

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
СТАРООСКОЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ИМ. А.А. УГАРОВА
(филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования
«Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»
ОСКОЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ

Л.А. Гладких

**МДК.01.03 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ И
ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**Учебное пособие
по расчету и проектированию систем электроснабжения**

для специальности
13.02.11 – Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и
электромеханического оборудования (по отраслям)

Одобрено научно-методическим советом ОПК
в качестве учебного пособия

Старый Оскол – 2016

УДК
ББК

Рецензенты: Преподаватель ОПК СТИ НИТУ «МИСиС» Комарова Ю.В.
Инженер ОАО «КМАэлектромонтаж» В.И.Разеньков

Гладких Л.А.

МДК.01.03 Электрическое и электромеханическое оборудование: учебное пособие.
– Старый Оскол: СТИ НИТУ «МИСиС», 2016. – 56 с.

Учебное пособие содержит дополнительный материал к основному учебнику (Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., В.А.Яшков Электроснабжение промышленных предприятий и установок) по методике расчетов и проектирования электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие содержит теоретические сведения, методики расчетов и примеры расчетов основных разделов проектирования электроснабжения промышленных предприятий. Оно предназначено в помощь студентам электротехнических специальностей среднего профессионального образования при выполнении практических работ, курсового проектирования по специальным дисциплинам и разработки дипломного проекта.

Учебное издание предназначено для студентов системы СПО.

© Гладких Л.А., 2016
© СТИ НИТУ «МИСиС»

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
Раздел 1. Расчёт электрических нагрузок	6
1.1. Общие теоретические сведения.....	6
1.2 Методика расчета электрических нагрузок.....	9
1.3 Последовательность расчёта электрических нагрузок до 1кВ.....	11
1.4 Последовательность расчёта электрических нагрузок 6-10 кВ.....	12
Раздел 2. Компенсация реактивной мощности.....	18
2.1. Общие теоретические сведения.....	18
2.2 Методика расчета мощности компенсирующего устройства	19
2.3 Примеры компенсации реактивной мощности	22
Раздел 3. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	28
3.1. Общие теоретические сведения	28
3.2 Методика расчета и выбора мощности трансформаторов	28
Раздел 4. Расчёт токов короткого замыкания	31
4.1. Общие теоретические сведения.....	31
4.2 Методика расчета токов короткого замыкания.....	32
4.3 Расчет токов короткого замыкания в системах напряжением выше 1000 В	44
4.4 Расчета токов короткого замыкания в установках до 1000 В	48
4.5 Примеры расчётов токов короткого замыкания	49
Список литературы	53

Введение

В процессе изучения материала МДК.01.03 «Электрическое и электромеханическое оборудование» раздела «Системы электроснабжения предприятий» для приобретения и закрепления студентами практических навыков предусмотрены практические работы и курсовое проектирование.

Целью выполнения практических работ и курсового проектирования является закрепление и систематизация знаний студентов, развитие навыков студентов в самостоятельной работе и умение применять на практике полученные ими теоретические знания.

Учебное пособие составлено на основании требований ФГОС СПО к уровню знаний и умений студентов, учебных планов и рабочих программ данной дисциплины и предназначено в помощь студентам при выполнении практических работ и курсового проектирования по МДК.01.03 «Электрическое и электромеханическое оборудование» раздела «Системы электроснабжения предприятий» для специальности «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования».

Учебное пособие содержит дополнительный материал к основному учебнику (Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., В.А.Яшков Электроснабжение промышленных предприятий и установок) по методике расчетов и проектирования электроснабжения промышленных предприятий.

Учебное пособие включает 4 раздела по темам: расчёт электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности, выбор числа и мощности силовых трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания. В пособии приведены методика выполнения и примеры расчетов практических заданий и разделов курсового проектирования по дисциплинам, систематизирован и представлен узкоспециальный справочный материал, труднодоступный для широкого круга студентов, позволяющий проводить расчеты без использования дополнительной литературы.

Настоящее учебное пособие можно использовать при выполнении аналогичных расчетов в дипломном и курсовом проектировании по специальности «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования»..

По тексту в пособии соблюдается единство терминологии и обозначений в соответствии с действующими стандартами Международной системы единиц измерений. Обращается внимание студентов на технику безопасности при выборе и установки электрооборудования.

Раздел 1 Расчёт электрических нагрузок

1.1 Общие теоретические сведения

Расчёт электрических нагрузок - наиболее ответственный расчёт, выполняемый при проектировании системы электроснабжения каждого предприятия любой отрасли народного хозяйства. Электрические нагрузки являются исходными данными для решения сложного комплекса технических и экономических вопросов, возникающих при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия. Определение электрических нагрузок производится с целью выбора и проверки токоведущих элементов и трансформаторов по нагреву и экономическим соображениям, расчёта отклонений и колебаний напряжений, выбора компенсирующих установок, защитных устройств и т.д. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит рациональность выбора схемы и всех элементов системы электроснабжения и её технико-экономические показатели (капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы, приведённые затраты, расход цветного металла и потери электроэнергии).

Существовало и существует ряд научно обоснованных методов расчёта электрических нагрузок. Наибольшее применение для определения электрических нагрузок получил предложенный доктором технических наук, профессором Г.М.Каяловым метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки, который был положен в основу "Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках", введённых в действие в 1968г. В этих указаниях были впервые в мире реализованы научные исследования в области вероятностных методов формирования электрических нагрузок и предложены инженерные методы их расчёта. В последующие годы велись дальнейшие теоретические разработки по их усовершенствованию на основе обследования нагрузок действующих предприятий, т.е. практически производились попытки уточнения расчётного значения коэффициента максимума (K_m).

В результате комплекса научно-исследовательских работ по вопросу расчёта электрических нагрузок, проведённых институтом тяжпромэлектропроект, участия ведущих научно-исследовательских институтов, проектных институтов и высших учебных заведений в решении данного вопроса, было установлено, что основной причиной завышения расчётных электрических нагрузок является завышение средней расчётной нагрузки. В основу новых "Указаний по расчёту электрических нагрузок" была положена научно-исследовательская работа, выполненная в институте Тяжпромэлектропроект в 1988г.

По истечении срока опытно-промышленного внедрения Указаний, анализа полученных замечаний, введения ряда корректив, с 1 января 1993г. была введена в действие откорректированная редакция Указаний ("Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок" №7-8, 1992г., Тяжпромэлектропроект).

Приведённая методика определения электрических нагрузок, является исходным материалом для проектирования системы электроснабжения потребителей электроэнергии всех отраслей народного хозяйства

Методика расчетов не распространяются на определение электрических нагрузок электроприёмников с резко переменным графиком нагрузки (электроприводов прокатных станов, дуговых электропечей, контактной электросварки и т.п.), промышленного электрического транспорта, жилых и общественных зданий, а также электроприёмников с известным графиком нагрузки (3).

1.2 Методика расчета электрических нагрузок

1) Для определения электрических нагрузок, принята следующая система обозначения: показатели электропотребления индивидуальных электроприёмников (ЭП) обозначаются строчными буквами, а групп ЭП - прописными буквами латинского или греческого алфавита

2) При определении номинальной мощности электроприёмников следует руководствоваться следующим:

- номинальная (установленная мощность одного ЭП- мощность, обозначенная на заводской табличке или в его паспорте);

- применительно к агрегату с многодвигательным приводом под номинальной мощностью подразумевают наибольшую сумму номинальных мощностей одновременно работающих двигателей;

- паспортная мощность ЭП повторно-кратковременного режима приводится к номинальной длительной мощности при ПВ=100% по формулам:

для электродвигателей

$$P_n = P_{насч} \sqrt{ПВ_{насч}} \quad (1.1)$$

для трансформаторов

$$S_n = S_{насч} \sqrt{ПВ_{насч}} \quad (1.2)$$

где $P_{насч}$, кВт; $S_{насч}$, кВ·А; $ПВ_{насч}$, отн. ед. паспортные данные мощности и относительной продолжительности включения приёмника.

Для трансформаторов электрических печей номинальная активная мощность - это некоторая условная мощность [2]

$$P_n = S_{насч} * \cos \varphi_{насч}$$

где $S_{насч}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А (по паспортным данным); $\cos \varphi$ - паспортное значение коэффициента мощности электропечного трансформатора.

Для трансформаторов сварочных машин и аппаратов и трансформаторов ручной сварки номинальная активная мощность- это некоторая условная мощность, приведённая к $ПВ = 100\%$ (2),

$$P_n = S_{насч} \sqrt{ПВ_{насч}} * \cos \varphi_{насч}$$

где $\cos \varphi_{насч}$ - паспортное значение коэффициента мощности сварочного трансформатора.

3) Групповая номинальная (установленная) активная мощность-сумма номинальных активных мощностей группы ЭП

$$P_n = \sum^n P_n$$

где n - число электроприёмников.

4) Номинальная реактивная мощность одного ЭП q_n - реактивная мощность; потребляемая из сети или отдаваемая в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении, а для синхронных двигателей при номинальном токе возбуждения.

5) Групповая номинальная реактивная мощность алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей, входящих в группу ЭП.

$$Q_n = \sum q_n = \sum_1^n P_n \operatorname{tg} \varphi$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

6) Групповая средняя активная мощность за период времени T определяется как частное от деления расхода активной W_a . или реактивной W_p энергии всех входящих в группу ЭП на длительность периода:

$$P_c = W_a / T; Q_c = W_p / T$$

Средняя активная (или реактивная) мощность группы равна сумме средних активных (или

реактивных) мощностей, входящих в группу ЭП кроме резервных)

$$P_c = \sum_1^n P_c; Q_c = \sum_1^n q_c$$

Необходимо иметь в виду, что под термином "средняя активная (или реактивная) мощность имеется в виду наибольшее возможное значение средней активной(или реактивной) мощности за наиболее загруженную смену продолжительностью $T = T_{см}$. (Тем. продолжительность смены), т.е. за смену с наибольшим потреблением энергии группой 31, цехом или предприятием в целом.

7) Коэффициент использования отдельного электроприемника k_u или группы ЭП K_u - отношение средней активной мощности отдельного ЭП p_c или группы ЭП P_c за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k_u = p_c / p_n; K_u = P_c / P_n$$

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических, нагрузок промышленных предприятий, например (2,4,5), значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП. К одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые верхние границы возможных значений k_u и коэффициентов реактивной мощности $tg\varphi$. Например, сверлильные станки относятся к характерной категории "металлорежущие станки", которая представлена в справочных материалах расчётными коэффициентами $k_u=0,14$ и $tg\varphi=2,3$. Это означает, что активная и реактивная средняя (за максимально загруженную смену) мощность любого станка, относящегося к указанной категории, может быть выше

$$p_c = p_n * k_u \text{ и } q_c = p_n k_u tg\varphi \text{ с вероятностью превышения не более } 0,05.$$

8) Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (т.е. с разным k_u), средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле

$$K_u = \sum_1^n k_u * p_n / \sum_1^n p_n$$

где n - число характерных категорий ЭП, входящих в данную группу.

При определении K_u группы электроприёмников, как средневзвешенного справочного характерных категорий, произведение $K_u P_n$ не должно рассматриваться как среднее значение ожидаемой нагрузки, т.к. в нём не учтён фактор снижения расчётных значений K_u при увеличении числа электроприёмников в группе (3). $K_u P_n$ используется как промежуточная расчётная величина, позволяющая сохранить традиционную систему вычислений при расчёте.

9) Под эффективным числом ЭП-ов n_3 группы различных по номинальной мощности и режиму работы понимается такое число однородных по режиму работы приёмников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчётную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы приёмников. Величю рекомендуется (n_3) определять по следующему выражению [3]

$$n_3 = (\sum P_y)^2 / \sum n p_n^2$$

При значительном числе электроприёмников (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) эффективное число электроприёмников можно определять по упрощённому выражению

$$n_3 = 2 \sum P_n / P_{n \max}$$

Если найденное по упрощённому выражению число n_3 окажется больше n , то следует принимать $n_3=n$. Если отношение $p_{n \max}/p_{n \min} \leq$; где $P_{n \min}$ - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается $n_3=n$.

10) Расчётная активная P_p и реактивная Q_p мощность- это мощность,

соответствующая такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по большему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения. Вероятность превышения фактической нагрузки над расчётной не более 0,05 на интервале осреднения, длительность которого принята равной трём постоянным времени нагрева элемента системы электроснабжения $3T_o$, через который передаётся ток нагрузки (кабеля, провода, шинпровода, трансформатора и т.д.).

Для одиночных ЭП расчётная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно- кратковременного режима- равной номинальной, приведённой к длительному режиму.

11) Коэффициент расчётной мощности K_p - отношение расчётной активной мощности P_p к значению $K_u P_n$ группы ЭП

$$K_p = P_p / K_u P_n$$

Коэффициент расчётной мощности зависит от эффективного числа электроприёмников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

Указаниями по расчёту электрических нагрузок приняты следующие постоянные времени нагрева [3]:

$T_o = 10$ мин - для сетей до 1 кВ, питающих распределительные шинпровода, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются табл. 1 или номограмме (см. рисунок).

$T_o = 2,5$ Ч. - для магистральных шинпроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по таблице 2;

$T_o \geq 30$ мин- для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчётная мощность для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

12) Коэффициент спроса группы ЭП K_c - отношение расчётной активной мощности к номинальной мощности группы

$$K_c = P_p / P_n$$

13) Коэффициент одновременности K_o - отношение расчётной мощности на шинах 6-10кВ к сумме расчётных мощностей потребителей, подключённых к шинам 6-10кВ РП, ГПП

$$K_o = P_p \Sigma / \Sigma P_p$$

14) Расчётная активная мощность цеха, предприятия в целом, выраженная через удельные показатели электропотребления, равно

$$P_p = W_{уд} M / T_m; P_p = P_{уд} F$$

где $W_{уд}$ - удельный расход электроэнергии на единицу продукции; M - годовой выпуск продукции в натуральном выражении; $P_{уд}$ - удельная плотность максимальной нагрузки на 1_m^2 площади цеха, предприятия.

15) Годовой расход электроэнергии определяется по выражениям:

$$W_{a,r} = P_p T_m K_o; W_{p,r} = Q_p T_{mn} K_o$$

где $T_m(T_{m,p})$ - годовое число использования максимума активной (реактивной) мощности ;

P_p, Q_p - расчётные нагрузки

K_o - коэффициент одновременности по табл.3 при числе присоединений более 25.

1.3 Последовательность расчёта электрических нагрузок до 1кВ.

1) Расчёт выполняется по форме фб36-92, утверждённой ВНИПИ Тяжпромэлектропроект (табл.4)

2) Расчёт электрических нагрузок ЗП напряжением до Т кВ производится для каждого

узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинопровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинопровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

3)Т. Исходные данные для расчёта (графы Т-6) заполняются согласно выданному заданию на курсовое проектирование электротехнической части (графы Т-4) и согласно справочным материалам (графы 5,6), в которых приведены значения коэффициентов использования и реактивной мощности для индивидуальных ЭП.

При этом:

- Все ЭП группируются по характерным категориям с одинаковыми $K_{и}$ и $\cos \varphi$. В каждой строке указываются ЭП одинаковой мощности.

- Резервные ЭП, ремонтные сварочные трансформаторы и др. ремонтные ЭП, а также ЭП работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчёте расчётной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных ЭП определяют выбор элементов сети электроснабжения). В графах 2 и 4 указываются данные только рабочих ЭП.

- В случаях, когда n_a определяется по упрощенному выражению все ЭП группируются построчно по характерным категориям независимо от мощности ЭП, а в графе 3 указываются максимальная и минимальная мощности ЭП данной характерной группы.

- Для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчёте как один ЭП номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

- Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму в качестве установленной мощности следует принимать паспортное значение, т.к. фактор кратковременности работы этих потребителей учитывается коэффициентом $K_u = K_g K_z = P_c / P_{наст}$ (Приведение к ПВ=100% необходимо производить при определении расчётной нагрузки отдельных электроприёмников для выбора сечения проводников в соответствии с ПУЭ).

- При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 4 как эквивалентный трёхфазный ЭП номинальной мощностью

$$P_n = 3p_{н.о}; q_n = 3q_{н.о}$$

где $p_{н.о}$, $q_{н.о}$ - активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный 3ЭП номинальной мощностью

$$P_n = \sqrt{3}p_{н.о}; q_n = \sqrt{3}q_{н.о}$$

- При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трёхфазных и однофазных ЭП в группе они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трёхфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трёхфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

- При наличии в справочных материалах интервальных значений $k_{и}$ следует для расчёта принимать наибольшее значение. Значения $k_{и}$ должны быть определены из условия, что вероятность превышения фактической средней мощности над расчетной для характерной категории ЭП должна быть не более 5%

3) В графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины $K_u P_u$ и $K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$.

