

РОСЖЕЛДОР

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Ростовский государственный университет путей сообщения»
(ФГБОУ ВО РГУПС)**

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ
ТРАНСПОРТНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Учебно-методическое пособие

Ростов-на-Дону
2019

УДК 621.331(07) + 06

Рецензент – кандидат технических наук, доцент Л. Л. Замшина

Электроснабжение и электропитание транспортных и промышленных потребителей: учебно-методическое пособие / Н. А. Попова, Б. Е. Дынькин, С. Д. Мрыхин, А. И. Осипова ; ФГБОУ ВО РГУПС. – Ростов н/Д, 2019. – 36 с.

Рассмотрена схема электроснабжения транспортных и промышленных потребителей. Представлены принципы выбора основного силового оборудования в системах общего электроснабжения: номинальных мощностей трансформаторов, мощностей компенсирующих устройств, сечений линий электропередач.

Предназначено для обучающихся всех форм обучения по специальности 23.05.05 «Системы обеспечения движения поездов» профиля «Электроснабжение железных дорог» при изучении дисциплины «Электроснабжение и электропитание транспортных и промышленных предприятий», а также для аспирантов и научных сотрудников, занимающихся проблемами транспорта, для самостоятельной работы обучающихся.

Одобрено к изданию кафедрой «Автоматизированные системы электроснабжения».

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1 Три категории обеспечения надежности электроснабжения	4
2 Схема электроснабжения транспортных потребителей	6
3 Выбор силового оборудования системы электроснабжения предприятия	9
3.1 Общие положения	9
3.2 Выбор номинальной мощности трансформаторов на районной подстанции	12
3.3 Выбор сечения проводов воздушной линии 35 кВ	12
3.4 Расчет режимных показателей системы электроснабжения до и после установки КУ на предприятии	13
3.5 Экономическая эффективность применения компенсирующего устройства	15
4 Трансформаторные подстанции для питания нетяговых потребителей	17
5 Ресурсосберегающее оборудование и технологии на транспорте и в промышленности	23
5.1 Качество электроэнергии	23
5.2 Мероприятия по энергосбережению и снижению потерь	27
5.3 Компенсация реактивной мощности	32
Библиографический список	35

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электрической энергии отдельными предприятиями, населением городов в течение суток и года неравномерно. Это связано с работой предприятий в одну, две и три смены с неодинаковой нагрузкой, а также внешними факторами: продолжительно светлой части суток, температурой воздуха и др. Значительную неравномерность вносит осветительная нагрузка, которая возрастает зимой утром и вечером. Предприятия железнодорожного транспорта обеспечивают потребление электрической энергии на тягу поездов и на нетяговые нужды. К последним относится обеспечение эксплуатационной работы и подсобно-вспомогательной деятельности. Эксплуатация включает в себя потребление электрической энергии, связанное с перевозочным процессом и с прочими производственными нуждами. Подсобно-вспомогательная деятельность предполагает потребление электрической энергии на производство промышленной продукции, коммунально-бытовое и др.

Предприятия, посторонние железнодорожному транспорту, могут быть самые разнообразные: промышленные, сельскохозяйственные, для оказания услуг населению и пр.

Вся совокупность устройств, начиная от генератора электрической станции и кончая тяговой сетью, линиями электропередач, составляет систему электроснабжения железной дороги, обеспечивающую питание электрической энергией как электрической тяги, так и нетяговой нагрузки.

Основной задачей системы электроснабжения является обеспечение эксплуатационной работы железной дороги. При этом необходимо обеспечить мощность всех элементов системы такой, чтобы удовлетворялась потребность мощности каждого локомотива в любых условиях работы. Отсюда следует, что параметры системы электроснабжения должны быть выбраны так, чтобы обеспечивалась работа оборудования в допустимых для него пределах по нагрузке с учетом соответствующего резерва. При этом затраты должны быть минимальными.

Питание различных стационарных потребителей, а также прилегающих к железной дороге районов осуществляется от одной и той же системы электроснабжения. При этом питание железнодорожных потребителей связано с работой конкретного участка железной дороги и поэтому должно обеспечиваться высокой надежностью.

1 ТРИ КАТЕГОРИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

По надежности электроснабжения электроприемники ж.-д. транспорта разделяются на три категории. К 1-й категории относятся электроприемники, (например, пост электрической централизации) перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, срыв графика движения поездов, принести значительный ущерб ж.-д. транспорту и экономике страны в целом.

Из 1-й категории выделяется особая группа электропотребителей, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного движения поездов, предотвращения угрозы жизни людей, пожаров и исключения большого ущерба экономике страны. Ко 2-й категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к нарушению производственного цикла и массовым простоям рабочих энергоемких предприятий. К 3-й категории относятся все остальные электроприемники. Электроснабжение потребителей 1-й категории должно обеспечиваться от двух независимых источников питания и перерыв его может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Для потребителей особой группы должно быть предусмотрено питание от третьего независимого источника. Электроприемники 2-й категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания, при отказе одного из которых допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения второго дежурным персоналом или выездной бригадой. Допускается питание от одной воздушной линии, в т. ч. с кабельной вставкой, если обеспечена возможность восстановления этой линии не более, чем за одни сутки. Кабельные вставки должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по длительно допустимой нагрузке линии. Допускается также питание по линии, состоящей не менее, чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора не более, чем за одни сутки, допускается питание приемников 2-й категории от одного трансформатора. Электроснабжение электроприемников 3-й категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения в случае повреждения не превышают одних суток.

