

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

О.Г. Локтионова

2017 г.



СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Методические указания к практическим занятиям
для студентов направления подготовки 13.03.02
Электроэнергетика и электротехника

Курск 2017

УДК 621.31

Составители: О.М Ларин, Д.В. Куделина

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»
В.Н. Алябьев

Системы электроснабжения городов и промышленных предприятий : методические указания к практическим занятиям / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: О.М. Ларин, Д.В. Куделина. – Курск, 2017. – 26 с.: табл. 1. – Библиогр.: с.26.

Содержат сведения по расчету электрических нагрузок предприятия напряжением до и выше 1000 В, выбора числа и мощности трансформаторов, составления схем электроснабжения, выбора сечений кабелей и расчета компенсирующих устройств.

Методические указания соответствуют требованиям программы, утвержденной учебно-методическим объединением для направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Предназначены для направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать . Формат 60x84 1/16.

Усл.печ.л. . Уч.–изд.л. . Тираж 100 экз. Заказ . Бесплатно.

Юго-Западный государственный университет.

305040, г.Курск, ул.50 лет Октября, 94

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Цель работы: ознакомление с основными способами расчета электрических нагрузок предприятия напряжением до 1000 В.

Краткие методические указания

При расчете электрических нагрузок напряжением до 1000 В по цехам предприятия применяем метод коэффициента использования и коэффициента расчетной мощности, изложенный в РТМ-92. Исходные данные – суммарная номинальная активная мощность электроприемников (ЭП) каждого цеха, коэффициенты потребления реактивной мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$ и коэффициент использования $K_{и}$ для всего цеха, которые определяются по справочным материалам.

Активная средняя мощность:

$$P_c = K_{и} \cdot P_{уст}, \quad (1)$$

где $K_{и}$ - коэффициент использования;

$P_{уст}$ - установленная мощность ЭП цеха.

Реактивная средняя мощность:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент реактивной мощности.

Расчетная активная мощность:

$$P_p = K_p \cdot K_{и} \cdot P_{уст}, \quad (3)$$

где K_p - коэффициент расчетной нагрузки, равный 1.

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (4)$$

Полная расчетная мощность:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (5)$$

Расчетный ток цеха:

$$I_p = S_p / \sqrt{3} \cdot U. \quad (6)$$

Остальные цеха рассчитываются аналогично.

Определение расчетной нагрузки освещения по цехам завода производится методом удельной нагрузки совместно с методом коэффициента спроса освещения.

Исходные данные для расчета осветительной нагрузки – площадь цеха, удельная осветительная нагрузка, коэффициент спроса освещения. Цель расчета – нахождение расчетной мощности, потребляемой системой электрического освещения в каждом цехе предприятия.

Значение удельной осветительной нагрузки выбирается в зависимости от индекса помещения и нормируемой освещенности. В общем случае норма освещенности определяется исходя из характера работ в рассматриваемом цехе. Коэффициент спроса освещения выбирается в зависимости от типа здания.

Исходные данные - площадь цеха (определяется по генплану, коэффициент спроса освещения и удельная осветительная нагрузка.

Установленная мощность светильников определяется как:

$$P_{\text{устосв}} = P_{\text{уд}} \cdot F_{\text{ц}} \cdot 10^{-3} \quad (7)$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельная осветительная нагрузка;

$F_{\text{ц}}$ - площадь цеха.

Затем определяется расчетная активная мощность освещения как

$$P_{\text{росв}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{устосв}} \quad (8)$$

где $K_{\text{с}}$ - коэффициент спроса освещения.

Остальные цеха рассчитываются аналогично.

Картограмма нагрузок – ряд окружностей разного радиуса, нанесенных на соответствующие цеха на генплане предприятия. Площади этих окружностей в выбранном масштабе соответствуют нагрузкам цехов, что дает возможность наглядно представить распределение электрических нагрузок по цехам заводам. Построение этих окружностей производится для каждого цеха на генплане завода, при этом центр каждой построенной окружности должен совпадать с центром соответствующего цеха.

Центр электрических нагрузок (ЦЭН) является условным центром потребления электрической энергии.