В итоговой строке определяются суммы этих величин

$$\sum K_u P_n; \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$$

4) Определяется групповой коэффициент использования для данного узла питания

$$K_u = \sum K_u P_n / \sum P_n$$

значение K_u заносится в графу 5 итоговой строки.

5) Для последующего определения n в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины $n p_n^2$ и в итоговой строке их суммарное значение $\sum n p_n^2$. При определении n , по упрощенной формуле графа 9 не заполняется.

6) Определяется эффективное число электроприёмников n , следующим образом:

Как правило, n , для итоговой строки определяется по выражению

$$n = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$$

При значительном числе эп (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) n может определяться по упрощенной формуле

$$n = 2 \sum P_n / P_{n \max}$$

Найденное по указанным выражениям n округляется до ближайшего меньшего целого числа. При $n \leq 4$ рекомендуется пользоваться номограммой (см.рис.).

7) В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭЛ определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

8) расчётная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по выражению

$$P_p = K_p \sum K_u P_n$$

в случаях, когда расчётная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприёмника, следует принимать $P_p = P_{n \max}$

9) Расчётная реактивная мощность (графа 13) определяется следующим образом: для питающих сетей напряжением до 1кВ в зависимости от n : при $n \leq 10$

$$Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$$

при $n > 10$

$$Q_p = \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию

$$Q_p = K_p \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi$$

9) К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЗП напряжением до 1кВ должны быть при необходимости добавлены осветительные нагрузки P_{po} и $Q_{p.o}$.

10) значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по выражению

$$I_p = S_p / \sqrt{3} U_n \quad (\text{графа 15})$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ - полная расчетная мощность, кВА, (графа 14).

11) Расчёт электрических нагрузок ЭП напряжением выше 1 кВ производится в целом аналогично расчёту, приведённому в п. 2.2., с учётом следующих особенностей:

12) При получении в задании на проектирование коэффициентов, характеризующих реальную загрузку электродвигателей или используя справочные материалы, в графу 5 заносится вместо K_u значение K_3 , а в графу 7- значение $K_3 P_n$.

13) Расчётная нагрузка цеховых трансформаторных подстанций с учётом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах (см.п.2.4, заносится в графы 7 и 8).

14) Эффективное число ЭП n не определяется и графы 9 и 10 не заполняются.

15) В зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования $\sum K_u P_n / \sum P_n$, занесённого в графу 5 итоговой строки, по табл. 3 определяется значение коэффициента одновременности K_o . Значение K_o заносится в графу 11 (при этом

$K_p=1$, см.п.1.7).

16) Расчётная мощность (графы 12-14) определяются по выражениям

$$P_p = K_o \sum K_u P_n ;$$

$$Q_p = K_o \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi ;$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ;$$

17) Результирующий расчёт нагрузок для каждой трансформаторной подстанции и выбор мощности трансформаторов рекомендуется выполнять по форме- ф-202-90 ВНИПИ Тяжпроэлектротехпроект.

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учётом средств компенсации реактивной нагрузки (КРН) и потерь в трансформаторах мощности.

1.4 Последовательность расчёта электрических нагрузок 6-10 кВ

Основными потребителями эл. энергии на напряжение 6-10кВ являются эл. двигатели, понижающие ТП, преобразовательные подстанции и установки, термические эл. установки.

Расчет эл. нагрузок производится по форме ф 636-92.

1) До выполнения расчета следует осуществить привязку потребителей 6-10кВ к распределительным или главным понижающим подстанциям, исходя из их территориального расположения и надежности электроснабжения, при этом надо стремиться к равномерной загрузке секций сборных шин 6-10кВ.

2) Расчёт присоединённых потребителей 6-10кВ выполняется для каждого РУ 6-10кВ. Расчётную нагрузку каждой секции сборных шин 6-10кВ в нормальном режиме рекомендуется принимать как произведение общей нагрузки на коэффициент 0,6, учитывающий неравномерность распределения нагрузки по секциям сборных шин.

В обоснованных случаях м.б. выполнены дополнительные расчёты по выявлению расчётной нагрузки для каждой секции сборных шин РУ 6-10кВ.

3) Запись эл. двигателей в графы 7-4 производится построчно. В одну строку заносят эл. двигатели одного назначения с одинаковыми $K_u, \operatorname{tg} \varphi, P_n$.

В графах 2 и 4 рекомендуется в знаменателе указывать данные резервных эл. двигателей.

4) Графы 5,6 для эл. двигателей заполняются согласно справочные материалам. Для эл. двигателей мощностью 1000кВт желательно получение от технологов коэффициентов загрузки, характеризующих реальную загрузку эл. двигателей. Значения коэффициентов загрузки указываются в графе 5 формуляра.

5) Для синхронных двигателей в графе 6 указывается номинальный коэффициент реактивной мощности. При отсутствии паспортных данных следует принимать значения.

6) В графах 7,8 определяются расчётные величины $K_u P_n$ (или $K_u P_n$) и $K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ (или $K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$) каждой характерной категории эл. двигателей.

Генерируемая синхронными двигателями с номинальной мощностью до 2500 кВт частотой вращения до 1000 об/мин реактивная мощность не учитывается и графе 8 проставляется прочерк. Целесообразность использования генерируемой этими СД РМ в целях КРМ определяется согласно указаниям по выбору средств КРМ в сетях общего назначения.

Для синхронных двигателей с номинальной мощностью свыше 2500 кВт или с частотой вращения свыше 1000 об/мин независимо от номинальной мощности в графу 8 заносится со знаком минус номинальная реактивная мощность, равная $P_n \operatorname{tg} \varphi$.

7) В графы 4,5,7,8 формы дополнительно к данным по электродвигателям вписываются итоговые расчётные данные по каждой трансформаторной подстанции. Аналогично в графы 4,5,7,8 вписываются итоговые данные по преобразовательным п/с и установкам, печным п/с

и другим потребителям 6-10 кВ, определенным специальным расчетом.

3.10. Определяются итоговые суммарные значения ΣP_n , P_Σ и Q_Σ (графы 4,7,8) всех потребителей 6-10 кВ и групповой средневзвешенный коэффициент использования $K_{и}$, который заносится в графу 5 итоговой строки.

8) В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования $K_{и}$ и числа присоединений к сборным шинам 6-10 кВ РУ или ГПП, (без учёта резервных эл. двигателей) определяется согласно табл.3 Указаний коэффициент одновременности K_o .

9) Результирующая нагрузка 6-ТО кВ составляет

$$P_p = K_o P_\Sigma ; Q_p = K_o Q_\Sigma ; S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Таблица 1. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1000 В.

n _э	коэффициент использования $K_{и}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,76	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,08	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,08	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,26	1,14	1,13	1,06	1,07	1,0
7	2,49	1,68	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,10	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,10	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

10) Результирующие нагрузки ГПП рекомендуется заносить в формуляр ф 220-90. К расчётной электрической нагрузке 6-10 кВ добавляются электрические нагрузки сторонних потребителей и определяется расчетная мощность на границе балансового разграничения с энергосистемой, которая является для выполнения расчётов по определению мощности средств КРМ. С учётом мощности устанавливаемых средств КРМ осуществляется выбор мощности трансформаторов ГПП. Выбор мощности трансформаторов ГПП следует производить по значению математического ожидания расчётной нагрузки на границе балансового разграничения с энергосистемой. При учёте потерь в трансформаторах определяется результирующая нагрузка на стороне 110 (220,330) кВ ГПП.

Таблица 2. Значения коэффициентов расчётной нагрузки K_p на шинах НН цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ.

n_3	Коэффициент использования $K_{и}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,0	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица 3. Значение коэффициента одновременности K_o определения расчетной нагрузки на шинах 6(10) кВ РП и ГПП.

Средневзвешенный коэффициент использования $K_{и.ср}$	Число присоединений 6(10) кВ на сборных шинах РП и ГПП			
	2-4	5-8	9-25	более 25
$K_{и} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 < K_{и} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 < K_{и} < 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{и} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Кривые коэффициента расчётных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования $K_{и}$ в зависимости от n_3 (для постоянной времени нагрева $T_0=10$ мин).

Резервные ЭП, а также ЭП, работающие кратковременно, в расчете не учитываются.

При расчете электрических нагрузок для магистральных шинопроводов, на шинах цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию: допускается определять n_3 по выражению

$$n_3 = 2 \sum P_n / P_{n \max}$$

расчетная реактивная мощность принимается равной

$$Q_p = K_p K_H P_H t g \varphi = P_p t g \varphi.$$

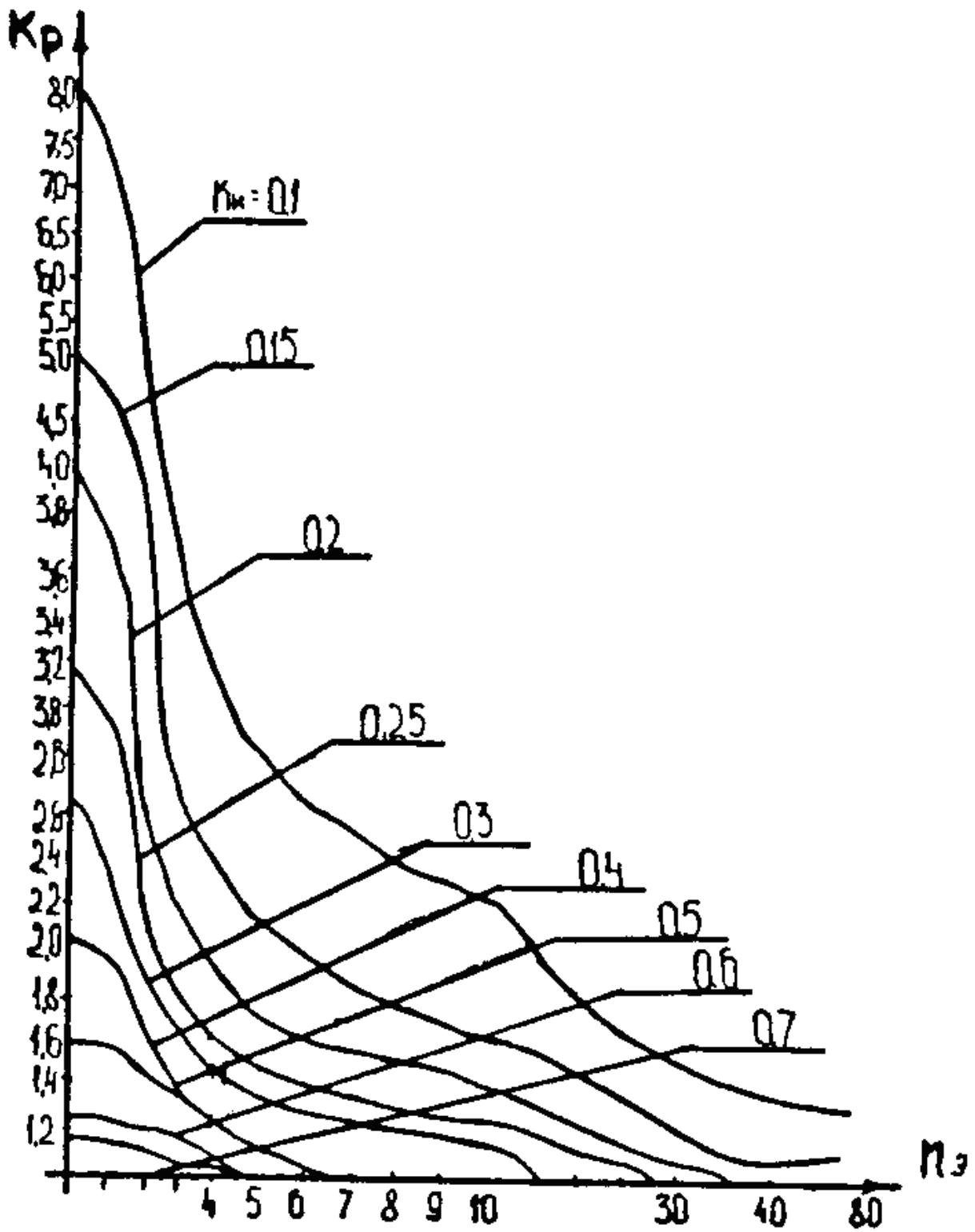


Рисунок 1 Кривые для определения K_p

ТАБЛИЦА 4. Расчёт электрических нагрузок (форма ф 636-92)

Исходные данные						Расчетные величины		
по заданию технологов				по справочн. дан.		$K_u P_n$	$K_u P_n \operatorname{tg} \phi$	$N p_n^2$
наимено в.ЭП	Количество ЭП, шт. n	номинальн. (установлен ная) мощность, кВт		Коэф. исполъ зов. K_n	Коэф. реактив. мощнос ти $\frac{\cos \phi}{\operatorname{tg} \phi}$			
		Одно го ЭП p_n	общая $P_n = n p_n$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение табл.4

Эффектив н. число ЭП $n_3 = \frac{(P_n)^2}{\sum n p_n^2}$	Коэф. расчетной нагрузки K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток А $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_u}$
		активная кВт $P_p = K_p K_u P_n$	реактивная квар $Q_p = 1,1 K_u P_n \operatorname{tg} \phi$ при $n_3 \leq 10$ $Q_p = K_u P_n \operatorname{tg} \phi$ при $n_3 > 10$	полная кВт·А $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
10	11	12	13	14	15

Таблица 6. Значения $\cos \phi$ и $\operatorname{tg} \phi$

ϕ	$\sin \phi$	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$	ϕ	$\sin \phi$	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$
0°	0	1	0	39°39'	0,638	0,77	0,828
8°16'	0,141	0,99	0,143	40°32'	0,650	0,76	0,855
11°29'	0,199	0,98	0,203	41°25'	0,661	0,75	0,882
14°04'	0,243	0,97	0,261	42°16'	0,673	0,74	0,909
16°16'	0,280	0,96	0,292	43°07'	0,683	0,73	0,936
18°12'	0,312	0,95	0,329	43°57'	0,694	0,72	0,963
19°57'	0,341	0,94	0,368	44°46'	0,704	0,71	0,990
21°34'	0,368	0,93	0,395	45°34'	0,714	0,70	1,020
23°04'	0,392	0,92	0,426	46°22'	0,724	0,69	1,049
24°30'	0,415	0,91	0,456	47°09'	0,733	0,68	1,076
25°51'	0,436	0,90	0,484	47°56'	0,742	0,67	1,108
27°08'	0,456	0,89	0,512	48°44'	0,751	0,66	1,138
28°21'	0,475	0,88	0,540	49°27'	0,759	0,65	1,168
29°32'	0,493	0,87	0,576	50°12'	0,768	0,64	1,201
30°41'	0,510	0,86	0,593	50°57'	0,776	0,63	1,233
31°47'	0,527	0,85	0,620	51°41'	0,785	0,62	1,266
32°52'	0,543	0,84	0,646	52°25'	0,792	0,61	1,299
33°54'	0,558	0,83	0,672	53°08'	0,800	0,60	1,333
34°55'	0,572	0,82	0,698	56°38'	0,835	0,55	1,518

35°53'	0,586	0,81	0,724		60°00'	0,866	0,50	1,732
36°52'	0,600	0,80	0,750		63°15'	0,893	0,45	1,990
37°49'	0,613	0,79	0,776		66°25'	0,916	0,40	2,290
38°44'	0,626	0,78	0,802					

Таблица 5. Результирующие электрические нагрузки (форма ф 202-90).

наименование	$\frac{\cos \varphi}{\operatorname{tg} \varphi}$	Расчетная нагрузка			Кол-во и мощность трансформаторов шт. кВт·А
		кВт	квар	кВ·А	

Таблица 7. Сводка основных положений по определению P_p и Q_p для ЭП напряжением до 1 кВ.

	n_3		P_p	Q_p	Примечание
Питающие сети, как правило для итог. строки	$n_3 = \frac{(P_n)^2}{\sum n p_n^2}$	Округляется до ближайш. меньш. целого числа. При $n_3 \leq 4$ рекомендов. Пользоваться	Резервные ЭП, ремонт сварочные трансф. И др. ремонт ЭП, ЭП раб. кратковременный (пожар. насосы, задвижки, вентили) не учит. При $P_p < p_{n \max}$ $P_p = p_{n \max}$	При $n_3 \leq 10$ $Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ при $n_3 > 10$ $Q_p = \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$	К расчетной акт. и реакт. мощности силов. ЭП напр. до 1кВ добавл. осветительная нагрузка
магистр. шинoproв., шины цеховых ТП, в целом по цеху, корпусу, предприятию	Допускается: $n = \frac{2 \sum P_n}{P_{n \max}}$ при $n_3 > n$ $n_3 = n$ при $\frac{P_{n \max}}{P_{n \min}} \leq 3$ $n_3 = n$	Пользоваться номограм (см. рис.1) с.15	$P_p = K_p \sum K_u P_n$ K_p – по табл.2	$Q_p = K_p \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$ $= P_p \operatorname{tg} \varphi$	

Раздел 2 Компенсация реактивной мощности.