В соответствии с ОСТ 32.14-80 к особой группе 1-й категории относятся следующие потребители: центральный пост диспетчерской централизации (ДЦ), пост электрической централизации (ЭЦ) станций с числом стрелок более 30, узел связи. Среди электроприемников 1-й категории – автоматическая и полуавтоматическая блокировка, пост ЭЦ с числом стрелок до 30, механизированная и автоматизированная сортировочная горка, пункт обнаружения нагрева букс, вокзал вместимостью более 300 чел. и др. К потребителям 2-й категории относятся устройства громкоговорящей связи, наружного освещения путей горловины парков приема и отправления станций первого и второго классов, механический цех депо и др. В 3-ю категорию входят производственные базы дистанций, мастерские, контрольно-испытательный пункт СЦБ и др.

Устройства СЦБ и связи по признаку надежности электроснабжения относятся к потребителям первой категории [1–3]. Электроприемники этой категории должны получать питание от надежных постоянно включенных источников электроэнергии, располагающих достаточной мощностью и имеющих стабильное напряжение и частоту на своих шинах, иметь резервные линии электроснабжения от других независимых и надежных источников питания. Источники питания считаются независимыми друг от друга в том случае, когда от-

ключение одного из них не сопровождается отключением другого. Независимыми источниками можно считать смежные тяговые или районные подстанции, когда напряжение от них к устройствам СЦБ поступает по разным, непосредственно не связанным между собой линиям электропередачи. В свою очередь эти подстанции не должны иметь один общий источник электроэнергии или зависеть от надежной работы только одной линии электропитания. Переключение с одной питающей линии при исчезновении на ней напряжения на другую для потребителей первой категории должно производиться автоматически в каждом релейном шкафу перегонных устройств и на каждом посту электрической централизации (ЭЦ). Время перерыва питания не должно превышать 1,3 с.

Основное питание устройств СЦБ осуществляется от специальных воздушных линий автоблокировки 6–10 кВ (ВЛ СЦБ), сооружаемых вдоль железнодорожных путей, резервное питание - на участках, электрифицированных по системе постоянного тока и не электрифицированных участках, как правило, от трехфазных линий продольного электроснабжения (ВЛ ПЭ) 6,10 кВ, а на участках электрифицированных по системе переменного тока, – от линий «два провода – рельс» (ДПР) 27,5 кВ. В отдельных случаях производится резервирование от пунктов питания СЦБ с дизель-генераторным агрегатом (ДГА). Допускается также применять резервное питание от линий 6,10,35 кВ промышленного назначения. ВЛ СЦБ предназначены только для питания сигнальных точек на перегонах и постов ЭЦ на малых станциях. ВЛ ПЭ и ДПР кроме резервирования СЦБ обеспечивают питанием железнодорожные служебные и жилые здания, освещение территории железнодорожных станций, электроинструмент для путевых работ и другие нагрузки. Все эти линии обеспечиваются двусторонним складированным питанием от смежных подстанций. ВЛ СЦБ оборудуются устройствами автоматического включения резерва (АВР) с противоположного конца.

2 СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Вдоль трассы железной дороги расположено много нетяговых железнодорожных потребителей электрической энергии. К ним относятся установки, принадлежащие всем службам дороги, механизмы и инструменты, для работы которых необходима электроэнергия, а также освещение станций, поездов и других объектов [1]. Кроме того, электрической энергией снабжаются некоторые промышленные предприятия и другие, расположенные по обе стороны железной дороги.

Для питания всех перечисленных потребителей вдоль трассы железной дороги проложена трёхфазная воздушная линия (ВЛ) 10 кВ, подключённая к шинам 10 кВ двух соседних подстанций. В середине межподстанционной зоны ВЛ секционирована разъединителем, который нормально отключён. Благодаря этому каждая из подстанций питает только часть нетяговых потребителей, находящихся в межподстанционной зоне. При отключении любой из подстан-

ций разъединитель включают, и тогда все нетяговые потребители питаются от одной, неотключённой подстанции.

Ответственнейшие потребители электроэнергии – устройства СЦБ (сигнализации, централизации, блокировки) и связи, которые расположены вдоль трассы железной дороги. К таким устройствам относятся светофоры. Они получают питание от путевых ящиков СЦБ через отдельный понижающий трансформатор, который в свою очередь получает питание от трёхфазной ВЛ СЦБ 10 кВ, трасса которой проходит вдоль железной дороги. Напряжение в эту линию подаётся от повышающего трансформатора, подключённого к шинам 380/220 В собственных нужд тяговой подстанции. ВЛ СЦБ также подключена к обеим подстанциям и в середине межподстанционной зоны секционирована разъединителем. Благодаря этому устройства СЦБ могут получать питание сразу от двух подстанций (при разомкнутом разъединителе) или от одной из них, когда другая отключена и включён разъединитель.

