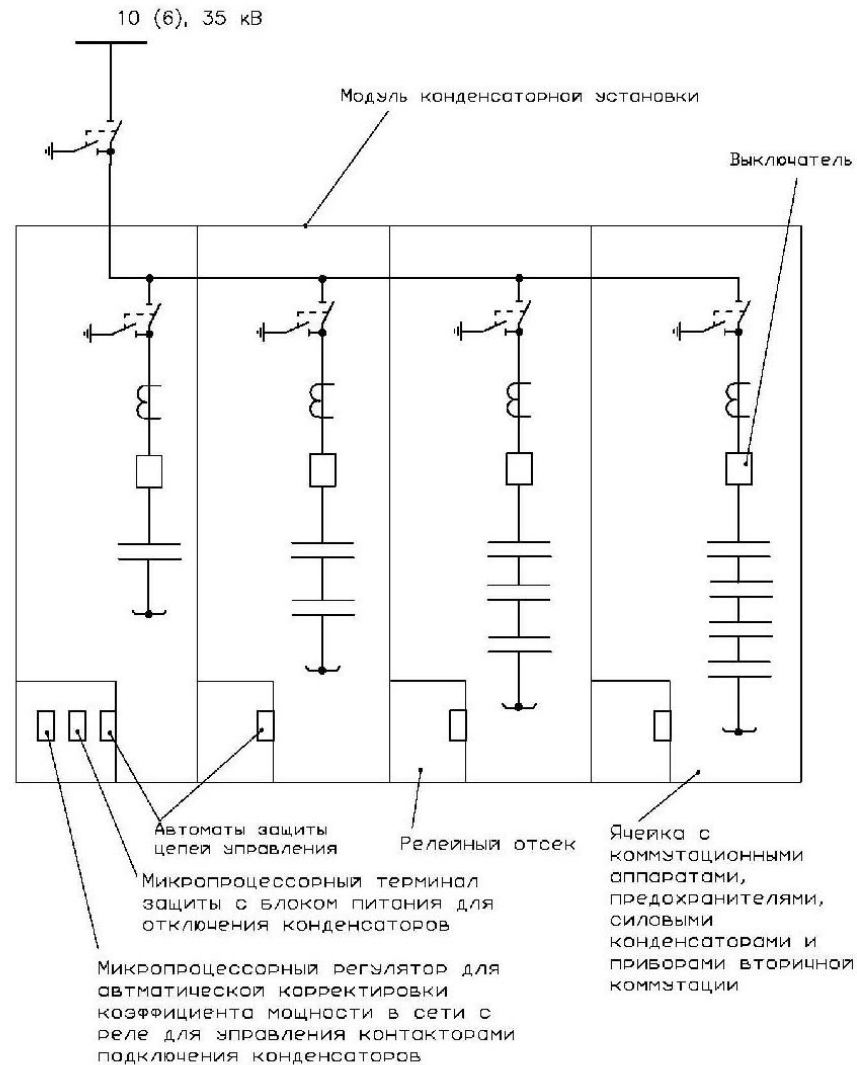


Рис. 3. Схема подключения комплектной конденсаторной установки 10 (6), 35 кВ для автоматического регулирования (компенсации) реактивной мощности в сети. (Схема соединения конденсаторов в ячейке и ячеек в модуле показана условно).