Цель проведения расчетов – определение радиусов окружностей картограммы нагрузок и координат ЦЭН.

Исходные данные – координаты центров цехов завода, определяются по генплану, считая левый нижний угол территории предприятия началом координат; значения расчетной нагрузки силовых ЭП и осветительных ЭП.

Картограмма нагрузки основана на следующей формуле:

$$P = \pi \cdot R^2 \cdot m, \text{кВт}, \quad (9)$$

где P – расчетная активная нагрузка цеха, включающая сумму мощностей силовых и осветительных ЭП;

R - радиус окружности, мм²;

m - масштаб нагрузки, принимаемый от 0,5 до 1,0 кВт/мм².

Радиус окружности из формулы (9) в мм находится как

$$R = \sqrt{P/\pi \cdot m}. \quad (10)$$

Угол осветительной нагрузки $\alpha_{\text{осв}}$ характеризует долю осветительной нагрузки в суммарной активной мощности цеха. Он определяется как

$$\alpha_{\text{осв}} = P_{\text{росв}} \cdot 360 / (P_{\text{р}} + P_{\text{росв}}). \quad (11)$$

Далее для рассматриваемого цеха определяем произведения суммарной активной расчетной мощности на координаты X и Y .

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем предприятия определить площади цехов и координаты центров цехов.
2. Для каждого цеха подготовить исходную информацию.
3. Выполнить расчет силовых нагрузок напряжением до 1000 В.
4. Выполнить расчет осветительных нагрузок.
5. Для каждого цеха рассчитать радиусы окружностей картограммы нагрузок и углы осветительной нагрузки.

Контрольные вопросы

1. Назначение расчета электрических нагрузок.
2. Порядок расчета силовой нагрузки напряжением до 1000 В.
3. Порядок расчета осветительной нагрузки.
4. Назначение картограммы нагрузки.
5. Порядок расчета картограммы нагрузки.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЦЕХОВЫХ ТП

Цель работы: расчет цеховых ТП предприятия с определением числа, типа и мощности установленных трансформаторов и выбором компенсирующих устройств напряжением до 1000 В.

Краткие методические указания

Исходные данные для проведения расчета:

- расчетная активная мощность цехов (силовая и осветительная нагрузка);
- реактивная мощность цехов;
- площади цехов.

Для питания низковольтных ЭП применяем двухтрансформаторные комплектные трансформаторные подстанции (КТП), на номинальное напряжение на стороне ВН 10 кВ, на номинальное напряжение на стороне НН 0,4 кВ. Для установки на КТП выбираем трансформаторы с масляным охлаждением.

Загрузка трансформатора на двухтрансформаторных ПС должна обеспечивать резервирование питания ЭП I и II категории надежности, подключенных к данной КТП. Для выбора коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме используется приложение Н ГОСТ 14207:

- 1) $t_{ав}$ - длительность аварийной перегрузки, определяется по числу смен работы предприятия;
- 2) вид охлаждения трансформатора;
- 3) температура окружающей среды внутри цеха принимается равной 20° .

В нормальном режиме работы $\beta_n = 0,7$ – п.6.4.5 /9/.

Номинальная мощность трансформаторов выбирается в общем случае на основе технико-экономического сравнения нескольких вариантов. В проекте номинальная мощность трансформаторов выбирается исходя из значения расчетной мощности цеха и плотности нагрузки цеха. Выбранный трансформатор должен обеспечивать передачу, прежде всего, активной мощности, чтобы снизить число и мощность установленных трансформаторов.

Сначала произведем объединение цехов в группы, питаемые от одной КТП, для сокращения общего числа КТП.

Первоначальный выбор числа и мощности трансформаторов производится по удельной плотности нагрузок и значениям расчетной нагрузки:

$$S_{уд} = S_p / F, \quad (1)$$

где S_p - полная расчетная мощность цеха, найденная с учетом как силовой, так и осветительной нагрузки;

F - площадь цеха.

По найденным значениям расчетной нагрузки цеха и $S_{уд}$ выбираем к установке трансформаторы с $S_{ном}$. Находим минимальное число трансформаторов для одного цеха как

$$N_{тмин} = P_p / (\beta \cdot S_{ном}), \quad (2)$$

где β - коэффициент загрузки.