На рис. 1 показаны линии питания нетяговых потребителей и СЦБ электроснабжения участка. От шин тягового напряжения 27,5 кВ получают питание нетяговые потребители. Для этого через выключатель 20 кВ к шинам 7 и 8 подключают два провода, размещаемые на опорах контактной сети с полевой стороны. Понижающие трансформаторы потребителей 22 подключаются к этим проводам и рельсу. Такая система питания получила название ДПР (два провода – рельс) [1, 2].

Два провода – рельс линия (ДПР) – трёхфазная линия нетягового электроснабжения напряжением 27,5 кВ для питания ж.-д. и районных потребителей, расположенных вдоль железных дорог, электрифицированных на однофазном переменном токе. К потребителям, получающим питание от линий ДПР, относятся ремонтные пункты, грузовые дворы, склады, осветительные сети и т. д. Сталеалюминиевые провода двух фаз линии подвешены с полевой стороны на опорах контактной сети; в качестве провода третьей фазы используют рельсы (отсюда назв.). На опорах располагают провода фазы, поданной в контактную сеть, и фазы, не используемой на данном участке для целей тяги. Для питания мощных потребителей напряжение в линии ДПР увеличивают до 35 кВ. Для понижения напряжения, подводимого к нетяговым потребителям, там, где это необходимо, устанавливают комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с однофазными или трёхфазными трансформаторами. Линия ДПР может получать питание от одной тяговой подстанции (ТП) или от двух смежных ТП, если они однотипны по схеме присоединения к сети внешнего электроснабжения. При отказах в системе тягового электроснабжения предусматривается автоматическим переключением питания линии ДПР от работающей смежной ТП. В середине линии ДПР установлен разъединитель 23. Нормально левая половина линии ДПР питается от подстанции I, а правая – от подстанции II, разъединитель 23 разомкнут. В случае необходимости (например, при отключении одной из подстанций) вся линия ДПР может получать питание от одной подстанции. При этом разъединитель 23 включается.

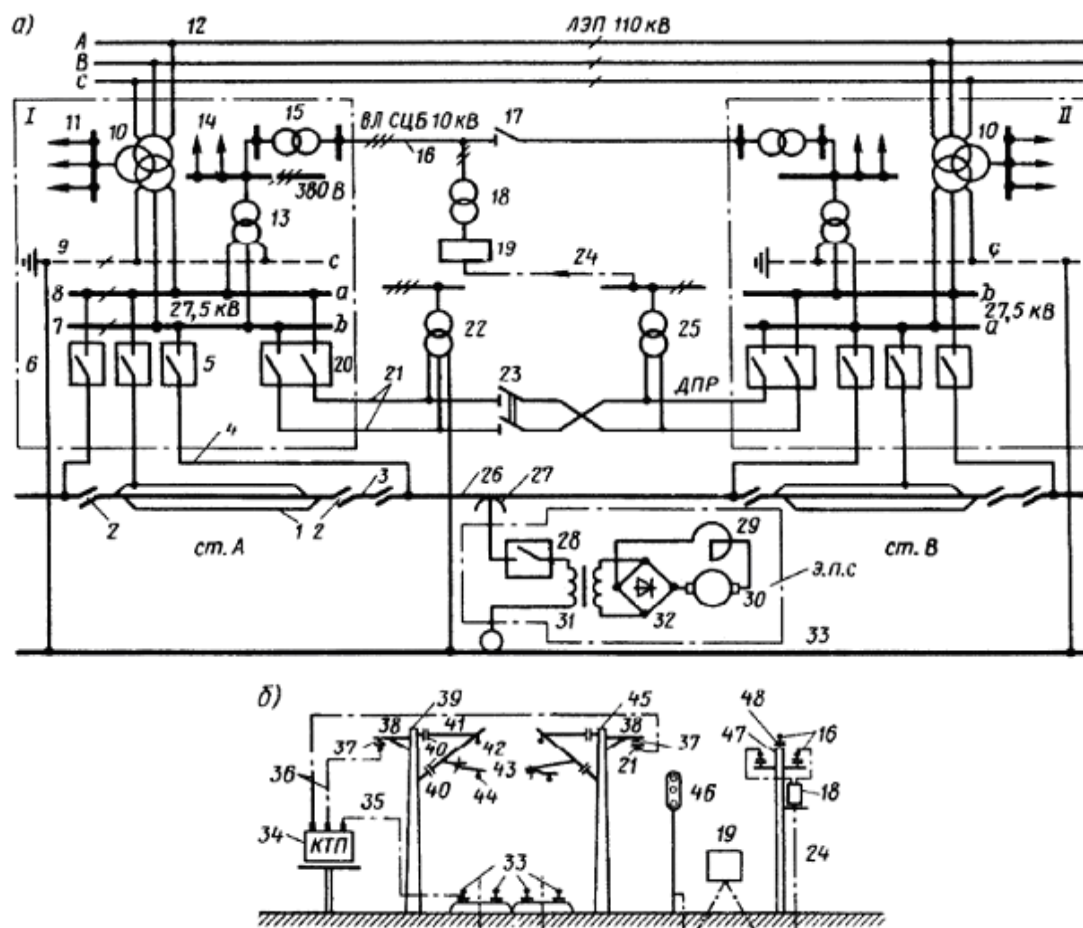


Рис. 1. Схема электроснабжения нетяговых потребителей на участке железной дороги, электрифицированной по системе переменного тока 27,5 кВ