2.1. Общие теоретические сведения

Вопросы компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятия имеют большое технико-экономическое значение, т.к. непосредственно связаны с надёжностью электроснабжения потребителей, качеством электрической энергии и одновременно с её экономией.

Один из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации систем промышленного электроснабжения, является вопрос о компенсации реактивной мощности; включающей выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Мощность, местоположение и режим работы компенсирующих устройств (КУ) должны обосновываться технико-экономическими расчётами по критерию минимума приведенных затрат на производство и распределение электроэнергии.

При выборе оптимального варианта следует исходить из технико-экономических расчётов, основанных на системном подходе к задаче компенсации РМ. Это означает, что оптимальное решение должно удовлетворять интересам как электроснабжающих систем, так и потребителей электроэнергии с учётом эффекта во всей системе в целом.

На промышленных предприятиях уменьшение потребления РМ может быть достигнуто естественным путём:

- порядочностью технологического процесса, ведущем к улучшению энергетического режима оборудования и повышению коэффициента мощности;

- созданием нормального режима работы асинхронных двигателей путём замены малонагруженных двигателями меньшей номинальной мощности; такая замена обязательна, если двигатель загружен менее чем на 45%; при нагрузках в пределах 45-70% вопрос о замене решается технико-экономическим расчётом (ТЭР); если нагрузка более 70%, замена не целесообразна; устранение холостой работы двигателя широким внедрением ограничителей холостого хода, если длительность межоперационного периода превышает 10 с; понижение напряжения переключением обмотки с треугольника на звезду, секционированием обмоток у асинхронных двигателей, систематически загружаемых менее чем на 40%; повышением качества ремонта асинхронных двигателей;

- созданием номинального режима работы трансформаторов путём замены или временного отключения трансформаторов, загруженных в среднем менее чем на 30% их номинальной мощности; обоснованного выбора рабочего ответвления трансформатора с переключением ответвлений без возбуждения (ПБЖ);

- внедрение синхронного привода путём замены асинхронных двигателей синхронными, если асинхронные двигатели подлежат демонтажу из-за износа или могут быть использованы в других установках, не нуждающихся в искусственной компенсации реактивной нагрузке; применением синхронных для всех новых установок электропривода, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям(ТЭС);

- применением для преобразовательных установок схем, которые дают возможность работы выпрямителей с опережающим коэффициентом мощности;

- реконструкции «короткой сети» дуговых сталеплавильных печей с целью уменьшения реактивного сопротивления.

Также на промышленных предприятиях уменьшение потребляемой реактивной

мощности может быть достигнуто за счёт установки специальных КУ. Установка компенсирующего оборудования допускается только с разрешения энергосистем и обоснована ТЭР.

2.2 Методика расчета мощности компенсирующего устройства

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка, принимается для определения мощности КУ, равна

$$Q_{p1} = K * Q_p,$$

Где K- коэффициент, учитывающий не совпадение по времени наибольшей активной нагрузке энергосистемы и реактивной мощности предприятия.

Значения коэффициента несовпадения для всех объединенных энергетических систем принимается в зависимости от отрасли промышленности:

Нефтеперерабатывающая, текстильная.....0,95

Чёрная и цветная металлургия, химическая, пищевая, строительная, бумажная.....0,9

Угольная, машиностроительная и металлообрабатывающая.....0,85

Деревообрабатывающая.....0,8

Прочие.....0,75

Требуемый уровень компенсации реактивной мощности задаётся энергоснабжающей организацией.

Значение наибольших расчетных P_p и реактивной Q_{p1} нагрузок передается в энергосистему для определения экономически оптимальной реактивной мощности, которая должна быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активной нагрузке энергосистемы, соответственно $Q_{\Sigma 1}$ и $Q_{\Sigma 2}$.

По входной реактивной мощности $Q_{\Sigma 1}$ определяется суммарная мощность КУ предприятия, а в соответствии с заданным значением $Q_{\Sigma 2}$ – регулируемая часть КУ.

Суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\Sigma 1}$ определяется необходимым балансом РМ на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период её наибольшей активной нагрузки:

$$Q_{к1} = Q_{p1} - Q_{\Sigma 1}$$

В сетях общего назначения в качестве средств компенсации РМ следует принимать батареи конденсаторов (БК) и синхронные двигатели (СД).

Каждый установленный СД является источником реактивной мощности, минимальное значение которой определяется формулой:

$$Q_{сд} = P_{сдн} * \beta_{сд} * tg \varphi_n,$$

Где $P_{сдн}$ - номинальная активная мощность СД ;

$\beta_{сд}$ - коэффициент загрузки по активной мощности;

$tg \varphi_n$ – номинальный коэффициент реактивной мощности.

При определении мощности батареи конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В необходимо определить для каждой цеховой подстанции некомпенсированную реактивную нагрузку на стороне 6 или 10 кВ каждого трансформатора .

$$Q_T = Q_{p.T} - Q_{н.к.ф} + \Delta Q_T,$$

Где $Q_{p.T}$ - максимальная расчётная реактивная мощность.

Таблица 2.1 Реактивные потери в трансформаторе

Номинальная мощность трансформатора, кВа	Суммарные реактивные потери в трансформаторе, квар, при $K_{з.т.}$					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0

400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	28	41	49	58	69
1600	41	41	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

$Q_{н.к.ф}$ - фактическая принятая мощность КУ на стороне низкого напряжения;

ΔQ_T - суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки $K_{з.т.}$ с учётом компенсации (таб.2.1).

Для каждого распределительного пункта (или ПС) определяется его некомпенсированная реактивная нагрузка $Q_{р.п.}$ как сумма РМ питающихся от него цеховых ПС и других потребителей.

Суммарная расчётная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных батарей (ВБК) для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{в.к} = \sum Q_{р.п.i} - Q_{э1}$$

Где $Q_{р.п.i}$ - расчётная реактивная нагрузка на шинах 6 или 10 кВ распределительного пункта ;

P - количество РП (или ПС) на предприятии;

$Q_{э1}$ - входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 6 или 10 кВ.

Если окажется, что мощность $Q_{в.к} < 0$, то следует принять её равной нулю.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП (или ПС) пропорционально их некомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 6 или 10 кВ и округляет до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).

Мощность батареи конденсаторов на напряжение до 1000 В (НБК) должна определяться на основании экономических расчётов. Суммарная расчётная мощность НБК определяется двумя последовательными расчётными этапами по минимуму приведенных затрат:

1) выбор экономически оптимального числа трансформаторов цеховых ПС, на этом этапе определяется $Q_{н.к.1}$;

2) определение дополнительной мощности НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах в сети напряжением 6 или 10 кВ предприятия (цеха, участка), питающей эти трансформаторы, $Q_{н.к.2}$.

Суммарная расчётная мощность НБК равна:

$$Q_{н.к} = Q_{н.к.1} + Q_{н.к.2}$$

Она определяется между отдельными трансформаторами пропорционально их реактивным нагрузкам.

Минимальное число трансформаторов, необходимых для питания наибольшей активной нагрузки определяется по формуле:

$$N_{m \min} = \frac{P_{pm}}{K_{эм} * S_{nm}} + \Delta N ,$$

где P_{pm} – расчётная реактивная нагрузка группы трансформаторов;

$K_{эм}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

S_{nm} – принятая номинальная мощность одного трансформатора;

ΔN - добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальная число трансформатора определяется по формуле:

$$N_{т.э} = N_{m \min} + m ,$$

Где m - дополнительное число трансформатора.

$N_{т.э}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учётом постоянной составляющей капитальных затрат:

$$З^* = K_{з.т.} * З^*_{nc}$$

Для практических расчётов допускается принимать $z_{nc} = 0,5$ и $N_{m.э}$ определять в зависимости от m ($N_{н.мин}; \Delta N$) по рис.2.1

При трёх и более трансформаторах их мощность выбирается исходя из наибольшей активной нагрузки согласно условию:

$$S_m \geq \frac{P_{pm}}{K_{3m} * N}$$

По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В

$$Q_m = \sqrt{(N_{m.э} * K_{3m} * S_m)^2 - P_p^2}$$

Суммарная мощность НБК для данной группы трансформаторов:

$$Q_{н.к.1} = Q_{p,T} - Q_T$$

Где $Q_{p,m}$ – максимальная расчётная реактивная нагрузка.

Если окажется, что $Q_{н.к.1} < 0$, то по первому этапу расчёта уставки НБК не требуется, и $Q_{н.к.1}$ принимается равной нулю.

$$Q_{н.к.2} = Q_{p,T} - Q_{н.к.1} - \gamma * N_{T.э} * S_{н,T},$$

Где γ – расчётный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей K_1 и K_2 , по рис. 2.2; 2.3.

Значение K_1 зависит от удельных приведенных затрат на БК напряжением до и выше 1000 В и стоимости потерь:

$$K_1 = \frac{z_{н.к} - z_{з.к} * 10^3}{C_o},$$

Где C_o – расчётная стоимость потерь по табл.2.2

Таблица 2.2 Расчётная стоимость потерь

Мощность трансформатора кВа	Коэффициент K_2 при длине питающей линии l , км				
	До 0,5	От 0,5 до 1,0	От 1,0 до 1,5	От 0,5 до 2,0	Свыше 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Если окажется, что $Q_{н.к.2} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{н.к.2}$ принимается равной нулю.

Таблица 2.3 Удельный коэффициент потерь

Объединенная энергосистема	Количество рабочих смен	Расчётная стоимость потерь C_0 руб/кВт	Удельный коэффициент потерь K_1
Центра, Севера-запада, Юг	1	52	24
	2	106	12
	3	112	11
Средней Волги	1	64	19
	2	93	13
	3	106	12
Урала	1	56	22
	2	91	14
	3	117	11
Северного Кавказа, Закавказья	1	89	14
	2	95	13
	3	103	12
Северного Казахстана	1	76	17
	2	80	16
	3	87	14
Сибири	1	85	15
	2	85	15
	3	85	15
Средней Азии	1	64	19
	2	64	19
	3	80	19
Дальнего востока	1	136	9
	2	136	9
	3	136	9

2.3 Примеры компенсации реактивной мощности

Пример 1

Определить суммарную мощность НБК для цеха металлургического завода по следующим данным: $P_p = 26,5 \text{ МВт}$; $Q_p = 21,31 \text{ МВАР}$, напряжение $U_n = 10 \text{ кВ}$; завод расположен в центральной части России.

Предварительные условия: с учётом предельной плотности нагрузки цеха единичная мощность трансформаторов $S_{н.т.} = 2500 \text{ КВА}$; $K_{з.т.} = 0,9$.

Решение. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{m \min} = \frac{P_{p.m}}{K_{3.m} * S_{H.m}} + \Delta N = \frac{26,5}{0,9 * 2,5} + 0,2 = 12$$

Оптимальное количество трансформаторов:

$$N_{T.э} = N_{H \min} + m = 12 + 1 = 13,$$

Где m определяется по рис. 2.1

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через 13 трансформаторов при расчётной суммарной активной мощности $P_p = 26,5 \text{ МВт}$.

$$Q_m = \sqrt{(N_{m.э} * K_{3.m} * S_m)^2 - P_p^2} = \sqrt{(13 * 0,9 * 2,5)^2 - 26,5^2} = 12,31 \text{ МВАР}.$$

Мощность НБК по первому этапу расчёта:

$$Q_{H.k.1} = Q_{p.T} - Q_T = 21,31 - 12,31 = 9 \text{ МВАР}$$

Определяем дополнительную мощность НБК по условию потерь (второй этап расчёта).

Согласно рис.2.2 $\gamma = 0,32$ при $K_1 = 11$ (табл.2.3) и $K_2 = 16$ (табл.2.2),

Тогда $Q_{H.k.2} = Q_{p.T} - Q_{H.k.1} - \gamma * N_{T.э} * S_{H.T} = 21,31 - 9 - 0,2 * 13 * 2,5 = 2 \text{ МВАР}$

Суммарная мощность НБК цеха равна:

$$Q_{H.k} = Q_{H.k.1} + Q_{H.k.2} = 9 + 2 = 11 \text{ МВАР}$$

Пример 2

Произвести расчёт компенсации реактивной мощности для механического цеха.

Исходные данные: Работа трехфазная. Категория нагрузки-3(2).

Схема электроснабжения и данные приведены на рисунке.

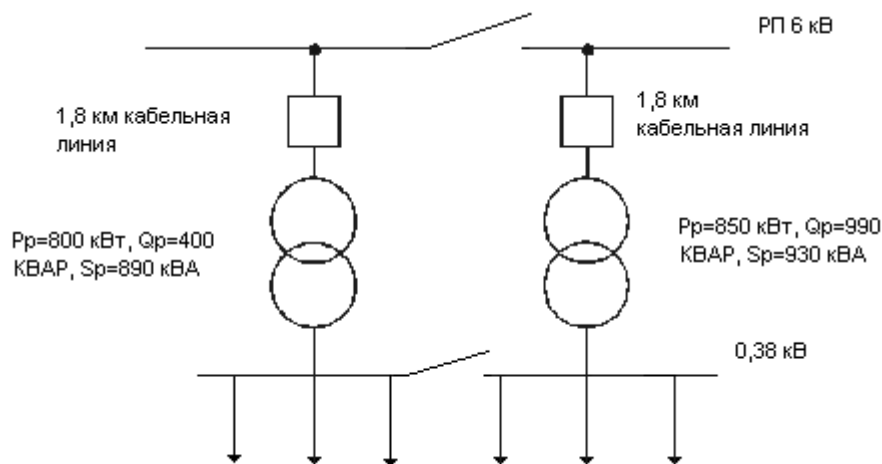


Рисунок 2.1 Схема электроснабжения

Порядок расчёта:

1. Определяем мощность трансформатора:

$$S_m \geq \frac{P_{p.m}}{K_{3.m} * N} \geq \frac{1650}{0,9 * 2} = 917$$

Приняты трансформаторы единичной мощности 1000 КВА.

2. Определяем экономически оптимальное число трансформаторов:

$$N_{T.э} = N_{H \min} + m$$

$m=0$ (по рис. 2.1)

$$N_{T.э} = N_{H \min} = 2$$

3. Определяем реактивную мощность, которая целесообразно передать через выбранные трансформаторы.

$$Q_m = \sqrt{(N_{m.э} * K_{з.м} * S_m)^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 * 0,9 * 1000)^2 - 1650^2} = 720 \text{ КВАР}$$

4. Определяем суммарную мощность НБК по первому этапу расчёта

$$Q_{н.к.2} = Q_{р.Г} - Q_{Г} = 790 - 720 = 70 \text{ КВАР} .$$

5. Определяем мощность НБК по второму этапу:

$$Q_{н.к.2} = Q_{р.Г} - Q_{н.к.1} - \gamma * N_{Г.э} * S_{н.Г} = 790 - 70 - 0,25 * 2 * 1000 = 220 \text{ КВАР}$$

$$K_1 = 12 \text{ (по табл.2.3)}$$

$$K_2 = 15 \text{ (по табл. 2.2)}$$

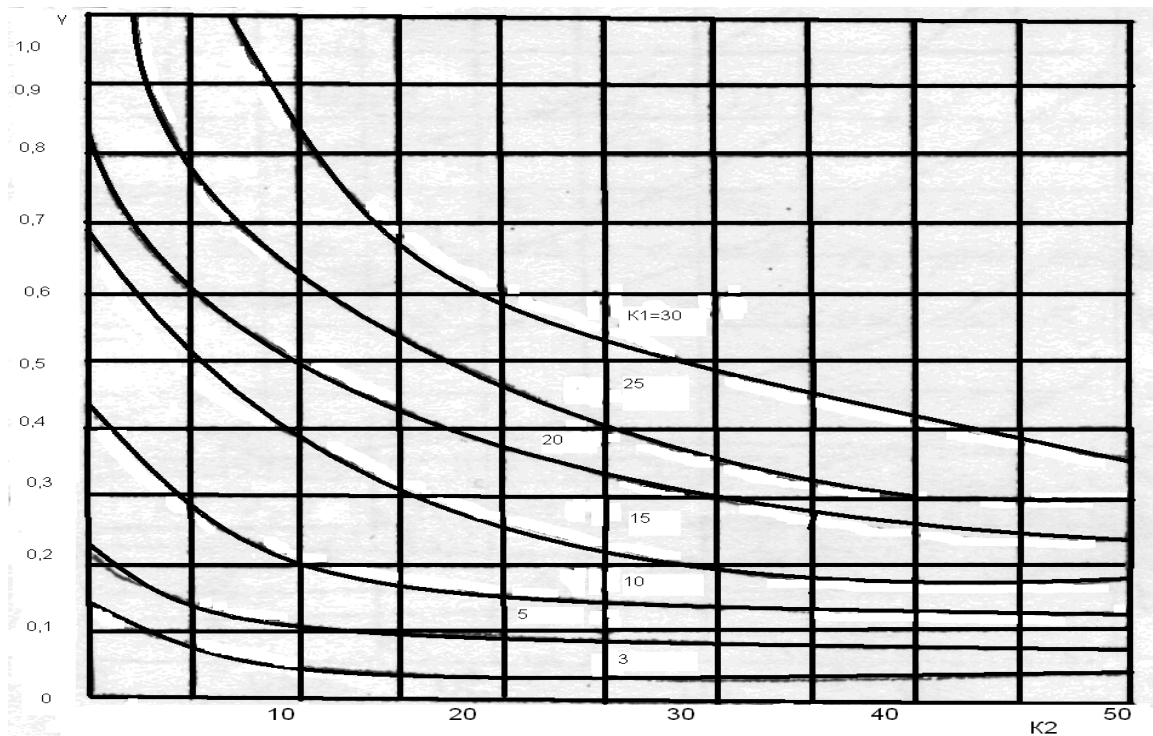
$$\gamma = 0,25 \text{ (по рис. 2.2.a)}$$