Далее для одной КТП выполним расчет значений мощности конденсаторных батарей.

Расчетная активная нагрузка первой КТП определяется как

$$P_p = \sum P_{рци},$$

где $P_{рци}$ - расчетная активная нагрузка, включающая силовую и осветительную нагрузку i -го цеха, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка КТП определяется как

$$Q_p = \sum Q_{рци}, \quad (3)$$

где $Q_{рци}$ - расчетная реактивная нагрузка i -го цеха, квар.

Принимаем число трансформаторов $N_T = 2$.

Определяем реактивную мощность, которую можно пропустить через трансформаторы группы как

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot N_T \cdot \beta_T \cdot S_{ном})^2 - (P_p)^2}. \quad (4)$$

Определяем мощность компенсирующих устройств как

$$Q_{кн} = Q_p - Q_T. \quad (5)$$

Затем определяются потери мощности в трансформаторах согласно методике, приведенной в /10/. Потери активной мощности в трансформаторах при передаче электроэнергии определяются как

$$\Delta P = \Delta P_{ХХ} + \beta_{\Phi}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}, \quad (6)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ и $\Delta P_{КЗ}$ - соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

β_{Φ} - коэффициент фактической загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности в трансформаторах определяются как

$$\Delta Q = \Delta Q_{XX} + \beta^2_{\Phi} \cdot \Delta Q_{НАГР}, \quad (7)$$

где ΔQ_{XX} и $\Delta Q_{НАГР}$ - соответственно потери холостого хода и нагрузочные потери, квар.

Далее рассчитываются результирующие нагрузки цеховых КТП с учетом силовой и осветительной нагрузок 0,4 кВ и потерь в трансформаторах и компенсации реактивной мощности.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем предприятия определить расчетные активные нагрузки цехов.
2. Для каждого цеха подготовить исходную информацию.
3. Выбрать мощность силовых трансформаторов.
4. Выполнить расчет числа трансформаторов для каждого цеха.
5. Рассчитать мощность компенсирующих устройств для каждой КТП.

Контрольные вопросы

1. Основные части комплектных трансформаторных подстанций.
2. Типы силовых трансформаторов, применяемые на комплектных трансформаторных подстанциях.
3. Критерии выбора типа трансформаторов.
4. Критерии выбора номинальной мощности силовых трансформаторов.
5. Назначение компенсирующих устройств.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

РАСЧЕТ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Цель работы: определение электрических расчетных нагрузок электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В.

Краткие методические указания.

Определение нагрузки на стороне 10 кВ производится согласно РТМ-92. Потребителями электроэнергии на напряжении выше 1 кВ являются синхронные электродвигатели (СД) и асинхронные электродвигатели (АД), комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (КТП), высоковольтные электротермические установки. Расчет электрических нагрузок выполняется по форме Ф636-92.

Исходные данные для расчета нагрузки СД или АД номинальная активная мощность в кВт P_H , число двигателей N . Для высоковольтных электропечей задается номинальная активная P_H или полная мощность в кВт S_H , число электропечей N . Также для этих потребителей электроэнергии по справочным данным находятся коэффициенты использования K_i и коэффициенты потребления реактивной мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$.

Расчетная активная мощность для высоковольтных потребителей определяется как

$$P_p = N \cdot K_i \cdot P_H. \quad (1)$$

Расчетная активная мощность, потребляемая КТП, равняется активной нагрузке на стороне 10 кВ каждой КТП.

Расчетная реактивная мощность находится следующим образом:

$$Q_p = N \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (2)$$

Для каждой из КТП находим сумму номинальных мощностей ЭП подключенных цехов.

$$P_H = \sum P_{Hi}.$$

Расчетная активная мощность для высоковольтных электропечей определяется как

$$P_p = N \cdot K_i \cdot S_H \cdot \cos\varphi. \quad (3)$$

Расчетная реактивная мощность находится следующим образом:

$$Q_p = P_p \cdot tg . \quad (4)$$

После окончания расчетов определяются итоговые суммарные значения $\sum P_H$, P_S и Q_S всех потребителей 10 кВ.