Энергию для собственных нужд тяговой подстанции (питание цепей управления, сигнализации, освещения, отопления, моторной нагрузки) получают от трансформатора собственных нужд (ТСН) 13 через шины собственных нужд 14 (на рис. 1, а нагрузки собственных нужд обозначены стрелками). От шин собственных нужд 14 через трансформатор 15 напряжение подаётся в линию 16, предназначенную для питания устройств СЦБ и связи. От этой линии через маломощные понижающие трансформаторы 18 и релейные шкафы СЦБ 19 питаются светофоры. В середине линии 16 установлен разъединитель 17. Это даёт возможность питать линию от любой из двух подстанций I или II (при замкнутом разъединителе 17) или же каждую половину линии питать от своей подстанции (при разомкнутом разъединителе). Так как от работы устройств СЦБ непосредственно зависит выполнение графика движения поездов на участке, они должны иметь резервный источник питания. Устройства СЦБ получают резервное питание по линии 24 через понижающие однофазные трансформаторы 25 от линии ДПР 21.

На рис. 1, б изображён разрез по двухпутному участку дороги.

Трёхфазная комплектная трансформаторная подстанция (КТП) 34, состоящая из трансформатора 22 и сопутствующего оборудования, получает питание

от линии ДПР 21 через провода 36. Один провод линии ДПР 21 через изоляторы 37 подвешивается к консоли 38 с полевой стороны опоры контактной сети 39, а другой – с полевой стороны опоры 45 второго пути. Третий вывод КТП присоединяется проводом 35 к рельсам 33. На изолированной консоли 41, закреплённой на опоре через изоляторы 40, подвешен несущий трос 42. Одиночный контактный провод 44, удерживаемый фиксатором 43, занимает заданное положение относительно оси пути. Электрически соединённые во многих точках несущий трос 42 и контактный провод 44 и составляют контактную сеть 26 (рис. 1, а). Светофор 46 получает напряжение от маломощного понижающего однофазного трансформатора 18 через кабель 24 и релейный шкаф СЦБ 19. Трансформатор 18 подключён к трёхфазной линии передачи 10 кВ 16. Провода этой линии крепятся на штыревых изоляторах 48 опор 47, которые установлены параллельно железной дороге специально для линии СЦБ.

3 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Общие положения

К силовому оборудованию системы внешнего электроснабжения предприятия относятся трансформаторы 110 (35)/10 кВ, устанавливаемые в центре питания (ЦП) предприятия, и компенсирующие устройства (батареи силовых конденсаторов).

Расчеты по выбору номинальных мощностей указанного оборудования ведутся в такой последовательности [1–3]:

- определяются расчетные активная и реактивная нагрузка предприятия;
- рассчитывается суммарная мощность компенсирующих устройств (КУ);
- выбираются номинальные мощности трансформаторов ЦП.

Общая принципиальная схема электроснабжения предприятия (промышленного предприятия или железнодорожного узла) представлена на рис. 2. Объекты предприятия (цехи) получают питание от главной понизительной подстанции (ГПП). Эта подстанция получает электроэнергию по воздушной линии 35 кВ от районной подстанции (ТП) с двумя установленными трехобмоточными трансформаторами 110/35/10 кВ.

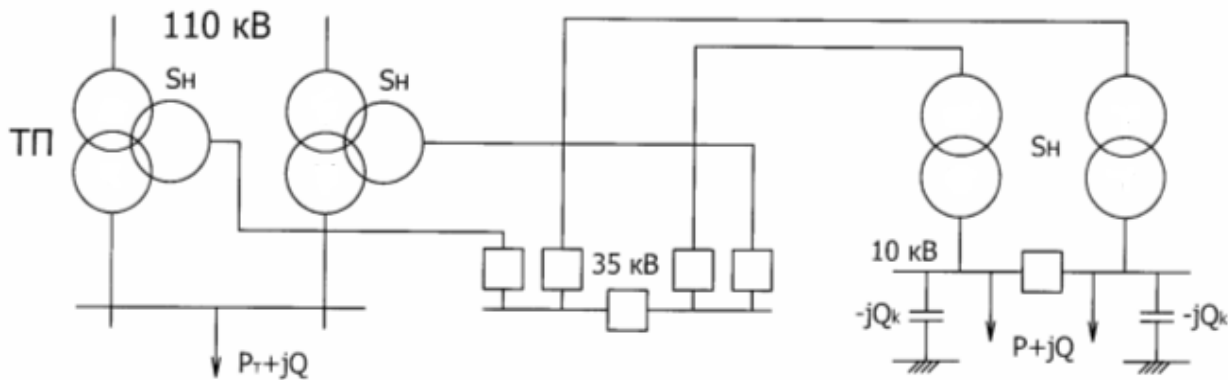


Рис. 2. Схема внешнего электроснабжения предприятия с воздушной линией напряжением 35 кВ