Реактивная мощность $Q_{н.к.2} = 220 \text{ КВАР}$

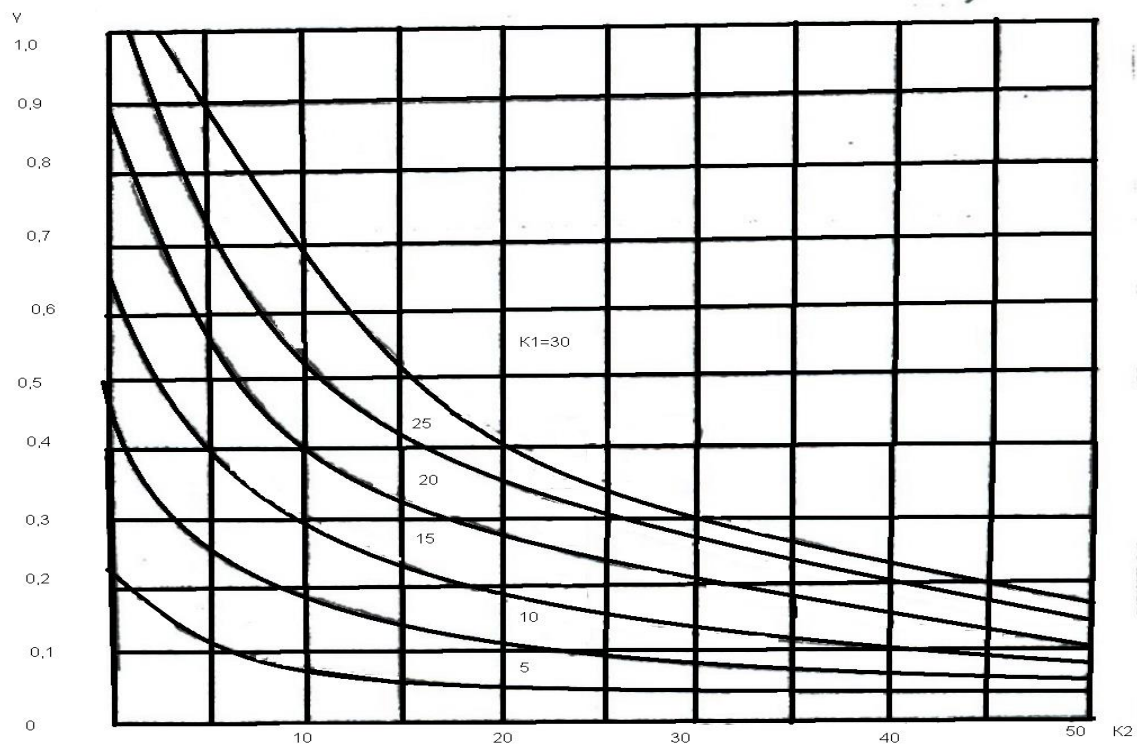
6. Определяем расчётную мощность конденсаторной батареи к установке:

$$Q_{н.к} = Q_{н.к.1} + Q_{н.к.2} = 20 + 220 = 290 \text{ КВАР}$$

7. Так как реактивные нагрузки трансформаторов одинаковы, то суммарная мощность БК поровну распределяется между ними. К установке принимаем две комплектные конденсаторные установки (ККУ) типа ККУ-0,38-III мощность по 160 КВАР каждая с присоединенными к шинам подстанциями.

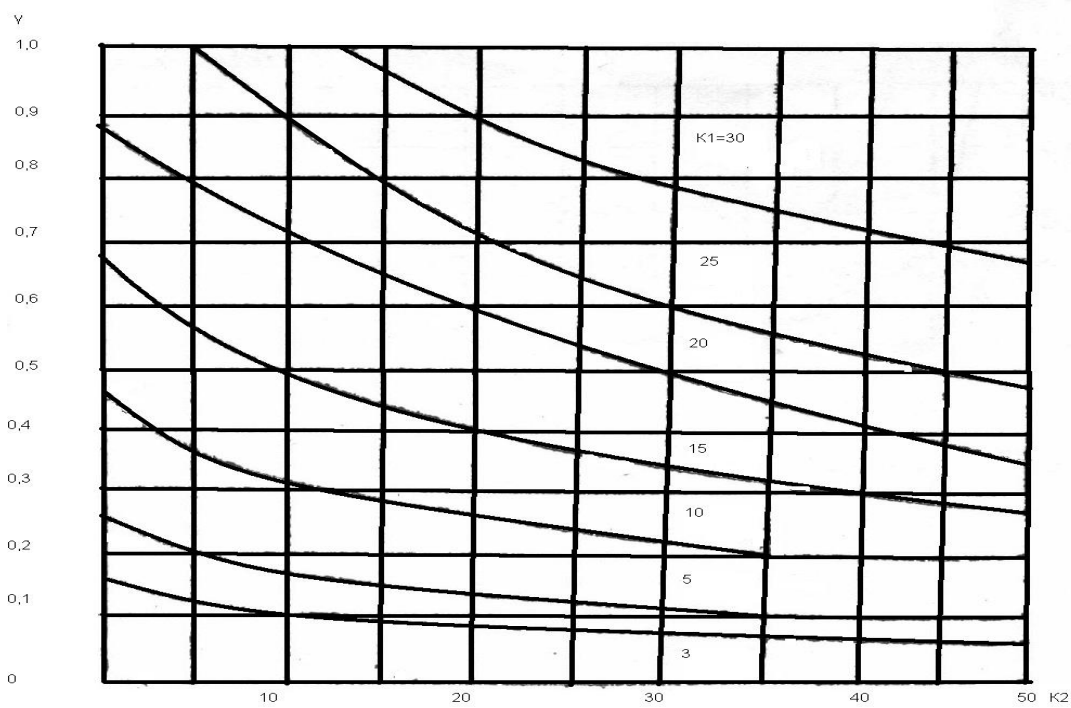


A)

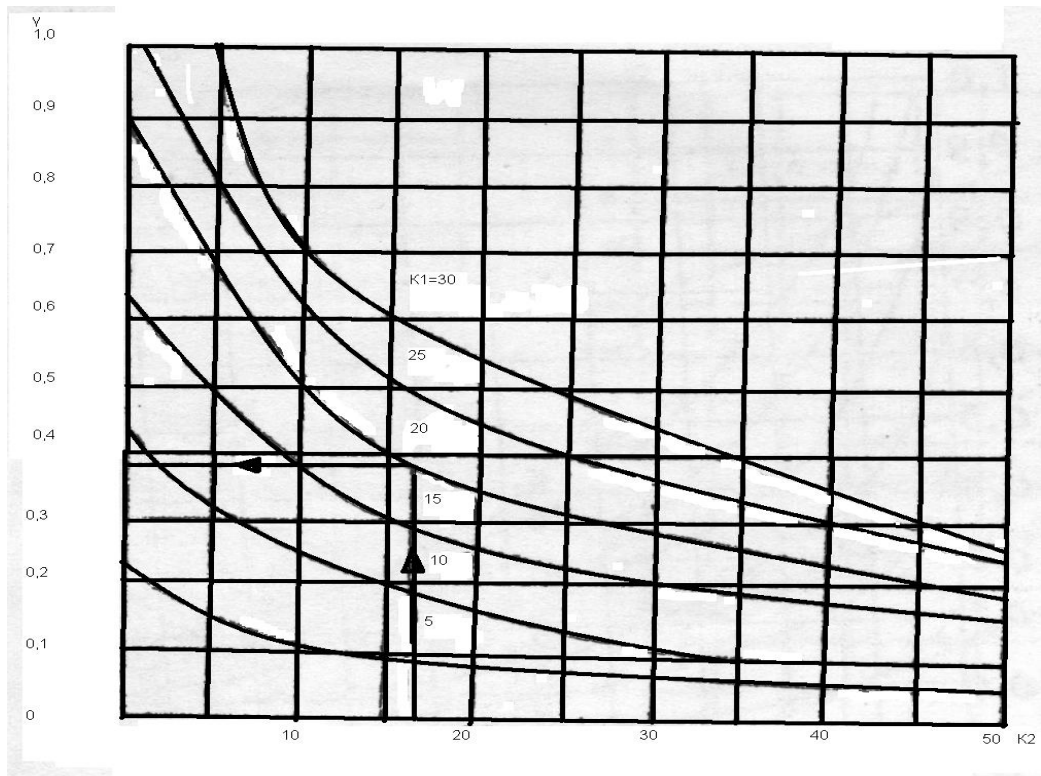


Б)

Рисунок 2.2 Кривые определения коэффициента γ для магистральной схемы питания трансформатора про напряжении сети 6(а) и 10(б) кВ

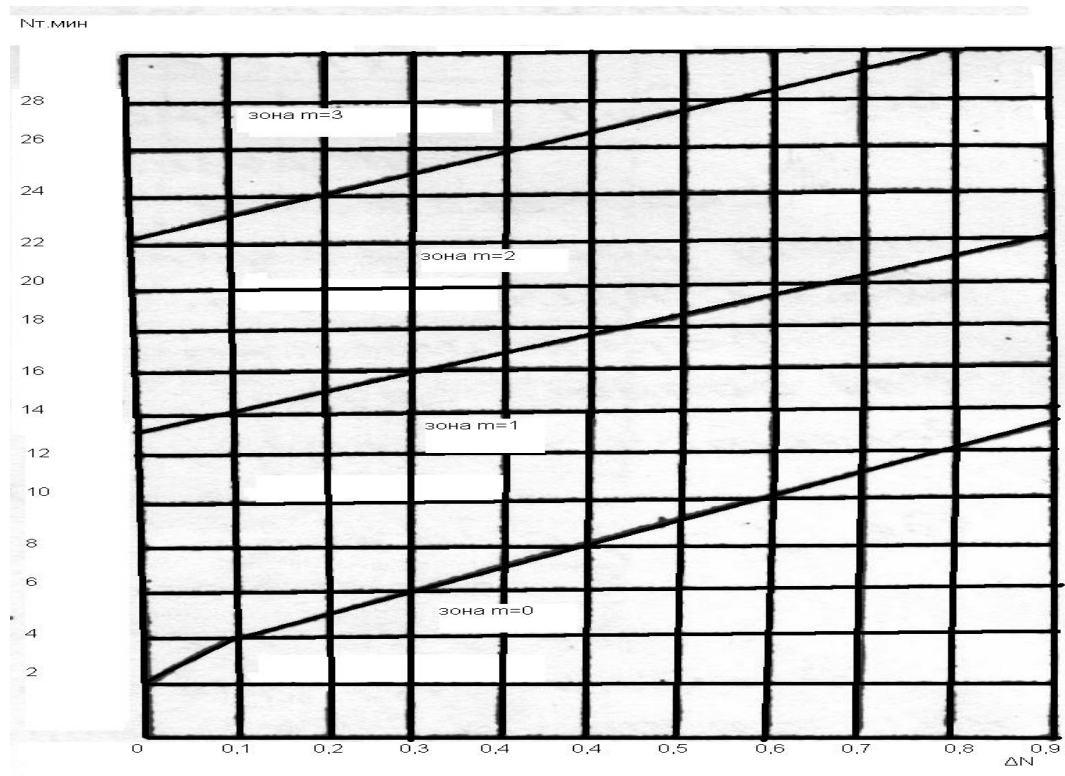


А)



Б)

Рисунок 2.3 Кривые для определения коэффициента γ для радиальной схемы питания трансформаторов; а,б- напряжение сети соответственно 6 и 10 кВ.



Б)

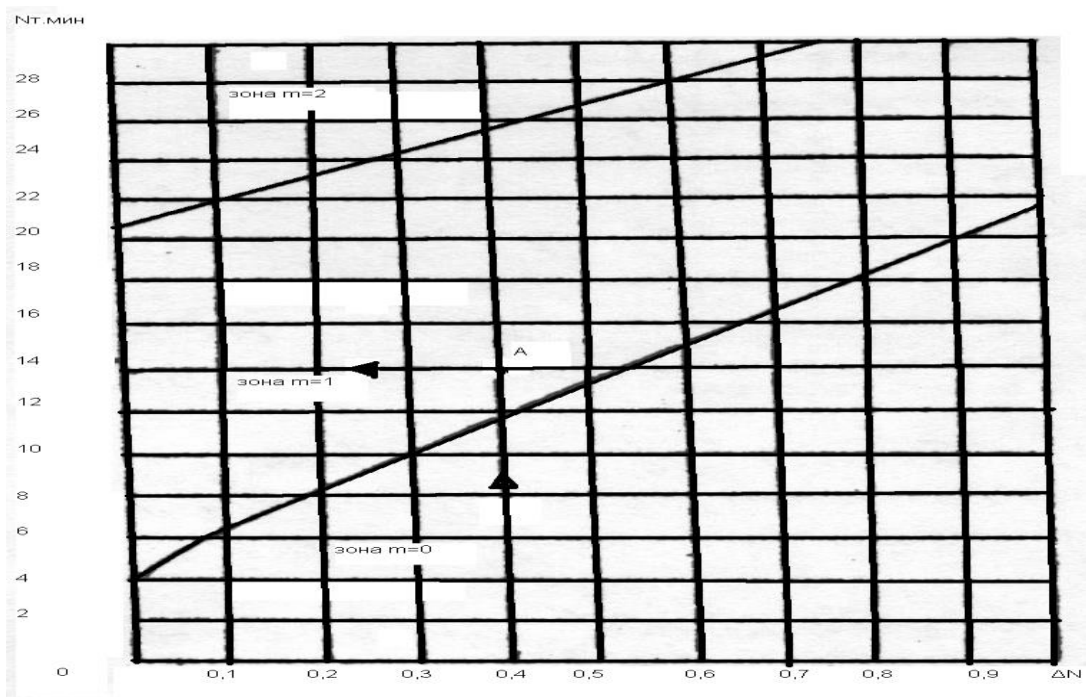


Рисунок 2.4 Зона для определения дополнительного числа трансформаторов
 а) $K_{з.т}=0,7.....0,8$; б) $K_{з.т}=0,9.....1,0$

Раздел 3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

3.1. Общие теоретические сведения

Правильный технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП и цеховых подстанциях имеет существенное значение для построения схемы электроснабжения этих предприятий.

При выборе мощности трансформаторов в системе электроснабжения следует стремиться к установке не более 2-3 трансформаторов различных стандартных мощностей для облегчения замены поврежденных трансформаторов и уменьшения складского резерва. Желательна установка трансформаторов одинаковой мощности.

Практикой проектирования электроснабжения установлена целесообразность сооружения внутрицеховых одно- и двухтрансформаторных подстанций, как по технико-экономическим, так и по эксплуатационным показателям с питанием приемников по схеме блок - трансформатор - магистраль,

Чтобы выбрать наиболее рациональный вариант электроснабжения рассматривают обычно два варианта числа и мощности трансформаторов на подстанции, сравнивая их по технико-экономическим показателям. Только равноценные варианты в техническом отношении, удовлетворяющие запросам производства, можно анализировать экономически.

3.2 Методика расчета и выбора мощности трансформаторов

При выполнении куркового проектирования рекомендуется следующий порядок расчета:

1) Выбирается количество трансформаторов на подстанции по вычисленным ранее значениям среднему мощности (S_{cp}) и максимальной мощности (S_{max})

исходя из обеспечения надежности питания с учетом категории потребителей.

Потребители 1 категории должны иметь питание от двух независимых источников эл. энергии. Обеспечивая надежное питание от двух подстанций, на них можно устанавливать по одному трансформатору. При питании потребителей 1 категории от одной подстанции для обеспечения надежности питания необходимо иметь по одному трансформатору на каждой секции шин, при этой мощности трансформаторов должна быть выбрана так, чтобы при выходе из строя одного из них второй с учётом допустимой перегрузки обеспечивая питание всех потребителей 1 категории. Ввод резервного питания должен осуществляться автоматически.