Далее рассчитывается групповой средневзвешенный коэффициент использования $K_{и}$ по следующей формуле,

$$K_{и} = P_S / \sum P_H, \quad (5)$$

В зависимости от значения средневзвешенного коэффициента использования $K_{и}$ и числа присоединений к сборным шинам 10 кВ определяется согласно табл. 3 РТМ-92 коэффициент одновременности K_o .

Результирующая нагрузка на стороне 10 кВ составляет

$$P_p = K_o \cdot P_S . \quad (6)$$

$$Q_p = K_o \cdot Q_S . \quad (7)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (8)$$

Порядок выполнения работы

1. Для заданной преподавателем высоковольтной нагрузки предприятия подготовить исходные данные.
2. Для каждой КТП определить расчетные нагрузки.
3. Рассчитать нагрузку силовых потребителей напряжением 10 кВ.
4. Определить результирующую нагрузку на стороне 10 кВ.

Контрольные вопросы

1. Определение расчетной нагрузки.
2. Вспомогательные методы нахождения расчетной нагрузки.
3. Основные этапы определения расчетной нагрузки высоковольтных потребителей по РТМ-92.
4. Что учитывает коэффициент одновременности?

СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Цель работы: изучение принципов построения распределительных сетей напряжением 6-10 кВ промышленных предприятий.

Краткие методические указания.

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников подстанций, РП, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока. В то же время взаимосвязанные технологические агрегаты должны присоединяться к одному источнику питания, чтобы при исчезновении питания все приемники электроэнергии были одновременно обесточены.

Распределение электроэнергии от ГПП на напряжении 6-10 кВ может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, потребляемой мощности, требований надежности, условий окружающей среды. Магистральным схемам следует, как правило, отдавать предпочтение как более экономичным.

Радиальными схемами являются такие, в которых электроэнергия от источника питания передается к одному присоединению. Чаще применяют радиальные схемы с числом ступеней не более двух.

Одноступенчатые радиальные схемы применяют на небольших и средних по мощности предприятиях для питания сосредоточенных потребителей (насосные станции, печи, преобразовательные установки, цеховые подстанции), расположенных в различных направлениях от центра питания. Радиальные схемы обеспечивают глубокое секционирование всей системы электроснабжения, начиная от источников питания и заканчивая сборными шинами до 1 кВ цеховых подстанций.

Магистральные схемы распределения электроэнергии применяют в том случае, когда радиальные схемы

нецелесообразны. Основное преимущество магистральной схемы заключается в сокращении длины кабельных линий и уменьшении числа ячеек с выключателями на источнике питания. Недостатком магистральных схем является более низкая надежность по сравнению с радиальными схемами.

Магистральные схемы распределения электроэнергии при напряжении 6-10 кВ на предприятиях большой мощности рекомендуется осуществлять токопроводами, отличающимися большей надежностью по сравнению с линиями, выполненными из большого числа параллельных кабелей. Для энергоемких предприятий могут быть рекомендованы следующие магистральные схемы, выполненные токопроводами 6-10 кВ:

- от трансформаторов ГПП по магистралям получают питание несколько РП 6-10 кВ;

- от шин генераторного напряжения ТЭЦ, собственной электростанции прокладываются магистрали до РП 6-10 кВ, расположенных по территории предприятия.

Для указанных схем распределения применяются, как правило, двухцепные токопроводы. Применение двух одноцепных токопроводов взамен двухцепного токопровода должно быть обосновано в проекте.

Питание двух РП 6-10 кВ может быть выполнено по магистральной кабельной линии, если этому не препятствует расположение РП и значение электрической нагрузки.

В общем случае схемы внутреннего электроснабжения имеют ступенчатое построение. Число ступеней распределения электроэнергии на напряжении 6-10 кВ не должно для промышленных предприятий быть, как правило, более двух. Применение схем с числом ступеней более двух-трех нецелесообразно, так как в этом случае усложняется коммутация и защита сети. На предприятиях небольшой мощности рекомендуется применять одноступенчатые схемы.

Порядок выполнения работы

1. Для заданной преподавателем высоковольтной нагрузки и КТП предприятия определить требования к построению распределительной сети.