При проектировании необходимо определить мощность компенсирующих устройств на предприятии, выбрать мощности трансформаторов на ГПП и ТП, определить сечение проводов воздушной линии. На втором этапе выполнения работы следует рассчитать режимные показатели системы электроснабжения, улучшенные за счет установки на предприятии компенсирующих устройств.

Поскольку предприятие содержит объекты первой и второй категорий, то в его центр питания (ЦП) должен иметь два трансформатора. В равной мере это относится и к районной подстанции с трехобмоточными трансформаторами 110/35/10 кВ.

Выбор силового оборудования и сечение линий электропередач согласно [1–3] ведется по расчетной нагрузке P и Q , под которыми понимаются их максимальные средние значения за полчаса. Интервал усреднения объясняется тем, что кабельные линии малого сечения (10 и 16 мм²) нагреваются до установившейся температуры примерно за 30 минут.

Расчетные нагрузки P и Q , равно как и их номинальные значения, связаны между собой заданным в таблице П1 натуральным коэффициентом мощности $\cos\varphi_H$.

Пересчет номинальных значений нагрузок P_H и Q_H их расчетные значения, которые относятся к шинам 10 кВ предприятия ведется через усредненный коэффициент спроса K_C и коэффициент смещения максимумов K_{CM} .

Первый из них учитывает то, что не все электроприемники объектов одновременно включены и работают на свою номинальную мощность.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок по активной мощности K_{CM} – это отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения:

$$K_{CM} = P_P / \sum P_{Pi} \leq 1. \quad (1)$$

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузок отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузок узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп.

Для крупных железнодорожных станций и узлов:

$$K_{CM} = P_{PC} / \Sigma P_{PP}, \quad (2)$$

где P_{PC} – суммарная расчетная нагрузка станции или узла;

ΣP_{PP} – сумма расчетных нагрузок отдельных предприятий станции или узла.

Значение K_{CM} для крупных станций и узлов на шинах источника питания приближенно можно принимать в пределах 0,85–0,9.

Таким образом,

$$P = P_H \cdot K_C \cdot K_{CM}, \quad (3)$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi_H. \quad (4)$$

Устанавливаемые на предприятии компенсирующие устройства (КУ) снижают его полную мощность, поэтому расчет этой мощности должен предшествовать выбору мощности трансформаторов в центре питания (ЦП). Исходным параметром для расчета мощности КУ является заданное энергоснабжающей организацией экономически обоснованное значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}$.

Суммарная мощность КУ рассчитывается по формуле:

$$Q_K = Q - P \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma}. \quad (5)$$

Найденная мощность КУ может быть размещена либо на шинах 10 ЦП, в виде двух конденсаторных батарей на каждой секции подстанций, либо в виде нескольких комплектных установок на шинах 0.4 кВ понижающих подстанций на отдельных объектах предприятия (например, в цехах промышленного предприятия). В любом случае расчетная полная нагрузка ЦП должна учитывать найденную мощность:

$$S_K = \sqrt{P^2 + (Q - Q_K)^2} = \sqrt{P^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (6)$$

Здесь Q_{Σ} – недокомпенсированная реактивная нагрузка предприятия, которая будет получена из энергосистемы, так называемая «входная», экономически целесообразная реактивная мощность.

Стандартизованные номинальные мощности двух трансформаторов в ЦП (Приложение) рассчитываются на основе формулы:

$$S_H \geq 0,7 \cdot S_K . \quad (7)$$

Коэффициент 0,7 учитывает допустимую 30–40 % перегрузку оставшегося в работе трансформатора в случае выхода из работы одного из них.

3.2 Выбор номинальной мощности трансформаторов на районной подстанции

Согласно схеме внешнего электроснабжения рис. 2 по обмоткам напряжения 110 кВ трансформаторов районной подстанции протекает суммарная нагрузка районного потребителя и нагрузка S_K предприятия. Поэтому обмотка 110 кВ оказывается наиболее нагруженной и именно по ее нагрузке S_Σ выбирается мощность каждого трансформатора. При этом используется формула вида:

$$S_H \geq 0,7 \cdot S_\Sigma = 0,7 \cdot \sqrt{(P^2 + P)^2 + (Q_\Sigma - Q_s)^2} . \quad (8)$$

Поскольку коэффициенты реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ обеих нагрузок близки по величине, можно использовать упрощенную формулу:

$$S_H \geq 0,7 \cdot (S_p + S_K) . \quad (9)$$

3.3 Выбор сечения проводов воздушной линии 35 кВ

Согласно ПУЭ [2] сечения проводов линий электропередач напряжением свыше 1 кВ выбирается по экономической плотности тока. Расчет экономичного сечения ведется по формуле:

$$F_\Delta = I / j_\Delta , \quad (10)$$

где j_Δ – экономическая плотность тока,

А/мм², которая нормирована в зависимости от вида линии и материала проводника [2].