Потребители 2 категории должны быть обеспечены резервом, вводимым автоматически или действием дежурного персонала. При питании одной подстанции следует иметь два трансформатора или "складской" резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающих потребителей 2 категории. На время замены трансформатора вводится ограничение питания потребителей с учетом перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Потребители 3 категории могут получать питание от одното трансформаторной подстанции при наличии "складского" резервного трансформатора.

2) Намечаются возможные варианты мощности трансформаторов с учетом допустимой нагрузки в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме.

В нормальном режиме рекомендуется загружать трансформатор на 70%, при этом обеспечивается мин потерь в нем.

$$(I) K_3 = \frac{S_{max}}{S_{н.транс}}$$

Где K_3 – коэффициент загрузки

$S_{н.транс.}$ - номинальная мощность трансформатора.

В аварийном режиме можно перегрузить сверх его нормальной мощности на 40% на время не более 6 часов в течении 5 суток.

3) Определяется экономически выгодный вариант. Для этого необходимо определить капитальные затраты обоих вариантов по укрупненным показателям и эксплуатационные расходы СИ и СП.

Эксплуатационные расходы складываются из стоимости потерянной в элементах электроснабжения эл. энергии и отчислений на амортизацию и ремонт оборудования: $C = C_o \Delta W + \frac{P_a}{100} * K + \frac{P_p}{100} * K (П)$, где (3.2)

C_o - стоимость 1квт час потерянной эл. энергии в рублях,

ΔW - количество потерянной электроэнергии;

P_a - отчисление на амортизацию В% (-5/6%);

P_p - отчисления на ремонт В% (2/5%);

K - капитальные затраты рассматриваемого варианта.

Потери электроэнергии определяются $\Delta W = P * t$ (3)

где ΔP - потери мощности в трансформаторах с учетом их загрузки;

t -число часов в году, равное 8760ч.

$$\Delta P = \eta \left[\left(\Delta P_{xx} + K_{mn} \frac{I_x \%}{100} * S_{н.м} \right) + K_{32} \left(\Delta P_m + K_{mn} \frac{I_{кз} \%}{100} * S_{н.м} \right) \right] \quad (3.4)$$

для одного трансформатора, где

ΔP_{xx} - потери холостого хода в квт;

I_{xx} - ток холостого хода в %;

ΔP_m - потери короткого замыкания в %;

$I_{кз}$ - напряжение короткого замыкания в%;

$S_{нт}$ - номинальная мощность трансформатора в КВА.

η , - число трансформаторов;

$K_{пп}$ -коэффициент повышения потерь КВт/квар, с помощью которого заменяются активными. $K_{пп} \approx 0,05 \text{ КВт} / \text{квар}$.

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

Если в результате расчетов оказалось что один из вариантов имеет меньшие капитальные затраты и меньшие эксплуатационные расходы по сравнению с другим вариантом, то

Если же один из вариантов имеет меньшие капитальные затраты, а большие эксплуатационные расходы, то необходимо определить срок окупаемости:

$$\text{Ток} \frac{KI - KII}{CII - I} \quad (5)$$

и сравнить с нормативным сроком окупаемости, равным 7 лет. При $\text{Ток} < 7$ лет следует принять вариант с большими капитальными затратами, а при $\text{Ток} > 7$ лет-Вариант с меньшими капитальными затратами.

При $\text{Ток} = 7$ -8лет надо принять вариант с меньшим расходом цветного металла.

Таблица 3.1 - Трехфазные трехобмоточные трансформаторы классов напряжения 35,110,220 кВ

Тип	ВН,кВ	СН,кВ	НН,кВ	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	$U_{кз},\%$			$I_{xx},\%$
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМТН-6300/35	35	10,5 13,8 15,75	6,3	12	55	7,5	7,5	16,5	1,2
ТМТН-10000/35	35	10,5 13,8 15,75	6,3	19	75	8	16,5	7	1
ТМТН-16000/35	35	10,5 13,8 15,75	6,3	28	115	8	16,5	7	0,95
ТМТН-6300/110	115	16,5 22 38,5	6,6 11	12,5	52	10,5	17	6	1,1
ТДТН-10000/110	115	16,5 22 38,5	6,6 11	17	76	10,5	17,5	6,5	1
ТДТН-16000/110	115	22 34,5 38,5	6,6 11	21	100	10,5	17,5	6,5	0,8
ТДТН-25000/110	115	11 22 38,5	6,6 11	28,5	140	10,5	17,5	6,5	0,7

Таблица 3.1 - Трехфазные трехобмоточные трансформаторы с расщеплением обмотки НН на две классов напряжения 110,220,330,500,750 кВ.

Тип	ВН,кВ	НН,кВ	$\Delta P_{кз},кВт$	$\Delta P_{xx},кВ$	$U_{кз},\%$	$I_{xx},\%$
1	2	3	4	5	6	7
ТРДН-2500/110	115	6,3-6,3 6,3-10,5 10,5-10,5	120	25	10,5	0,65
ТРДН-40000/110	115	6,3-6,3 6,3-10,5 10,5-10,5	170	34	10,5	0,55
ТРДН-63000/110	115	6,3-6,3 6,3-10,5 10,5-10,5	245	50	10,5	0,5
ТРДН-80000/110	115	6,3-6,3 6,3-10,5 10,5-10,5	310	58	10,5	0,45
ТРДЦН-125000/110	115	10,5-10,5	400	105	11	0,55
ТРДН-32000/220	230	6,3-6,3 6,6-6,6 11-11 6,6-11	150	45	11,5	0,65
ТРДНС-40000/220	230	6,3-6,3 6,6-6,6 11-11 6,6-11	170	50	11,5	0,6

Раздел 4 Расчет токов короткого замыкания

4.1. Общие теоретические сведения

Первые методические указания по расчёту токов короткого замыкания (токов к.з.) в нашей стране относятся к 20-м годам. Генераторы электростанций тех времён и более поздних в значительной степени поставлялись различными иностранными фирмами и не имели характеристик, позволяющих воспользоваться точными данными для расчёта токов к.з. Вследствие этого были созданы методы расчёта, опирающиеся на некоторые усредненно-обобщенные характеристики, названные «кривыми затухания»- расчётными кривыми, характеризующими изменение токов к. з. во времени в зависимости от реактивного сопротивления между источником тока к.з. и местом к.з. Это упрощение расчётов оказалось достаточно приемлемым по точности и применяется в настоящее время.

Различают следующие виды коротких замыканий (к.з.):

- трехфазное или симметричное, когда три фазы соединяются между собой;
- двухфазное - две фазы соединяются между собой без соединения с землей;
- однофазное - одна фаза соединяется с нейтралью источника через землю;
- двойное замыкание на землю - две фазы соединяются между собой и с землей.

Причины возникновения таких коротких замыканий:

- повреждение изоляции отдельных частей электроустановок;
- неправильные действия обслуживающего персонала;
- перекрытие токоведущих частей установки.

Короткое замыкание в сети может сопровождаться:

- прекращением питания потребителей, соединенных за местом короткого замыкания;
- нарушением нормальной работы других потребителей, подключенных к неповрежденным участкам сети, вследствие понижения напряжения на этих участках;
- нарушением нормального режима работы энергетической системы.

Для предотвращения коротких замыканий и уменьшения последствий, вызванных ими, необходимо устранять причины возникновения к.з., уменьшить время действия защиты от к.з., применять быстродействующие выключатели и автоматические регуляторы напряжения для быстрого восстановления напряжения генераторов.

За время к.з. с момента его возникновения до момента отключения повреждённого участка в коротко замкнутой цепи возникает переходный процесс, характеризующийся наличием двух слагающих токов к.з.. Наряду со слагающей тока переменного знака или периодической (колебательной) имеет место слагающая постоянного знака или апериодическая (которая также может изменять знак, но через значительно большие промежутки времени).

Периодическая составляющая тока изменяется по гармонической кривой в соответствии с синусоидальной ЭДС генератора. Аперриодическая - определяется характером затухания тока короткого замыкания, зависящего от активного сопротивления цепи и обмоток статора генератора.

Источниками питания места к.з. являются: турбо- и гидрогенераторы; синхронные компенсаторы и двигатели, которые при расчете токов к.з. учитываются как синхронные генераторы для времени $t =$ Влияние асинхронных двигателей учитывается только в начальный момент времени и только в тех случаях, когда они подключены непосредственно к месту к.з.

4.2 Методика расчета токов короткого замыкания

4.2.1 Определение величин

При расчете токов к.з. определяются следующие величины:

I'' - начальное значение периодической слагающей тока к.з. (начальное значение сверхпереходного тока к.з.);

i_y - ударный ток к.з., необходимый для проверки электрических аппаратов, шин, изоляторов на их электродинамическую стойкость;

I_y - наибольшее действующее значение полного тока к.з., необходимое для проверки электрических аппаратов на электродинамическую стойкость в течение первого периода к.з.;

$I_{0,1} - I_{0,2}$ - значение I_t для $t = 0,1 \dots 0,2$ с, необходимое для проверки выключателей по отключаемому ими току;

I_∞ - действующее значение установившегося тока к.з., применяется для проверки термической стойкости электрических аппаратов, шин, проходных изоляторов и кабелей;

$S_{0,1} - S_{0,2}$ - мощность к.з. для времени $t = 0,1 \dots 0,2$ с определяется для проверки выключателей по отключаемой ими мощности. Для новых быстродействующих выключателей это время может уменьшиться до 0,08 с.

При расчёте токов к.з. обычно имеют место следующие допущения:

- Все ЭДС считаются совпадающими по фазе;
- ЭДС источников питания, значительно удалённых от места к.з. ($X_{расч,*}$ больше 3), считаются неизменными;
- Часто не учитывается влияние нагрузок и в частности, влияние мелких асинхронных и синхронных двигателей;
- Не учитываются поперечные емкостные цепи к.з. и токи намагничивания трансформаторов;
- Активное сопротивление цепи к.з. учитывается только при соотношении $r_\Sigma \geq 0,3 X_\Sigma$, где r_Σ и X_Σ -эквивалентные активные и реактивные сопротивления цепи до места к.з. .

4.2.2 Расчетные кривые

Расчетные кривые ("кривые затухания"), при помощи которых ведется расчет тока в месте к.з., представляют собой кривые зависимости кратности тока к.з. для разных моментов времени отсчитываемого с начала к.з. $K_t = f(x_{расч.})$

При составлении расчетных кривых были приняты следующие допущения:

- генераторы до момента возникновения к.з. работали при симметричной номинальной нагрузке и при $\cos\varphi = 0,8$;

- продольные и поперечные сверхпереходные реактивные сопротивления одинаковы ($X_d = X_q$)

- короткое замыкание переходное и симметричное, питаемое с одной стороны.

Если точка к.з. находится вблизи источника питания (на шинах электростанции или на линии, ближайшей к ней), то периодическую слагающую тока короткого замыкания определяют по расчетным кривым рис.4-1 или рис. 4-2.

При этом следует учитывать, что указанные кривые рассчитаны для одного типового турбогенератора (рис.4-1) или для гидрогенератора (рис.4-2) с АВР.

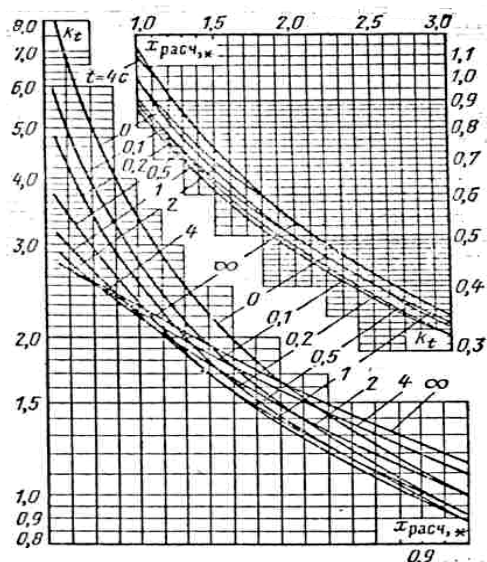


Рисунок 4-1-Расчётные кривые для типового турбогенератора с АВР

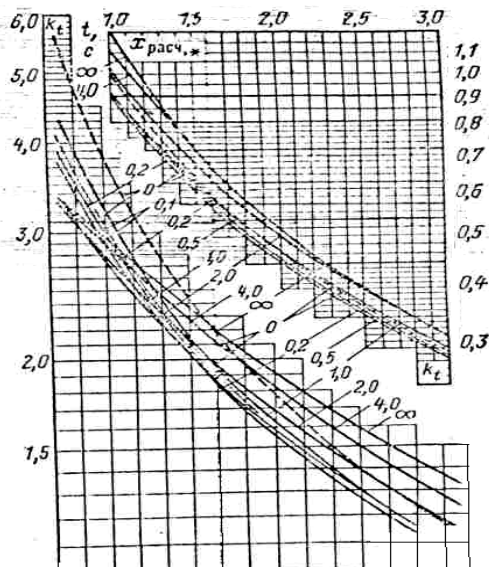


Рисунок 4-2-Расчётные кривые для гидрогенератора

Для удалённой от источника питания точки к.з. периодическую слагающую тока следует определять по расчётным кривым рис. 4-3.

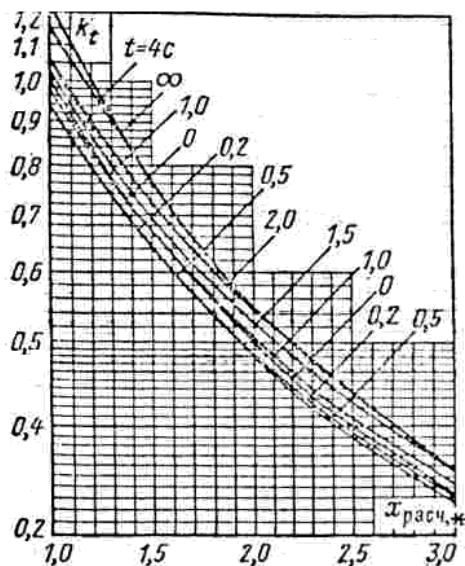


Рисунок 4-3. Расчетные кривые для удаленного источника питания, содержащего турбо- и гидрогенераторы с АВР

4.2.3 Расчетное время к.з.

Действительное время, в течение которого происходит процесс к.з., определяется длительностью действия защиты и отключающей аппаратуры

$$t = t_{\text{защ}} + t_{\text{выкл}}$$

В расчетах, при проверке токоведущих частей на термическую стойкость пользуются приведенным (фиктивным) временем - промежутком времени, в течение которого

установившейся ток к.з. выделяет то же количество тепла, которое должен выделить фактический проходящий ток к.з. за действительное время к.з.

Приведенное время определяется составляющими времени периодической и аperiodической слагающих тока к.з.

$$t_{np} = t_{np,n} + t_{np,a} \quad (4.1)$$

При действительном времени $t < 5c$ приведенное время $t_{np,n}$ для периодической слагающей тока к.з. определяется по рис. 1-4 в зависимости от действительного времени к.з. и отношения начально

сверхпроходного тока к.з. I к установившемуся I_{∞}

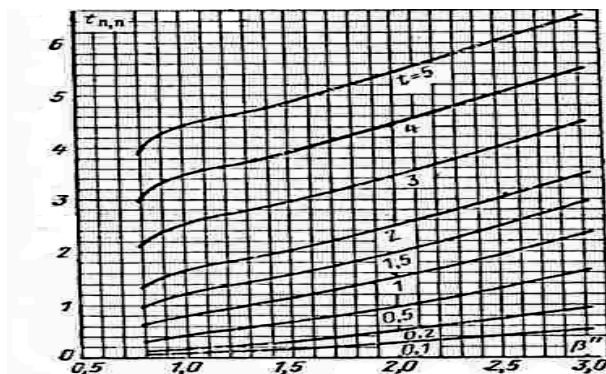
$$\beta'' = I'' / I_{\infty}$$


Рисунок 4-4. Кривые зависимости приведенного времени для периодической слагающей тока к.з. при питании от генератора с АРВ;

$t_{np,n}$ -приведённое время для периодической слагающей тока к.з.;

t - действительное время, с

β'' -отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся в месте к.з.

$$\text{При действительном времени } t > 5c; t_{np,m} = t_{np} = t_{np,5} + (t - 5) \quad (4.2)$$

где $t_{np,5}$ - значение приведённого времени для $t = 5c$

Определение приведённого времени для аperiodической слагающей

$t_{np,a}$ производится при $t \geq 1,5I_a$ по формуле:

$$t_{np,a} \approx 0,05(\beta'')^2 \quad (4.3)$$

при $t < 1,5T_a$ по формуле:

$$t_{np,a} = T_a(\beta'')^2 \cdot (1 - e^{-\frac{2t}{T_a}}) \quad (4.4)$$

где T_a – постоянная времени изменения (затухания) аperiodической слагающей,

определяемая по отношению $\frac{X}{r}$ из формулы:

$$T_a = X / 314r \quad (4.5)$$

При действительном времени $t \geq 20T_a$ или, что обычно то же самое $t > 1c$,

величиной $T_{np,a}$ можно пренебречь.