2. Составить схему распределительной сети.

3. Разработать обоснование принятых технических решений.

4. Определить результирующую нагрузку на стороне 10 кВ.

Контрольные вопросы

1. Виды радиальных схем распределения электроэнергии на промышленных предприятиях.

2. Достоинства и недостатки радиальных схем.

3. Виды магистральных схем распределения электроэнергии на промышленных предприятиях.

4. В каких случаях следует использовать двухступенчатые схемы?

5. Достоинства и недостатки магистральных схем.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КАБЕЛЕЙ 6–35 кВ

Цель работы: ознакомиться с порядком выбора и проверки предохранителей и автоматических выключателей в электрических сетях напряжением 380 В.

Краткие методические указания

Для каждой кабельной линии должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки определяются по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м. Этими участками могут быть:

- участок с более высокой температурой окружающей среды, чем принятая температура для всей трассы;
- участок трассы с числом кабелей больше одного;
- участок открыто проложенного кабеля.

Для кабельных линий, питающих ТП, расчетный ток линии определяется по следующей формуле

$$I_p = \beta_\phi \cdot S_n / (\sqrt{3} \cdot U_n), \quad (1)$$

где β_ϕ – фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном или послеаварийном режимах;

S_n – номинальная мощность трансформаторов ТП;

U_n – номинальное напряжение сети.

Для высоковольтных электродвигателей и электропечей расчетный ток принимается равным номинальному.

Выбор сечения кабельных линий производится по экономической плотности тока. Значения экономической плотности тока установлены в ПУЭ, в зависимости от материала токоведущих жил, конструкции кабелей, продолжительности использования максимума нагрузки в год. Экономически целесообразное сечение кабельной линии определяют по расчетному току линии нормального режима I_p и экономической плотности тока $j_{эк}$ по следующей формуле:

$$F_{эк} = I_p / j_{эк}. \quad (2)$$

Найденное расчетное сечение округляется до ближайшего стандартного, затем для обеспечения нормальных условий работы кабельных линий и правильной работы защищающих аппаратов выбранное сечение должно быть проверено по допустимой

длительной нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, а также по термической стойкости при токах КЗ.

Выбор экономических сечений кабельных линий, имеющих промежуточные отборы мощности, следует производить для каждого из участков, исходя из соответствующих расчетных токов участков. При этом для соседних участков допускается принимать одинаковое сечение, соответствующее экономическому для наиболее протяженного участка, если разница между значениями экономического сечения для этих участков находится в пределах одной ступени по шкале стандартных сечений.

Проверка по допустимой токовой нагрузке по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах производится по следующему условию

$$I_{\text{фак доп}} \geq I_{\text{л}}, \quad (3)$$

где $I_{\text{л}}$ - ток, передаваемый по линии в нормальном или послеаварийном режимах;

$I_{\text{фак доп}}$ - фактически допустимая токовая нагрузка на рассматриваемую кабельную линию.

В нормальном режиме работы ток $I_{\text{л}}$ равен расчетному току линии, в послеаварийном режиме он определяется с учетом возникающей перегрузки кабельной линии.

Фактическая допустимая токовая нагрузка в нормальном режиме работы рассчитывается следующим образом:

$$I_{\text{фак доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}},$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды, находится по ПУЭ;

k_2 – коэффициент, учитывающий количество проложенных кабелей в траншее (при прокладке в земле), находится по ПУЭ;

$I_{\text{доп}}$ – допустимая токовая нагрузка, определяется по ПУЭ для выбранной марки кабеля в зависимости от принятого способа прокладки.

Кабели, проложенные по стенам зданий, а также в кабельных сооружениях, считаются проложенными на воздухе.

Для послеаварийного режима работы в выше приведенную формулу следует добавить коэффициент, учитывающий длительность перегрузки, способ прокладки кабеля, а также предварительную нагрузку.

При смешанной прокладке кабелей допустимые длительные токи должны приниматься для участка трассы с наихудшими

условиями охлаждения, если длина его более 10 м. Рекомендуется применять в указанных случаях кабельные вставки большего сечения.

Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в блоках, следует определять по эмпирической формуле

$$I = a \cdot b \cdot c \cdot I_0, \quad (4)$$

где I_0 - допустимый длительный ток для кабеля, определяемый по ПУЭ;

a - коэффициент, выбираемый по ПУЭ в зависимости от сечения и расположения кабеля в блоке;

b - коэффициент, выбираемый в зависимости от напряжения кабеля;

c – коэффициент, выбираемый по ПУЭ в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока.

Порядок выполнения работы

1. Для заданной преподавателем схемы распределительной сети предприятия определить расчетные токи.
2. Выбрать способы прокладки кабелей.
3. Рассчитать экономические сечения кабельных линий, выбрать стандартные сечения.
4. Проверить выбранные стандартные сечения по работе в нормальном и послеаварийном режимах.

Контрольные вопросы

1. Основные способы прокладки кабельных линий.
2. Достоинства и недостатки основных способов прокладка кабельных линий.
3. Как выбирается сечение кабельной линии?
4. Как принимается стандартное сечение кабельной линии?
5. По каким критериям проверяется выбранное стандартное сечение кабельной линии?
6. Основные марки кабелей, применяемые для сетей 6-10 кВ.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Цель работы: изучение методов расчета электрической нагрузки предприятия и выбора напряжения питания для предприятия.

Краткие методические указания

Питание энергоемких предприятий от сетей энергосистемы следует осуществлять на напряжении 110, 220 или 380 кВ. Выбор напряжения питающей сети зависит от потребляемой предприятием мощности и от напряжения сетей энергосистемы в данном районе. При неоднозначности выбора напряжение питающей сети должно быть принято на основе технико-экономического сравнения сопоставимых вариантов.

Питание предприятий с незначительной нагрузкой следует осуществлять от сетей энергосистемы на напряжении 6, 10, реже 35 кВ. Выбор напряжения питающей сети осуществляет, как правило, энергоснабжающая организация в зависимости от потребляемой предприятием мощности. Питание предприятий с малой нагрузкой может осуществляться на напряжении 0,4 кВ либо от сетей энергосистемы, либо от сетей 0,4 кВ соседнего предприятия.

Решение о питании промышленного предприятия от сетей энергосистемы 35 кВ следует принимать при отсутствии в районе строительства предприятия сетей энергосистемы 6-10 и 110 кВ.

Количество и вид приемного пункта (пункт приема электрической энергии от сети энергосистемы) определяются в зависимости от значения и территориального расположения электрической нагрузки предприятия, требований надежности электроснабжения, очередности строительства предприятия, условий подключения к сети энергосистемы.

Для предприятий с электрической нагрузкой, составляющей десятки мегаватт, приемными пунктами могут быть главные понижающие подстанции (ГПП), подстанции глубокого ввода (ПГВ).

Результирующие нагрузки ГПП рекомендуется определять следующим образом. К расчетной электрической нагрузке 6-10 кВ добавляются электрические нагрузки сторонних потребителей и определяется расчетная мощность на границе балансового

разграничения с энергосистемой, которая является исходной величиной для выполнения расчетов по определению мощности средств компенсации реактивной мощности.

Результаты расчета рекомендуется оформлять в табличном виде.

Таблица 1. Результирующие электрические нагрузки ГПП

Наименование	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, штук и кВА
	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	
Электрическая нагрузка предприятия на стороне 10 кВ				
Математическое ожидание нагрузки (0,9 от нагрузки 10 кВ)				
Потери в трансформаторах				
Итого на стороне 110 кВ				

Полная расчетная мощность, потребляемая от источника питания 110 кВ определяется как

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{эк}^2}, \quad (1)$$

где $Q_{эк}$ - экономическое значение потребляемой мощности от энергосистемы, определяемое в квар как

$$Q_{эк} = P_p * tg\varphi_{эк}, \quad (2)$$

$tg\varphi_{эк}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности, равное для 110 кВ – 0,5 .

Порядок выполнения работы

1. Для заданных преподавателем примеров предприятий определить расчетную нагрузку на шинах 10 кВ.
2. Выбрать напряжение питания для каждого заданного предприятия.
3. Рассчитать потери мощности в трансформаторах.
4. Рассчитать потребление мощности для каждого заданного примера предприятия от источника питания.