Для алюминиевых неизолированных проводов значения j_Δ находятся в пределах 1.0–1.3 А/мм², для кабельных линий – в пределах 1.2–1.6 А/мм². Для медных проводов эти значения примерно удваиваются, учитывая более высокую стоимость меди.

Сечение одной фазы двухцепной линии 35 кВ рассчитывается по выражению:

$$F_\Delta = \frac{0,5 \cdot S_k}{U_n \cdot j_\Delta \cdot \sqrt{3}} . \quad (11)$$

Для ВЛ-110 кВ расчет ведется также с заменой в знаменателе значения номинального напряжения.

3.4 Расчет режимных показателей системы электроснабжения до и после установки КУ на предприятии

Устанавливая на предприятии ранее рассчитанную мощность КУ, добиваются улучшения следующих технико-экономических показателей эксплуатации сети, расположенной между точкой присоединения КУ и электростанциями:

- снижаются потери напряжения во всех линиях электропередач и трансформаторах на всем протяжении обозначенной сети;
- как следствие уменьшения потерь напряжения, повышается его уровень на шинах 10 кВ ЦП предприятия;
- снижаются потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах сети;
- при проектировании за счет уменьшения полного тока сети (полной мощности) иногда удается уменьшить на ступень сечения проводов линий и номинальные мощности трансформаторов.

Часто не представляется возможным оценить количественно все перечисленные факторы от установки на предприятии КУ, поскольку объем рассматриваемой схемы сети ограничен шинами 110 кВ районной подстанции. Поэтому рассчитать снижение указанных потерь возможно лишь в обмотках трансформаторов районной подстанции и ЦП и в линии 35 кВ. Однако, это лишь некоторая часть общего повышения технико-экономических показателей КРМ. Чтобы получить представление о суммарном снижении потерь электроэнергии в ЭЭС за счет установки КУ мощностью, в задании дается значение коэффициента $k_{ку}$ эффективности компенсации реактивной мощности, характеризующего соотношение полного эффекта в энергосистеме и в рассчитанной ее части.

Необходимо проанализировать воздействие компенсации реактивной мощности на:

- а) снижение потерь напряжения в ВЛ-35,
- б) снижение потерь электроэнергии в двух трансформаторных группах и ВЛ-35,
- в) снижение потерь электроэнергии во всей энергосистеме посредством заданного коэффициента $k_{ку}$.

Для расчета различного вида потерь в сети нужно предварительно определить параметры схем замещения отдельных элементов.

Активное и индуктивное сопротивление одной фазы ВЛ-35 рассчитываются по формулам:

$$R = \rho l / F, \quad (12)$$

$$X = x_0 l, \quad (13)$$

где ρ – удельное активное сопротивление материала провода, Ом·мм²/км;

l – длина линии, км;

F – сечение фазы линии, мм²;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление воздушной линии, Ом/км.

Для алюминиевых проводов $\rho \approx 32$ Ом·мм²/км. Для воздушных линий электропередач индуктивное сопротивление проводов практически мало зависит от их сечений, и для цветных металлов принимается $x_0 \approx 0.4$ Ом/км.

3.4.1 Оценка повышения напряжения на шинах 10 кВ ЦП в результате установки компенсирующих устройств на предприятии

Потеря напряжения на каждом элементе электрической сети (линии электропередачи или обмотке трансформатора) рассчитывается по формуле:

$$\Delta U = (PR + QX)/U, \quad (14)$$

где P и Q – активные и реактивные мощности элементов сети с сопротивлениями R и X .

В состав схемы внешнего электроснабжения предприятия, на режим работы которой повлияет установка КУ на шинах 10 кВ ЦП, входят (рис. 2): сопротивления обмоток ВН трехобмоточных трансформаторов на районной подстанции, сопротивления линии электропередач и сопротивления обмоток трансформаторов ЦП.

С учетом установки КУ на предприятии:

$$\Delta U_K = [PR + (Q - Q_K)X]/U. \quad (15)$$

Эффект снижения потерь напряжения благодаря установке компенсации реактивной мощности:

$$\delta \Delta U_K = \Delta U - \Delta U_K = Q_K X/U. \quad (16)$$

Эффект уменьшения потерь напряжения в сети не зависит от протекающей реактивной мощности, но определяется только мощностью КУ и индуктивным сопротивлением элемента сети.

Таким образом, следует рассчитать для обмотки ВН трансформаторов районной ТП, ВЛ-35 и трансформаторов ЦП. Сумма этих величин укажет на максимальный эффект КРМ в части повышения напряжения на шинах 10 кВ центра питания предприятия. Минимальный эффект определяется лишь снижением потерь напряжения в ВЛ-35, поскольку на трансформаторах районной ТП и ЦП существует устройство регулирования коэффициентов трансформации под нагрузкой (РПН), что способно при необходимости полностью нивелировать данный эффект КРМ.