4.2.4 Базисные величины

Базисную мощность выбирают исходя из соображений наибольшего возможного упрощения вычислительной работы. Для базисной мощности целесообразно принимать значение 1000, 100 тыс.кВА и т.д. или номинальную мощность одного из источников питания (электростанции или питающего трансформатора).

Базисное напряжение принимается для каждой ступени напряжения равным её среднему номинальному напряжению. При расчётах действительные коэффициенты трансформации трансформаторов заменяются отношением средних номинальных напряжений. При этом подсчёт относительных сопротивлений по напряжению не производится (кроме реакторов). Шкала средних номинальных напряжений: 230, 115, 37, 10.5, 6.3, 3.15, 0.69, 0.525, 0.4, 0.23кВ.

Базисный ток определяется по формуле:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (4.6)$$

4.2.5 Определение расчётных величин.

При расчёте токов к. з. в цепях напряжением выше 1кВ принимаются следующие размерности:

- для полной мощности S- тыс. кВА;
- для активной мощности P - тыс. кВт;
- для напряжения U- кВ;
- для тока I- кА;
- для полного Z, реактивного X и активного r сопротивлений- Ом.

При определении расчётных кривых пользуются системой относительных единиц.

При номинальных условиях сопротивление определяют в относительных единицах и отмечают индекс звёздочкой:

реактивное:

$$X_* = \frac{\sqrt{3} I_{ном} X}{U_{ном}} = X \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}; \quad (4.7)$$

активное:

$$r_* = \frac{\sqrt{3} I_{ном} r}{U_{ном}} = r \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}; \quad (4.8)$$

полное:

$$Z_* = \sqrt{r_*^2 + X_*^2}; \quad (4.9)$$

При расчёте в относительных единицах все сопротивления расчётной схемы приводятся к базисным условиям.

Сопротивление генераторов. Для генераторов заводами- изготовителями указывается сверхпереходное продольное реактивное сопротивление $X''_{d,*}$

в относительных единицах. Реактивное сопротивление генератора $X_{\bar{\sigma},\Gamma,*}$ приведённое к базисной мощности, определяется из выражения:

$$X_{\delta, \Gamma, *} = X''_{d, *} \times \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}, \Gamma}}; \quad (4.10)$$

где S_{δ} - базисная мощность, тыс. кВА;

$S_{\text{НОМ}, \Gamma}$ - номинальная мощность генератора, тыс. кВА.

Если исходное значение неизвестно, то можно пользоваться данными табл. 4-1

Таблица 4-1 Среднее значение сверхпереходных и реактивных сопротивлений источников питания

Источники питания	$X''_{d, *}$
Турбогенератор	0,125
Гидрогенератор (явнополюсный) с успокоительной обмоткой	0,2
То же без успокоительной обмотки	0,27
Синхронный компенсатор	0,16
Синхронные и асинхронные двигатели	0,20

Сопротивления трансформаторов. При номинальной мощности силовых трансформаторов $S_{\text{НОМ}, T} \geq 630 \text{ кВА}$

$$U_{K, *} \approx X_{T, *}$$

$$X_{T, \delta, *} = \frac{U_{K, \%}}{100} \times \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = U_{K, *} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (4.11)$$

где $U_{K, *}$ - напряжение к.з. трансформатора, отн. ед. ($0,01 U_{K, \%}$).

При $S_{\text{НОМ}, T} < 630 \text{ кВА}$ пользуются формулой:

$$X_{T, \delta, *} = \sqrt{U_{K, *}^2 - r_{\text{НОМ}, T, *}^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (4.12)$$

где $r_{\text{НОМ}, T, *}$ - активное сопротивление обмотки трансформатора,

отн. ед., отнесённое к номинальной мощности, определяемое по формуле:

$$r_{\text{НОМ}, T, *} = \frac{\Delta P_M}{S_{\text{НОМ}, T}}; \quad (4.13)$$

где ΔP_M - потери в обмотках трансформатора, кВт.

Активное сопротивление трансформатора, отнесённое к базисной мощности:

$$r_{T, \delta, *} = r_{\text{НОМ}, T, *} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ}}} = r_{\text{НОМ}, T} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}; \quad (4.14)$$

где $r_{\text{НОМ}, T}$ - активное сопротивление трансформатора, приведённое к номинальному напряжению, Ом;

U_{δ} - базисное напряжение, кВ;

S_{δ} - базисная мощность, тыс. кВА.

Для трёхобмоточного трансформатора значение реактивного сопротивления определяется отдельно для каждой цепи (рис. I-5).

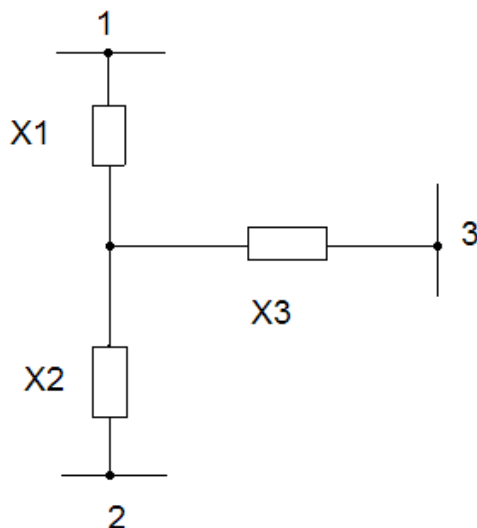


Рисунок 4-5. Принципиальная схема замещения для сопротивления трёхобмоточного трансформатора.

X_1 - сопротивление цепи высшего напряжения;

X_2 - сопротивление цепи низшего напряжения;

X_3 - сопротивление цепи среднего напряжения.

$$X_{1,*} = \frac{0,5}{100} (U_{K,1-2} + U_{K,1-3} - U_{K,2-3}); \quad (4.15a)$$

$$X_{2,*} = \frac{0,5}{100} (U_{K,1-2} + U_{K,2-3} - U_{K,1-3}); \quad (4.15б)$$

$$X_{3,*} = \frac{0,5}{100} (U_{K,1-3} + U_{K,2-3} - U_{K,1-2}); \quad (4.15в)$$

Расчётное сопротивление:

$$\text{цепи 1-3} \quad X_{(1-3),*} = X_{1,*} + X_{3,*}; \quad (4.16a)$$

$$\text{цепи 1-2} \quad X_{(1-2),*} = X_{1,*} + X_{2,*}; \quad (4.16б)$$

$$\text{цепи 2-3} \quad X_{(2-3),*} = X_{2,*} + X_{3,*}; \quad (4.16в)$$

Затем необходимую цепь приводят к базисной мощности.

Реактивное сопротивление реактора определяется по формуле:

$$X_{P,\delta,*} = X_{ном,P,*} \cdot \frac{S_{\delta} \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном} \cdot U_{\delta}^2} = X_{ном,P,*} \cdot \frac{I_{\delta} \cdot U_{ном}}{I_{ном} \cdot U_{\delta}}; \quad (4.17)$$

где $X_{ном,p,*}$ - реактивное сопротивление реактора, отн. ед.;

$I_{ном}$ - номинальный ток реактора, кА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение реактора, кВ (активное сопротивление во внимание не принимается).

Реактивное и активное сопротивления линии определяются по формулам:

$$X_{л,б,*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (4.18a)$$

$$r_{л,б,*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (4.18б)$$

где X_0, r_0 - реактивное и активное сопротивления на 1 км длины линии, Ом/км;
 l - длина линии, км.

Значение r_0 находят из справочных таблиц или определяют по формуле, Ом/км:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S};$$

где γ - удельная проводимость проводов, м/(Ом*мм²)

S – сечение провода одной фазы, мм².

Значения γ определяются:

53 – для медных; 32 – для алюминиевых и сталеалюминиевых и 10 – для стальных проводов. Здесь приведено среднее значение. Активное сопротивление линии со стальными проводами зависит от протекающего тока.

Таблица 4-2 Средние значения X_0 .

Линии	$X_0, Ом/км$
Воздушные одноцепные напряжением, кВ:	
до 1	0,3
выше 1	0,4
Кабельные (трёхфазные), кВ:	
35	0,12
20	0,1
6 и 10	0,08
до 1	0,07

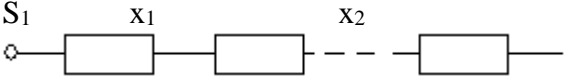
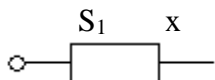
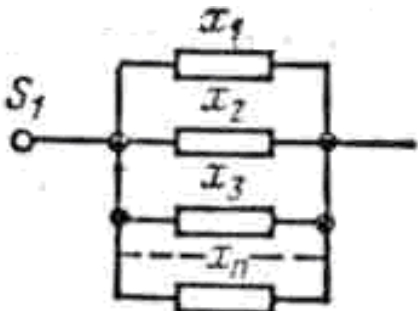
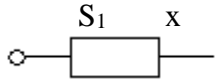
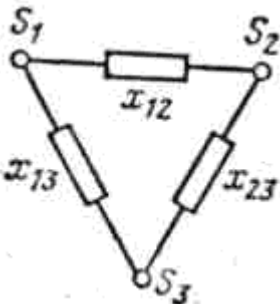
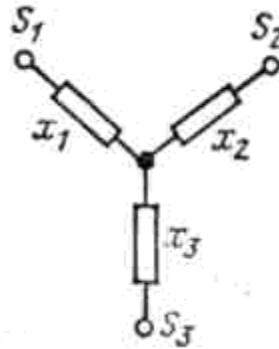
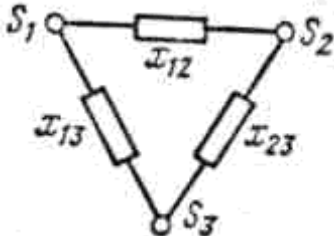
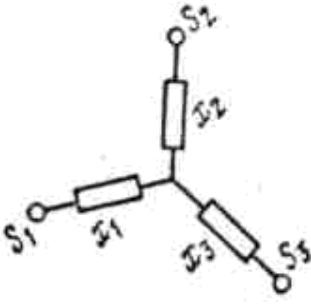
4.2.6 Расчетная схема

В расчетную схему вводятся все источники питания, участвующие в питании места к.з. и все элементы системы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы) расположенные между ними и местом к.з. Учет синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных двигателей как источников питания. Для возможности преобразования и упрощения схемы сопротивления всех элементов расчетной схемы приводятся к базисным условиям.

При упрощении схем производится:

- 1) замена параллельно, последовательно или смешанно включенных сопротивлений одним эквивалентным; преобразование треугольника в эквивалентную звезду или наоборот см. табл.4-3.

Таблица 4-3 Упрощение схем

Исходная схема	Упрощённая или преобразованная схема	Формула перехода
		$x = \sum_{i=1}^n x_i$
		$\frac{1}{x} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}$
		$x_1 = \frac{x_{1,2} \cdot x_{1,3}}{x_{1,2} + x_{1,3} + x_{2,3}}$ $x_2 = \frac{x_{1,2} \cdot x_{2,3}}{x_{1,2} + x_{1,3} + x_{2,3}}$ $x_3 = \frac{x_{1,3} \cdot x_{2,3}}{x_{1,2} + x_{1,3} + x_{2,3}}$
		$x_{1,2} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 \cdot x_2}{x_3}$ $x_{2,3} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 \cdot x_3}{x_1}$ $x_{1,3} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 \cdot x_3}{x_2}$

2) замена двух или нескольких источников питания одним эквивалентным (двух различных электростанций), что возможно в тех случаях, когда источники питания находятся приблизительно в одинаковых условиях по отношению к месту к.з.

Объединение одноимённых источников питания допустимо при условии

$$\frac{S_1 x_1}{S_2 x_2} = 0,4 \dots 2,5,$$

где x_1 и x_2 сопротивления, приведённые к базисной мощности.

Если в каждой из объединённых цепей сопротивление $X_{расч,*} > 3$, то объединение цепей источников питания допускается во всех случаях.

Нельзя объединить ветвь источника питания с неизменной ЭДС ($X_{расч,*} > 3$, см. 1.2), и ветвь источника питания с расчётным сопротивлением $x_{расч,*} < 3$, как ток к.з., поступающий к месту к.з. от источника питания с неизменной ЭДС, нельзя определить по расчётным кривым;

3) при упрощении схемы источником питания меньшей мощности можно пренебречь, если одновременно выполняются условия

$$\frac{x_2}{x_1} \geq 20 \text{ и } \frac{S_2}{S_1} \leq 0,05,$$

где S_2 - мощность источника питания, меньшего по мощности;

x_2 - сопротивление от меньшего источника питания до места к.з.

При $\frac{S_2}{S_1} = 0,05 \dots 1,0$ источником питания не пренебрегают, так как ошибка в расчётах может оказаться значительной.

Определение расчётного сопротивления.

Если принятое значение базисной мощности не совпадает с номинальной мощностью источника питания, для пользования расчётными кривыми следует общее сопротивление, полученное в результате упрощения схемы, пересчитать по формуле

$$X_{расч,*} = X_{рез,б,*} \times \frac{S_{ном}}{S_б} \quad (4.20)$$

где $S_{ном}$ - мощность источника (объединённых источников) питания места к.з., МВА;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$X_{рез,б,*}$ - результирующее сопротивление цепи от источника питания (источников) до места к.з. в долях единицы, отнесённое к базисной мощности.

Если базисная мощность выбрана равной мощности источника (источников) питания, то результирующее сопротивление является одновременно и расчётным, т.е.

$$X_{рез,б,*} = X_{расч,*}$$

Примечание. При определении тока к.з. по индивидуальному изменению (см. выше) расчётное сопротивление каждой ветви должно быть отнесено к мощности соответствующего источника питания. Например, для определения тока к.з. от источника питания S_1 расчётное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{1,расч,*} = X_{1,*} \times \frac{S_1}{S_б};$$

$$\text{для } S_2 \quad X_{2,расч,*} = X_{2,*} \times \frac{S_2}{S_б},$$

где $X_{1,*}$ и $X_{2,*}$ - сопротивления цепей, отнесённые к базисной мощности.

4.2.7 Определение токов короткого замыкания при помощи расчётных кривых.

Пользуясь расчётными кривыми, расчёт токов к.з. ведут в следующем порядке:

- 1) составляют полную расчётную схему, на которой все элементы системы электроснабжения заменяют соответствующими сопротивлениями в относительных единицах;
- 2) выбирают по схеме расчётные точки к.з.;
- 3) задаются базисными условиями – мощностью, напряжением (напряжениями);
- 4) сопротивления всех элементов системы приводят к базисной мощности;
- 5) упрощают схемы по указанию 1.7.;
- 6) определяют результирующее сопротивление до точки к.з.;
- 7) определяют расчётное сопротивление до точки к.з.;
- 8) определяют расчётное время;
- 9) по расчётным кривым (рис. I-1-I-3) находят кратности к.з. для различных моментов времени;
- 10) находят токи и мощности к.з.

4.2.8 Определение периодической слагающей тока при трёхфазном к.з.

Кратности периодической слагающей тока к.з. $K_t = f(X_{расч,*})$ определяются по расчётным кривым (рис. I-1-I-3) в зависимости от расчётного сопротивления и времени, отсчитываемого с момента наступления к.з.

Периодическая слагающая тока к.з. для момента времени t определяется по формуле:

$$I_{K,t} = K_t \times I_{\Sigma} \quad , \quad (4.22)$$

где I_{Σ} - суммарный номинальный ток источников питания, кА

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \times U_{C,ном}} \quad , \quad (4.23)$$

где S_{Σ} - суммарная полная номинальная мощность источников (системы), МВА;

$U_{C,ном}$ - среднее номинальное напряжение системы, кВ (см. 1.5.)

Расчётными кривыми не пользуются:

- 1) при определении периодической слагающей тока к.з. для всех моментов времени, если мощность источника питания достаточна велика (ЭДС источника питания неизменна):

$$I_k = I_{\sigma} / X_{\Sigma\sigma*} \quad ; \quad (4.24)$$

где I_{σ} - базисный ток, кА;

$X_{\Sigma\sigma*}$ - результирующее реактивное сопротивление отнесенное к базисной мощности;

- 2) при определении периодической слагающей тока к.з. для всех моментов времени, если расчётной реактивное сопротивление данной ветви $X_{расч,*} > 3$, пользуются формулой:

$$I_k = I_{\Sigma} / X_{расч*} \quad (4.25)$$

- 3) при определении начального значения периодической слагающей (сверхпереходной) тока к.з. турбогенераторов:

$$I'' = I_{\Sigma} / X_{расч*} \quad (4.26)$$

Нельзя пользоваться этой формулой при наличии гидрогенераторов из-за большой погрешности.