Контрольные вопросы

1. Назначение расчетов нагрузки предприятия.
2. По каким критериям выбирается напряжение питания предприятия.
3. Как рассчитываются потери мощности в трансформаторах.
4. Как определяется реактивная мощность, потребляемая от источника питания.

ВЫБОР СХЕМЫ, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП

Цель работы: ознакомиться с методикой выбора схемы ГПП, числа и мощности трансформаторов.

Краткие методические указания.

Выбор схемы электрических соединений на стороне высокого напряжения 110-330 кВ подстанций рекомендуется производить в следующей последовательности, начиная с простейших схем:

- блок "линия-трансформатор" с выключателем;
- два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий:
- мостики разных видов с выключателями;
- четырехугольники;
- одна рабочая секционированная и обходная система шин;
- две рабочие и обходная системы шин;
- две рабочие секционированные и обходная системы шин.

ГПП рекомендуется выполнять двухтрансформаторными. В следующих случаях может быть рассмотрена целесообразность установки трех трансформаторов:

- при наличии крупных сосредоточенных электрических нагрузок:
- при необходимости выделения питания крупных резкопеременных нагрузок на отдельные трансформаторы;
- для цехов и предприятий со значительным количеством электроприемников особой группы I категории и электроприемников I категории, к питанию которых предъявляются повышенные требования в отношении надежности.

В обоснованных случаях на ГПП могут быть установлены автотрансформаторы.

Закрытые распределительные устройства напряжением 110-220 кВ могут быть применены в следующих случаях:

- в районах с загрязненной атмосферой;
- в районах с минимальными расчетными температурами окружающего воздуха ниже допустимых для электрооборудования;
- размещение открытого распределительного устройства невозможно по условиям застройки площадки.

ГПП рекомендуется выполнять двухтрансформаторными. В следующих случаях может быть рассмотрена целесообразность установки трех трансформаторов:

- при наличии крупных сосредоточенных электрических нагрузок:

- при необходимости выделения питания крупных резкопеременных нагрузок на отдельные трансформаторы;

- для цехов и предприятий со значительным количеством электроприемников особой группы I категории и электроприемников I категории, к питанию которых предъявляются повышенные требования в отношении надежности.

В обоснованных случаях на ГПП могут быть установлены автотрансформаторы.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении любого из них оставшиеся в работе обеспечили с учетом допустимых перегрузок трансформаторов питание электроприемников, необходимых для продолжения работы производства.

Допустимые перегрузки в послеаварийном режиме для масляных трансформаторов следует определять согласно требованиям ГОСТ 14209-97, при этом для подстанций промышленных предприятий следует учитывать следующие условия:

- расчетную суточную продолжительность аварийной перегрузки принимать при односменной работе 4 ч, при двухсменной 8 ч, при трехсменной 12-24 ч.

- допустимые аварийные перегрузки трансформаторов определяются для трансформаторов, установленных на открытом воздухе – в зависимости от эквивалентной годовой температуры охлаждающего воздуха района размещения подстанции.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем примера выбрать схему ГПП.
2. Выбрать предварительно число трансформаторов.
3. Определить предварительно мощность трансформаторов.
4. Выбрать номинальную мощность трансформаторов.

5. Проверить выбранные трансформаторы по допустимости возникающей в аварийном режиме перегрузке.

Контрольные вопросы

1. Основные схемы, применяемые для РУ ВН ГПП.
2. Когда применяется закрытое исполнение РУ ВН ГПП?
3. Как выбирается номинальная мощность силовых трансформаторов?
4. Как определить допустимость аварийной перегрузки трансформаторов ГПП?
5. Какие критерии используются для выбора схемы ГПП?

РАСЧЕТ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Цель работы: ознакомиться с расчетом компенсирующих устройств, составлением баланса реактивной мощности.

Краткие методические указания.

В качестве средств компенсации реактивной мощности (КРМ) принимаются батареи низковольтных и высоковольтных конденсаторов напряжением 0,4 кВ и 6-10 кВ соответственно и синхронные электродвигатели 6-10 кВ.