3.4.2 Оценка снижения потерь электроэнергии результате установки компенсирующих устройств на предприятии

Потеря активной мощности на каждом элементе электрической сети (линии электропередачи или обмотке трансформатора) рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = 3I^2R = (P^2 + Q^2)R / U^2. \quad (17)$$

При установке на предприятии КУ мощностью Q_K на перечисленных выше элементах системы электроснабжения потери активной мощности снизятся:

$$\Delta P_K = 3I^2R = [P^2 + (Q - Q_K)^2]R / U^2. \quad (18)$$

Эффект снижения потерь мощности в результате КРМ можно рассчитать аналогично ситуации с напряжением, определяя разницу для обозначенных трех элементов сети. Соответствующая формула для искомой разницы имеет вид:

$$\delta\Delta P_K = \Delta P - \Delta P_K = Q_K(2Q - Q_K)R / U^2. \quad (19)$$

Уменьшение потерь электроэнергии за год оценивается как:

$$\delta\Delta W_K = (\delta\Delta P_K)\tau_K, \quad (20)$$

где τ_K – время максимальных потерь годового графика реактивной нагрузки предприятия, несколько меньшее по сравнению с традиционной величиной τ . В расчетах следует принять $\tau_K = 3000$ час.

Просуммировав величины для трех элементов сети получим стоимость снижения потерь электроэнергии в системе электроснабжения за счет установки КУ. Полную стоимость эффекта в энергосистеме оценим с помощью коэффициента эффективности компенсации реактивной мощности:

$$\Delta C = \beta (\delta\Delta W_K) k_{кУ}. \quad (21)$$

3.5 Экономическая эффективность применения компенсирующего устройства

Установка КУ в системах электроснабжения носит в основном экономический характер. Дело в том, что проблемы баланса реактивных мощностей энергосистем и регулирования напряжения решаются, как правило, с помощью системных средств регулирования и компенсации. Выдача заданий предприятиям со стороны энергоснабжающих организаций в виде коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ также носить экономический характер: невыполнение этого задания сопровождается штрафными санкциями в виде повышения тарифа на дополнительно потребленную реактивную энергию. В Приложении 5

приведен нормативный документ, определяющий предельные (наибольшие) значения $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ для присоединяемых к энергосистемам потребителям электроэнергии и которые находятся в пределах 0.35–0.5.

С целью определения эффективности установки КУ на предприятии необходимо оценить:

- 1) инвестициями в установку КУ, определяемые его мощностью;
- 2) стоимостью годовых снижений потерь электроэнергии.

Инвестиции в установку КУ имеют две составляющие: стоимости собственно силовых конденсаторов и двух вводных устройств с вакуумными выключателями:

$$K_{\text{КУ}} = kQ_{\text{КУ}} + 2K_{\text{В}}, \quad (22)$$

где k – удельная стоимость конденсаторов,

$K_{\text{В}}$ – стоимость одной вводной ячейки с выключателям (см. Приложение, таблица П2).

Производственные затраты на эксплуатацию КУ имеют, строго говоря, три составляющие: стоимость годовых потерь электроэнергии в сети, амортизация оборудования КУ и отчисление на обслуживание. Однако, в рассматриваемом случае можно ограничиться только первой составляющей.

Эксплуатация КУ в течение срока службы T (лет) позволяет ежегодно снижать стоимость потерь электроэнергии. Первое представление об экономической эффективности инвестиций в установку КУ можно получить, найдя срок окупаемости инвестиций: $k_{\text{В}}$

$$T_0 = K_{\text{КУ}} / \Delta C. \quad (23)$$

Очевидно, чем меньше величина T_0 , тем эффективнее работают инвестиции. Но в условиях рыночной экономики ограничиваться только сроком окупаемости нельзя по двум причинам: не учитывается фактор процента на капитал и не оценен суммарный эффект от работы инвестиций за весь срок службы.

Срок окупаемости с учетом нормы дисконта будущих доходов от КУ рассчитывается по формуле [5]:

$$T_{\text{ОК}} = -\ln(1 - rT_0) / \ln(1+r). \quad (24)$$

Если окажется, что $T_{\text{ОК}} > T_{\text{Н}} = 8$ лет, то от установки КУ следует отказаться, поскольку для государственных инвестиций это недопустимо большой срок. Если: $T_{\text{ОК}} < T_{\text{Н}} = 8$ лет, то следует продолжить расчет экономического эффекта.

Основной критерий эффективности инвестиций – индекс их доходности (ИД), или их рентабельность. Для среднесрочных и долгосрочных инвестиций этот индекс допустимо оценивать по формуле:

$$\text{ИД} = 1/(rT_0) - 1. \quad (25)$$

где r – средняя норма дисконта будущих доходов от снижения потерь электроэнергии в энергосистеме.