4.2.9 Определение ударного тока, наибольшего действующего значения тока к.з.

и мощности переходного к.з.

Ударный ток к.з. $i_y = K_y * \sqrt{2} * i''$

Наибольшее действующее значение полного тока к.з

$$I_t = \sqrt{I_{n,t}^2 + I_{a,t}^2} \quad (4.27)$$

Где - $I_{n,t}$ –действующее значение периодической слагающей тока короткого замыкания в произвольный момент времени;

$I_{a,t}$ –значение аperiodической слагающей тока к.з. в тот же момент времени

$$I_{a,t} = \sqrt{2} * I'' * e^{-t/Ta} \quad (4.28)$$

При $t \geq 2 * Ta$ можно считать, что $I_t = I_{n,t}$

Наибольшее действующее значение полного тока I_y за первый период от начала процесса к.з. находят по формуле:

$$I_y = I'' * \sqrt{1 + 2 * (K_y - 1)^2} = q * I'' \quad (4.29)$$

Где K_y – ударный коэффициент, определяемый по рис. 1.6

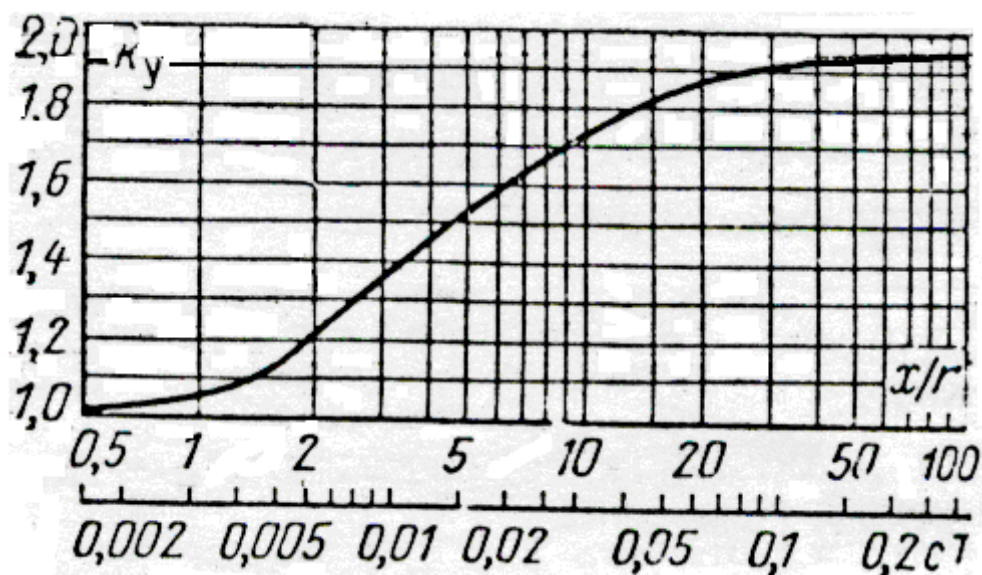


Рисунок 4.6 Зависимость ударного коэффициента K_y от постоянной времени T (или отношения X/r)

Для различных конкретных случаев расчета значение коэффициента K_y и q следует принимать по таблице 4-4

Таблица 4-4 Значения коэффициентов K_y и q

Место к.з.	Коэффициенты	
	K_y	q
Выводы явнополюсного гидрогенератора:		
без успокоительной обмотки	1,95	1,68
с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
Во всех остальных случаях, когда не учитывается активное сопротивление цепи к.з.	1,8	1,52
Удельные точки к.з. с учетом значения активного сопротивления	По рис. 4.6	-

Мощность к.з. (тыс. кВА) для произвольного момента времени: $S_t = \sqrt{3} * U_{с,ном} * I_t$

4.2.10 Оценка мощности питающей системы по двум из трёх величин Γ'' , I_∞ , β''

Если мощность системы не дана, но даны две из трех величин Γ'' , I_∞ , β'' в какой либо точке питающей сети, то расчет производят в следующем порядке:

1. Определяется β'' по (2) (или если оно дано, то Γ'');

По рис. 4.7 находится расчётное $X_{расч,*}$ от источника питания до той точки, для которой дана β'' . При $\beta'' < 1$ получаются два ответа для значений $X_{расч,*}$. значение $X_{расч,*} > l$ следует принимать только для очень удалённых от системы точек, например: в кабельной или воздушной сети 6-10 кВ, отделённой от источников питания несколькими ступенями трансформации



Рисунок 4.7. Зависимость β'' от расчётного сопротивления

- 1- $\beta'' = f(X_{расч})$ для турбогенераторов;
- 2- то же для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой;
- 3- то же для гидрогенераторов без успокоительной обмотки.

4) Определяется мощность питающей системы S_{Σ} (действительно только для турбогенераторов) по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{3} \times X_{расч,*} \times I'' \times U_{с,ном}, \quad (4.31)$$

где $U_{с,ном}$ -среднее номинальное напряжение в месте к.з. для которого дана β'' , кВ;

I'' - действующее значение начального сверхпереходного тока, кА;

S_{Σ} - номинальная мощность питающей системы, тыс.кВА (МВА).

4.2.11 Определение тока при двухфазном к.з. ($I_{K,t}^{(2)}$) по расчётным кривым.

При использовании расчётных кривых для определения двухфазного к.з. принимают

$$X_{расч,*}^{(2)} = 2X_{расч,*}, \quad (4.32)$$

где $X_{расч,*}$ - расчётное сопротивление при трёхфазном к.з.

Значение $I_{K,t}$ может быть определено для любого момента времени к.з. с помощью расчётных кривых по формуле

$$I_{K,t}^{(2)} = \sqrt{3} \times K_t^{(2)} \times I_{\Sigma} \quad (4.33)$$

где кратность $K_t^{(2)}$ определена из расчётных кривых по сопротивлению $X_{расч,*}^{(2)}$

При питании от турбогенераторов и при $X_{расч,*} \geq 3$

$$I_{K,t}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \times I_{\Sigma}}{X_{расч,*}^{(2)}} = \frac{\sqrt{3} \times I_{\Sigma}}{2 \times X_{расч,*}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'' = 0,866 I'' \quad (4.34)$$

следовательно, $I_{K,t}^{(2)}$ всегда меньше I'' при трёхфазном к.з.

Установившийся ток двухфазного к.з. может оказаться больше, чем при трёхфазном к.з., если $X_{расч,*} < X_{крит,*}$. В этом случае может иметь место положение, при котором

$$t_n \times I_{\infty}^2 < t_n^{(2)} \times (I_{\infty}^{(2)})^2 \quad (4.35)$$

В таких случаях следует проверять термическую стойкость аппаратов, шин и кабелей и в условиях двухфазного к.з.

Критические значения расчётного сопротивления приведены в табл. 4-5.

Таблица 4-5- Критические значения расчётного сопротивления.

Тип генератора	$X_{крит,*}$
Турбогенераторы с АРВ	0,58
Гидрогенераторы с АРВ	0,40
Турбогенераторы без АРВ	1,20
Гидрогенераторы без АРВ	0,75

4.3 Расчёт токов короткого замыкания в установках напряжением до 1000 В.

Обычно мощность понизительных трансформаторов, от которых питаются сети низкого напряжения, значительно меньше суммарной номинальной мощности генераторов питающей электрической систему. Поэтому питающую систему в таких случаях можно считать источником питания с неизменной ЭДС и нулевым внутренним сопротивлением и, следовательно, напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора неизменно. Это выполняется, если установленная мощность цехового трансформатора, питающего место к.з.,

удовлетворяет требованию
$$S_T \leq \frac{S_c}{50}$$

где S_c - мощность питающей системы.

Расчёт токов к.з. в сети низкого напряжения производится в единицах:
мощность- кВА, ток-А, напряжение-В, сопротивление-мОм.

Активные сопротивления элементов цепи - к.з. в сети до 1000 В – играют существенную роль и могут даже преобладать над индуктивными.

При определении сопротивления цепи к.з. учитывают не только активные и индуктивные сопротивления трансформаторов, кабелей, проводов, шин, но и сопротивления аппаратов (трансформаторов тока, отключающих токовых катушек, автоматов) и переходные сопротивления контактов.

При расчете нужно учитывать активные сопротивления переходных контактов в цепи к.з.: на шинах, на выводах аппаратов и в месте короткого замыкания, так как реальная величина токов к.з. значительно меньше расчетных, найденных без учета всех контактных соединений.

Если нет достоверных данных о количестве и сопротивлении переходных контактов в цепи к.з., учитывают их условное суммарное сопротивление согласно рекомендациям /3/:

1) при коротком замыкании на стороне низшего напряжения трансформаторов (на распределительных щитах) – 15 МОм;

2) на первичных цеховых распределительных пунктах и на зажимах аппаратов, питаемых непосредственно от щитов подстанций или от главных магистралей – 20 МОм;

3) на вторичных цеховых сборках и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов – 25 МОм;

4) на зажимах аппаратов, установленных непосредственно у электроприёмников, питаемых от вторичных распределительных пунктов – 30 МОм;

5) при определении активных и индуктивных сопротивлений проводов и кабелей, понижающих трансформаторов, плоских шин, автоматов, переходных сопротивлений контактов отключающих аппаратов можно пользоваться табл.1-6 – 1-10, а также таблицами другой справочной литературы по электроснабжению.

Таблица 4-6 - Сопротивление катушек максимального тока автоматов, Мом

Сопротивление	Номинальный ток катушки, А						
	50	70	100	140	200	400	600
Индуктивное Активное при 65 °С	2,7	1,3	0,86	0,55	0,28	0,10	0,094
	5,5	2,35	1,30	0,74	0,36	0,15	0,12

Таблица 4-7 Активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей с алюминиевыми и медными жилами (для напряжений до 500 В) при номинальной нагрузке

Сечение, мм ²	Сопротивление, МОм/м				Сечение, мм ²	Сопротивление, МОм/м			
	активное		индуктивное			активное		индуктивное	
	Алюминий	Медь	Провода, открыто проложенные	Провода в трубах или кабели		Алюминий	Медь	Провода, открыто проложенные	Провода в трубах или кабели
1,5	22,2	13,35	-	0,11	50	0,67	0,40	0,25	0,06
2,5	13,3	8,0	-	0,09	70	0,48	0,29	0,24	0,06
4	8,35	5,0	0,33	0,10	95	0,35	0,21	0,23	0,06
6	5,55	3,33	0,32	0,09	120	0,28	0,17	0,22	0,06
10	3,33	2,0	0,31	0,07	150	0,22	0,13	0,21	0,06
16	2,08	1,25	0,29	0,07	185	0,18	0,11	0,21	0,06
25	1,33	0,80	0,27	0,07	240	-	0,08	0,20	-
35	0,95	0,57	0,26	0,06	300	0,12	0,07	0,19	0,06

Примечание. Активное сопротивление провода определено из соотношений $r = 10^3/50 \cdot S$ для меди; $r = 10^3/30 \cdot S$ для алюминия.

Таблица 4-8- Активное и индуктивное сопротивление плоских шин

Размеры шин, мм	Сопротивление, МОм/м					
	активное при 65 °С		Индуктивное (медь и алюминий) при среднегеометрическом расстоянии между фазами a_{cp} , мм			
	Медь	Алюминий	100	150	200	300
25×3	0,268	0,475	0,179	0,200	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,170	0,189	0,214
40×5	0,100	0,177	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,080	0,142	0,137	0,156	0,180	0,200
50×6	0,067	0,118	0,137	0,156	0,180	0,200
60×6	0,056	0,099	0,119	0,145	0,163	0,189

60×8	0,042	0,074	0,119	0,145	0,163	0,189
80×8	0,031	0,055	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,025	0,044	0,102	0,126	0,145	0,170
100×10	0,020	0,035	0,090	0,113	0,133	0,157

Примечание. Индуктивное сопротивление подсчитано по формуле

$X = 0,145 \lg \frac{a_{Cp}}{0,25} \times h$, где h- наибольший размер стороны поперечного сечения шины, мм;

$a_{Cp} = \sqrt{a_{1,2} \times a_{1,3} \times a_{2,3}}$ - среднегеометрическое расстояние при трёхпроводной системе.

Таблица 4-9 - Сопротивление понижающих трансформаторов до 1000 кВА.

Номинальная мощность, кВА	Первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение, кВ	U _к ,%	Сопротивление, мОм	
				х	г
10	6	0,400;0,230	5,5	698,224	536;172
20	6	0,400;0,230	5,5	369;123	240;80
	10	0,400;0,230	5,5	369;123	240;80
25	6-10	0,400;0,230	4,7	244,80,5	176;58
40	6	0,400;0,230	4,7	159;52,5	100;33
	10	0,400;0,230	4,7	159;52,5	100;33
50*	6	0,400;0,230	5,5	152;50,6	84,26
	10	0,400;0,230	5,5	152;50,6	84,26
63	6-10	0,400;0,230	4,7	104,5;34,5	59,4;19,6
	20	0,400;0,230	5,3	121,4;39,9	59,4;19,6
100*	10	0,400;0,230	5,5	78,5;26,8	38;13
	35	0,400;0,230	6,5	96;32,8	38;13
100	6	0,400;0,230	4,7	65,6;21,7	36,3;12
	10	0,400;0,230	4,7	65,5;21,7	36,3;12
	35	0,400;0,230	6,8	105;33,9	36,3;12
160	6-10	0,69;0,400;0,230	4,7	129,5;43,4;14,3	53,5;18;5,94
	35	0,69;0,400;0,230	6,8	195;65,5;21,6	53,5;18;5,94
180*	6	0,525;0,400;0,230	5,5	77;45,2;15,1	34;20;6,7
	10	0,525;0,400;0,230	5,5	77;44;14,7	35;20;6,7
	35	0,525;0,400;0,230	6,5	93,5;53,4;17,8	35;20;6,7
250	10	0,69;0,400;0,230	4,7	85,5;28,2;9,3	32,00;10,75;3,56
	35	0,69;0,400;0,230	6,8	125,5;42,4;13,9	32,00;10,75;3,5
320*	6	0,525;0,400;0,230	5,5	44;26;8,4	16,3;9,8;3,1
	10	0,525;0,400;0,230	5,5	44,5;25,8;8,55	16,7;9,7;3,2
	35	0,525;0,400;0,230	6,5	53,5;31;10,2	16,3;9,7;3,2
400	10	0,69;0,400;0,230	4,5	50,5;17,0;6,6	17,60;5,9;1,95
	35	0,69;0,400	6,5	75,4;25,4;8,4	17,6;5,9;1,95
560*	10	0,525;0,400;0,230	5,5	25,6;14,9;4,9	8,3;4,8;1,58
	35	0,525;0,400;0,230	6,5	30,9;17,9;5,9	8,3;4,8;1,58
630	10	0,69;0,400;0,230	5,5	40,4;13,6;4,6	10,2;3,43;1,13
		3,15		858	
	20	0,69;0,400;11	6,5	12250;48,5;16,2	213
35	0,69;0,400	6,5		48,5;16,2	2310;9,11;3,07
750*	10	0,525;0,400	5,5	18,7;10,8	5,84;3,4
1000*	10	0,525;0,400	5,5	14,6;8,5	4,14;2,41
	35	0,525;0,400	6,5	17,4;10,15	4,14;2,41
0		0,69;0,400		25,5;	5,8;1,95
		3,15		56	
	6,3			400	484

Относится к трансформаторам старых стандартных мощностей, снятых с производства, или сохранённых в стандарте (100, 1000 кВА), имеющих повышенные потери в стали.

Примечание. Сопротивления трансформаторов приведены к низшему напряжению.

Таблица 4-10 - Примерные значения переходных сопротивлений контактов отключающих аппаратов, мОм.

Аппаратура	Номинальный ток, А					
	50	100	200	400	600	1000
Автоматы	1,3	0,75	0,6	0,4	0,25	-
Рубильники	-	0,5	0,4	0,2	0,15	0,08

3. Прохождение тока к.з. вызывает нагрев проводников, а следовательно, изменение их сопротивлений. В установках напряжением до 1000 В необходимо учитывать изменение активного сопротивления проводников в соответствии с формулой

$$r' = r \times \left[1 + \frac{m \times t}{1 + 0,004 \times Q_0} \times \left(\frac{I_K}{S} \right)^2 \right] \quad (4.36)$$

где r -сопротивление проводника при начальной температуре Q_0 °С до к.з. (принимают равной 50 °С/4/);

S - поперечное сечение проводника, мм²;

I_K - ток к.з. из предварительного расчёта без учёта нагрева (предполагается неизменяющимся), кА;

m - коэффициент, равный для меди 22 и для алюминия 5;

t - время к.з., с.

После этого уточняют расчёт путём повторения его при изменившихся активных сопротивлениях отдельных участков цепи к.з.

Пользоваться формулой (36) можно, когда время действия к.з. $t < 3с$ (процесс нагрева считается адиабатическим*).