Основными исходными данными для выбора средств КРМ являются расчетные электрические нагрузки предприятия, в том числе на границе балансового разграничения с энергосистемой, и экономические значения реактивной мощности и энергии, задаваемые энергоснабжающей организацией.

Выбор средств КРМ и мощности компенсирующих устройств осуществляется в два этапа: при потреблении реактивной мощности из энергосистемы в пределах экономического значения и потреблении реактивной мощности из энергосистемы, превышающем экономическое значение.

На первом этапе определяется мощность конденсаторных батарей, устанавливаемых в сети до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых ТП и определяется экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая синхронными электродвигателями 6-10 кВ. При этом во всех случаях используется для КРМ без обосновывающих расчетов располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей с номинальной мощностью свыше 2500 кВт и располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей с частотой вращения свыше 1000 1/мин независимо от номинальной мощности.

Целесообразность использования синхронных электродвигателей с номинальной мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 1/мин определяется расчетом. Затем производится анализ баланса реактивной мощности на границе балансового разграничения. В случае если генерируемая конденсаторными батареями до 1 кВ и синхронными электродвигателями 6-10 кВ реактивная мощность обеспечивает

потребление реактивной мощности из энергосистемы в пределах экономического значения, выбор средств КРМ считается завершенным. В обратном случае следует выполнить второй этап расчета.

При эксплуатации системы электроснабжения должен выполняться баланс реактивной мощности. На предприятии источниками реактивной мощности являются - энергосистема, синхронные двигатели и батареи конденсаторов, включаемые на напряжение 0,4 и 10 кВ. К основным потребителям реактивной мощности относятся асинхронные двигатели, трансформаторы.

Расчет баланса реактивной мощности производится по следующей методике. При соблюдении баланса должно выполняться следующее соотношение:

$$0,9 \cdot Q_p - Q'_{сд} - Q_{\varepsilon} - Q_{вбк} = 0, \quad (1)$$

где Q_{p10} - расчетная реактивная нагрузка на стороне 10 кВ, квар;
 $Q'_{сд}$ - дополнительная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, квар;

Q_{ε} - реактивная мощность, потребляемая из системы, квар;

$Q_{вбк}$ - мощность компенсирующих устройств, установленных на стороне 10 кВ, квар.

На первом шаге проверяем выполнение баланса без учета реактивной мощности, потребляемой от энергосистемы, и установки высоковольтных батарей конденсаторов, принимаем $Q_{\varepsilon} = 0$ и $Q_{вбк} = 0$.

$$\Delta Q = 0,9 \cdot Q_{p10} - Q'_{сд}, \quad (2)$$

$Q'_{сд}$ в квар определяется по следующей формуле:

$$Q'_{сд} = 0,15 \cdot Q_{рсд}, \quad (3)$$

где $Q_{рсд}$ - расчетная реактивная мощность синхронных двигателей.

Если величина $\Delta Q < 0$ - перекомпенсация. Для сведения баланса к нулю снижаем потребление реактивной мощности от синхронных двигателей и от энергосистемы.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем примера составить формулу баланса реактивной мощности.
2. Рассчитать баланс реактивной мощности.
3. Выбрать при необходимости действия по выполнению баланса реактивной мощности.
4. Рассчитать для используемого примера предприятия коэффициент оснащенности компенсирующими устройствами.

Контрольные вопросы

1. Назначение компенсации реактивной мощности.
2. Основные источники реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия.
3. Как составляется баланс реактивной мощности?
4. Как выполняется баланс реактивной мощности при перекомпенсации, при недокомпенсации?
5. Как рассчитать коэффициент оснащенности компенсирующими устройствами?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/Б.И.Кудрин. – М.:Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.:ил.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение (2-е изд., перераб. и доп.) [Текст]: Учебник/Б.И.Кудрин. – М.: Академия, 2012. – 352 с.
3. Правила устройства электроустановок [Текст]. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. 4-й выпуск. – Новосибирск; Сиб.унив.изд-во, 2006. – 854 с.:ил.
4. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов (10-е изд., стер.) [Текст]: Учебное пособие – М.: Академия, 2012. – 320 с.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.:Стандартинформ, 2014. – 19 с.