Если суммарное реактивное сопротивление короткозамкнутой цепи сравнительно невелико ($X_{\Sigma} < 0,3 \times r_{\Sigma}$), то в расчётах его можно не учитывать и полагать $X_{\Sigma} = 0$.

4. Влияние асинхронных двигателей, подключённых непосредственно к месту к.з., на величины I'' , i_y , I_y рекомендуется учитывать во всех случаях.

С учётом влияния двигателей, присоединённых к месту к.з. /I/,

$$I'' = I_K + 4I_{дв}; \quad (4.37)$$

$$i_y = 2K_y I_K + 7I_{дв}; \quad (4.38)$$

$$I_y = q \times I_K + 5I_{дв} \quad (4.39)$$

где $I_{дв}$ – значение суммарного номинального тока двигателей;

q и K_y – коэффициенты, определяемые согласно 1.8.2

5. Ток двухфазного к.з. в сети низкого напряжения составляет 87% тока трехфазного к.з., найденного без учета влияния двигателей. Учет влияния двигателей в данном случае не требуется /I/.

6. Иногда, например, в сетях с глухозаземлённой нейтралью, токи однофазного к.з. оказываются меньше значений, достаточных для срабатывания аппаратов защиты. Поэтому в подобных сетях необходимо определять минимальное значение тока к.з., которое соответствует току замыкания фазы на заземленный корпус или нулевой провод. При этом необходимо, чтобы наименьший ток к.з. соответствовал значениям, указанным в табл. 1-1/8/.

4.4 Способы расчётов токов короткого замыкания в установках напряжением до 1 кВ.

1. Известны или заданы значения токов $I'' = I_{п0}$ и I_{∞} на шинах районной подстанции

энергосистемы. Расчёт ведут в последовательности (с учётом $X_{T,*}$) согласно 1.8.3. Принимают за базисную мощность мощность системы S_{Σ} (S_c) и определяют:

$$X_{\delta\Sigma}^* = X_{расч}^* + X_{T}^* \quad (4.40)$$

Тогда ток короткого замыкания :

$$I_k = I_{\delta} / X_{\delta\Sigma}^* \quad (4.41)$$

где $I_{\delta} = S_{\delta} / (\sqrt{3} * U_{с,ном}) = S_{\Sigma} / \sqrt{3} * U_{с,ном}$

2. Известны или заданы технические данные выключателя установленного в точке, для которой определяют величины токов короткого замыкания. Отключающую мощность выключателя $S_{откл}$ принимают равной мощности к.з. системы (S'') и тогда:

$$I_k = I'' = S_{откл} / (\sqrt{3} * U_{с,ном}) \quad (4.42)$$

3. Известны сопротивления цепи короткого замыкания, выраженные в Мом – ах.

Величину относительного номинального сопротивления любого элемента схемы X_* выражают миллиомах. Зная номинальное напряжение $U_{ном}$ и номинальную мощность элемента $S_{ном}$:

$$X = X_* \cdot U_{ном}^2 / S_{ном} \quad (4.43)$$

Сопротивление в схеме замещения приводят к напряжению ступени низшего напряжения $U_{н,ном}$:

$$X = X_* \cdot U_{н,ном}^2 / S_{ном} \quad (4.44)$$

*Адиабатический процесс – изменение состояния физического тела без притока и отдачи тепла.

Сопротивление системы можно определить, отнеся её мощность S_c к мощности отключения $S_{откл}$ выключателя:

$$X_{*c} = S_c / S_{откл} \quad (4.45)$$

Тогда, учитывая (43, 44), а также что в данном случае $S_{ном} = S_c$, получим:

$$X_c = U_{н,ном}^2 / S_{откл} \text{ (Мом)}$$

После того как все сопротивления (активные r_{Σ} и индуктивные X_{Σ}) выражены в миллиомах, найдём наибольшее значение периодической слагающей при трёхфазном к.з.:

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\left(\sqrt{3} \times \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \right)} \quad (4.46)$$

где U -линейное среднее номинальное напряжение ступени к.з.

Ударный ток к.з. (наибольшее амплитудное значение полного тока) определяют по формуле:

$$i_y = K_y \times \sqrt{2} \times I_k \quad (4.47)$$

где K_y – ударный коэффициент, определяемый по кривым

Действующее значение полного тока к.з. определяют по (4.29)

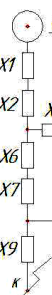
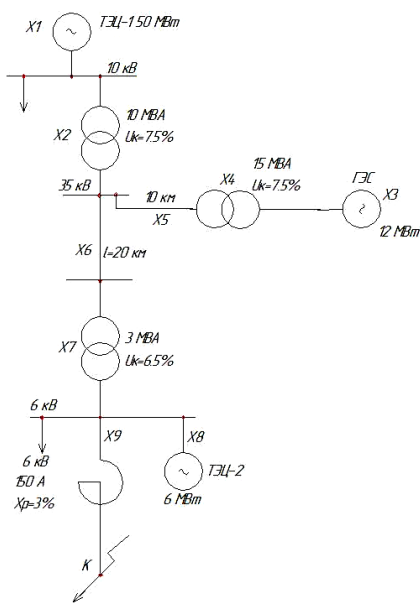
Приблизённо для трансформаторов с $S_T=25...160$ кВА $K_y=1,15...1,3$; 250-1000 кВА $K_y=1,35... 1,5$; 1600-2500 кВА $K_y=1,55...1,6$.

При значениях $X_{\Sigma}/r_{\Sigma} \leq 0,6$ принимают $K_y=1$.

4.5 Примеры расчетов токов короткого замыкания.

а)

б)



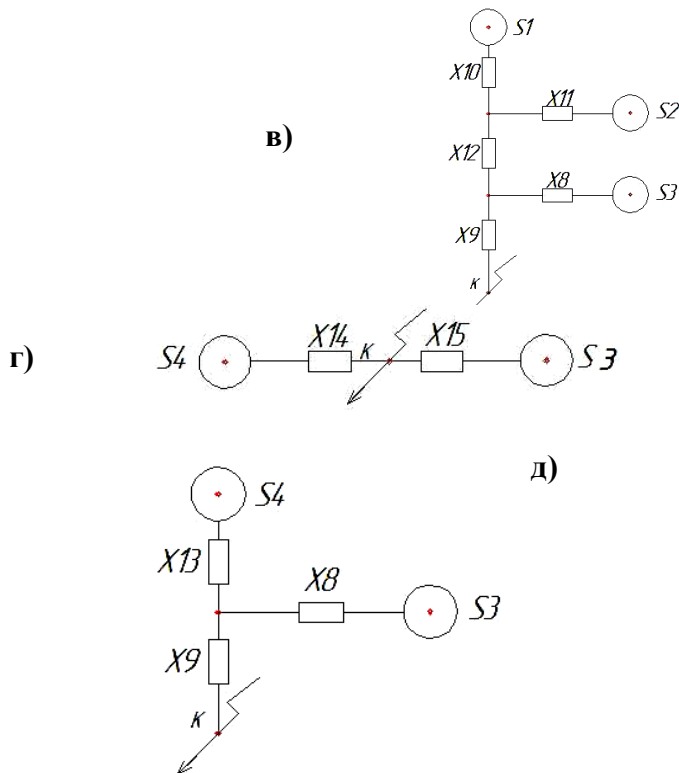


Рисунок 4.8. Схема к примеру I расчёта токов к.з.
а – расчётная схема; б-д – схемы замещения

Пример 1: расчет токов короткого замыкания с помощью расчетных кривых.
Задача: Определить токи к.з. в точке К схемы рис. 4.8

РЕШЕНИЕ.

Выбираем базисные величины: 100 МВА; 6,3 кВ;

$$I_{\bar{0}} = S_{\bar{0}} / \sqrt{3} \times U_{\bar{0}} = 100 / \sqrt{3} \times 6.3 = 9.2 \text{ кА}$$

1. Составляем схему замещения (рис. 4.8, б). Определяем и приводим сопротивления к базисной мощности:

Из выражения (10) $x_{\bar{0},2,*} = x''_{d,*} \times S_{\bar{0}} / S_{\text{ном},2}$ находим X_1 по схеме замещения:

$$x_1 = x''_{d,*} \times S_{\bar{0}} / S_{\text{ном},2} = 0.125 * \frac{100}{62.5} = 0.2$$

$$x''_{d,*} = 0.125 \quad \text{см. табл. 4-1}$$

0,8 – коэффициент мощности турбогенератора ($S=P/\cos\phi$);

По (11) находим X_2 :

$$x_2 = 0.075 * \frac{100}{10} = 0.75$$

X_3 находим аналогично X_1

$$x_3 = 0.20 * \frac{100}{12/0.8} = 1.33$$

X_4 находим аналогично X_2

$$x_4 = 0.075 * \frac{100}{15} = 0.5$$

Из выражения 18а находим X_5

$$x_5 = x_0 * l * \frac{S_0}{U_0^2} = 0.4 * 10 * \frac{100}{37^2} = 0.29$$

X_0 – см. табл. 4-2

X_6 находим аналогично X_5

$$x_6 = 0.4 * 20 * \frac{100}{37^2} = 0.58$$

X_7 находим аналогично X_2, X_4

$$x_7 = 0.065 * \frac{100}{3} = 2.17$$

X_8 находим аналогично X_1

$$x_8 = 0.125 * \frac{100}{6/0.8} = 1.67$$

X_9 находим из выражения (4.17)

$$x_9 = x_{ном,р,*} * \frac{S_0 * U_{ном}}{\sqrt{3} * I_{ном} * U_0} = \frac{3\% * 100 * 6}{100 * \sqrt{3} * 0.15 * 6,3^2} = 1,74$$

Проводим упрощение и переходим к схеме (рис. 4.8. в):

$$x_{10} = x_1 + x_2 = 0.2 + 0.75 = 0.95$$

$$x_{11} = x_3 + x_4 + x_5 = 1.33 + 0.5 + 0.29 = 2.12$$

$$x_{12} = x_6 + x_7 = 0.58 + 2.17 = 2.75$$

Определяем возможность объединения источников питания ТЭЦ-1 и ТЭС, в данном случае по схеме (рис. 4.8. в):

$$S_1 * x_{10} / S_2 * x_{11} = \frac{62.5 * 0.95}{15 * 2.12} = 1.9$$

Следовательно, можно перейти к более простой схеме рис. 4.8 г):

$$S_4 = S_1 + S_2 = 62.5 + 15 = 77.5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$x_{13} = x_{12} + \frac{x_{10} * x_{11}}{x_{10} + x_{11}} = 2.75 + \frac{0.95 * 2.12}{0.95 + 2.12} = 3.4$$

Для определения токов к.з. посылаемых к месту к.з. (точка К) источниками S_3 и S_4 переходим к схеме рис. 4.1. д). Пользуясь формулами перехода от звезды к треугольнику (см. табл. 4-3), определяем величины X_{14} и X_{15} . Сопротивлением между точками S_3 и S_4 , получающимися в результате преобразования звезды в треугольник, пренебрегаем, т.к. принято считать, что оно не влияет на ток к.з. в месте к.з..

$$x_{14} = x_{13} + x_9 + \frac{x_{13} * x_9}{x_8} = 3.4 + 1.74 + \frac{3.4 * 1.74}{1.67} = 8.7$$

$$x_{15} = x_8 + x_9 + \frac{x_8 * x_9}{x_{13}} = 1.67 + 1.74 + \frac{1.67 * 1.74}{3.4} = 4.2$$

Обе цепи находятся в резко отличающихся условиях, так как $\frac{S_4 * x_{14}}{S_0 * x_{15}} = \frac{77.5 * 8.7}{7.5 * 4.2} = 22$

Следовательно, объединять эти цепи нельзя, и расчёт придётся вести по индивидуальному изменению (затуханию) токов.

Расчётное сопротивление для цепи питания от системы найдём по выражению (20):

$$x_{расч,*} = x_{рез,б,*} * \frac{S_{ном}}{S_0} = x_{14} = 8.7 * \frac{77.5}{100} = 67.5$$

Так как $x_{расч,*}$ системы больше 3, то согласно (4.25) периодическая слагающая для всех моментов времени

$$I_k = \frac{I_{\Sigma}}{x_{расч,*}} = \frac{7.1}{6.75} = 1.05 \text{ кА}$$

$$(I_{\Sigma} = 77.5 / \sqrt{3} * 6.3 = 7.1 \text{ кА})$$

$$x_{15} = 4.2 * \frac{7.5}{100} = 0.3$$

Кратности интересующих нас токов, найденные по расчётным кривым в предположении наличия у турбогенераторов АВР (рис.4.8.)

$$K'' = 3,3; \quad K_{0,2} = 2,5; \quad K_{\infty} = 2,3$$

Соответствующие значения токов к.з. поступающих к месту к.з. от генератора ТЭЦ-2

$$I'' = K'' * I_{ном,г} = 3,3 * 0,69 = 2,28 \text{ кА};$$

$$I_{0,2} = K_{0,2} * I_{ном,г} = 2,5 * 0,69 = 1,73 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = K_{\infty} * I_{ном,г} = 2,3 * 0,69 = 1,59 \text{ кА}.$$

Номинальный ток генераторов ТЭЦ-2:

$$I_{ном,г} = \frac{7,5}{\sqrt{3} * 6,3} = 0,69 \text{ кА}$$

Значение тока трёхфазного к.з. в месте к.з.

$$I'' = 1,05 + 2,28 = 3,33 \text{ кА};$$

$$I_{0,2} = 1,05 + 1,73 = 2,78 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 1,05 + 1,59 = 2,64 \text{ кА}.$$

Используя коэффициенты табл. 4-4 находим:

$$i_y = \sqrt{2} * 1,8 * 1,05 + \sqrt{2} * 1,91 * 2,28 = 8,82 \text{ кА};$$

$$I_y = \sqrt{2} * 1,52 + \sqrt{2} * 1,63 * 2,28 = 7,5 \text{ кА}.$$

При двухфазном к.з. расчётное сопротивление системы:

$$I_{расч,*}^{(2)} = 2 * x_{расч,*} = 2 * 6,75 = 13,5$$

Ток прямой последовательности от системы при двухфазных к.з. по (4.34):

$$I_c''^{(2)} = I_{0,2,c}^{(2)} = I_{\infty,c}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I'' = 0,87 * 1,05 = 0,91 \text{ кА}$$

Расчётное сопротивление для цепи ТЭЦ-2

$$x_{расч,*} = 2 * x_{расч,*} = 2 * 0,3 = 0,6$$

Кратности соответствующих токов по расчётным кривым рис.4.1.

$$K''^{(2)} = 1,65; \quad K_{0,2}''^{(2)} = 1,4; \quad K_{\infty}^{(2)} = 1,65$$

Значения соответствующих токов прямой последовательности ТЭЦ-2

$$I''^{(2)} = 1,65 * 0,69 = 1,14 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 1,4 * 0,69 = 0,97 \text{ кА};$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 1,65 * 0,69 = 1,14 \text{ кА}.$$

Значения токов в повреждённых фазах в месте к.з.

$$I''^{(2)} = 0,91 + 1,14 = 2,05 \text{ кА};$$

$$I_{0,2}^{(2)} = 0,91 + 0,97 = 1,88 \text{ кА};$$

$$I_{\infty}^{(2)} = 0,91 + 1,14 = 2,05 \text{ кА};$$

$$i_y = 1,8 * \sqrt{2} * 2,05 = 5,2 \text{ кА};$$

$$I_y = 1,52 * \sqrt{2} * 2,05 = 4,4 \text{ кА}.$$

Список литературы

1. Алиев, И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию: учеб. пособие для вузов / И.И.Алиев; - Изд. 2-е доп. М.: Высшая школа, 2012 – 256 с.
2. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие для СПО / Е.А.Конюхова; М.: Мастерство 2011 – 320 с.
3. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования промышленности: учебное пособие/ И.П.Крючков, Б.Н.Неклепаев - ОИЦ «Академия», 2010 – 416 с.
4. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин – М.: Издательское предприятие РадиоСофт, 2014-328с.
5. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А.Яшков – М.: Форум, 2015-368 с.
6. О расчёте электрических нагрузок: технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 395-92 от 20 июля Т992 г.
7. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях. М788-930. : Технический циркуляр ВНИПИ ТПЭП №347 от 5.10.1984.

Учебное издание

Лариса Алексеевна Гладких

МДК.01.03 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Учебное пособие

по расчету и проектированию систем электроснабжения

для специальности

13.02.11 – Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования (по отраслям)

Технический редактор: Иванова Н.И.

Компьютерная верстка: Гладких Л.А.

Подписано к печати _____ Бумага для множительной техники

Формат _____ Усл.печ.лист. _____ Тираж _____ экз. Заказ _____

Отпечатано с авторского оригинала в отделе оперативной печати
Старооскольского технологического института.
Старый Оскол, микрорайон Макаренко, 40.