Если результат больше двух, то есть в конце срока службы Т на один вложенный рубль будет в сумме получено более двух рублей, инвестиции считаются оправданными. В этом случае срок окупаемости дает инвесторам дополнительную информацию о полезности установки КУ.

4 ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для питания нетяговых потребителей применяют три типа трансформаторных подстанций (ТП): комплектные – КТП; закрытые ТП и распределительные пункты – РП; открытые ТП. Закрытые ТП и РП сооружают, как правило, на крупных ж.-д. станциях и узлах, а также в жилых поселках при них. Строительство закрытых ТП с распределительными устройствами (РУ) высокого напряжения обусловлено необходимостью приема и распределения энергии с применением АВР на масляном выключателе одного из вводов ТП или секционном выключателе. Оно может также осуществляться по архитектурно-планировочным требованиям. Открытые ТП напряжением 25 и 35 кВ предназначены для питания крупных сосредоточенных нагрузок. На таких ТП все оборудование и РУ расположены на открытых площадках, в отдельных случаях РУ низкого напряжения может находиться в зданиях. Применение открытых ТП с напряжением 25; 35/ (6 или 10) кВ может быть обусловлено необходимостью основного или резервного питания существующих распределительных сетей на крупных станциях.



Рис. 3. Комплектная трансформаторная подстанция мачтовая КТПМ

Наиболее широко используются КТП заводского изготовления различной мощности. Их применение позволяет обеспечить индустриализацию строитель-

ства и монтажа, ускоряет строительные-монтажные работы, облегчает при необходимости замену действующих КТП на КТП большей мощности. Для подключения потребителей к линиям ДПР, линиям 6 и 10 кВ продольного электро-снабжения, проложенным на опорах контактной сети и на самостоятельных опорах (столбах), разработан ряд однофазных и трехфазных КТП различной мощности.

В комплектных однофазных подстанциях типа СТП использованы трансформаторы мощностью 1,2 и 10 кВА (тип ЗНОМ-35 и ОЖМ-10/35) с напряжением во вторичной обмотке 0,23 кВ. В трехфазных подстанциях КТПМ (модернизированных), выпускаемых мощностью 25, 100, 160, 250 и 400 кВА, применены трансформаторы ТМ соответствующей мощности с напряжением во вторичной обмотке 0,23 кВ (для мощности 25 кВА) и 0,4/0,23 кВ – для остальных.

В линиях 6 и 10 кВ устанавливают однофазные столбовые и модернизированные подстанции (в т. ч. подъемно-опускные): СТП-1,25 (трансформатор ОМ-1,25/6-10), КТП-ПМ-1,25 (ОМ-1,25/6-10), КТПМ-4 и КТПМ-10 (ОМ-4 и 10/6-10). На трехфазных линиях применяют КТП мощностью 25, 40, 63, 100, 160, 250 кВ-А (с трансформаторами типа ТМ соответствующих мощностей), а также модернизированные подстанции мощностью 250, 400, 630 кВ А. Все трансформаторы имеют во вторичной обмотке напряжение 0,4/0,23 кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции используются как на промышленных предприятиях, так и в коммунальных сетях населенных пунктов. Основным их достоинством считается надежность в работе и относительная дешевизна. Стоят КТП в два, а иногда в три раза дешевле обычных трансформаторных станций. Производится это электрооборудование по особой технологии с точным соблюдением нормативов, предусмотренных ГОСТами. Поэтому при необходимости такую подстанцию можно подобрать абсолютно для любой линии.

Виды КТП. По месту установки комплектные трансформаторные подстанции классифицируются собственно на КТП и КТПН. Блоки первой разновидности устанавливаются внутри помещений. Такие подстанции обычно используются на производстве. КТПН чаще применяются в коммунальных сетях. Габариты подстанции обоих видов могут иметь разные. Под большие установки устраивается фундамент. Подстанция КТП Подстанция КТП может иметь разную мощность и назначение. По этому признаку такое оборудование подразделяется на следующие категории: КТП с трансформаторами мощностью от 25 до 400 кВт. Такие станции устанавливаются снаружи. Реклама КТП для промышленных предприятий. Этот вариант комплектуется трансформаторами, имеющими мощность от 160 до 250 кВт.

Сборные КТП. КТП специального назначения. Такие конструкции могут использоваться в шахтах, на стройплощадках, в карьерах и т. д. В их конструкцию входит такой элемент, как салазки для передвижения. По способу сборки станции этого типа подразделяются на мачтовые, наземные и встроенные. Первая разновидность устанавливается на вертикальных опорах. Наземные станции могут собираться в металлических, бетонных или сэндвич корпусах.

Основные элементы конструкции КТП Собирается подстанция КТП на производстве с использованием следующих основных элементов: устройства ввода высокого напряжения; масляного или сухого силового трансформатора; распределительного шкафа для отвода напряжения. Корпус подстанции, в зависимости от назначения и группы исполнения, может изготавливаться из металла, бетона или сэндвич-блоков. Комплектные трансформаторные подстанции КТП.

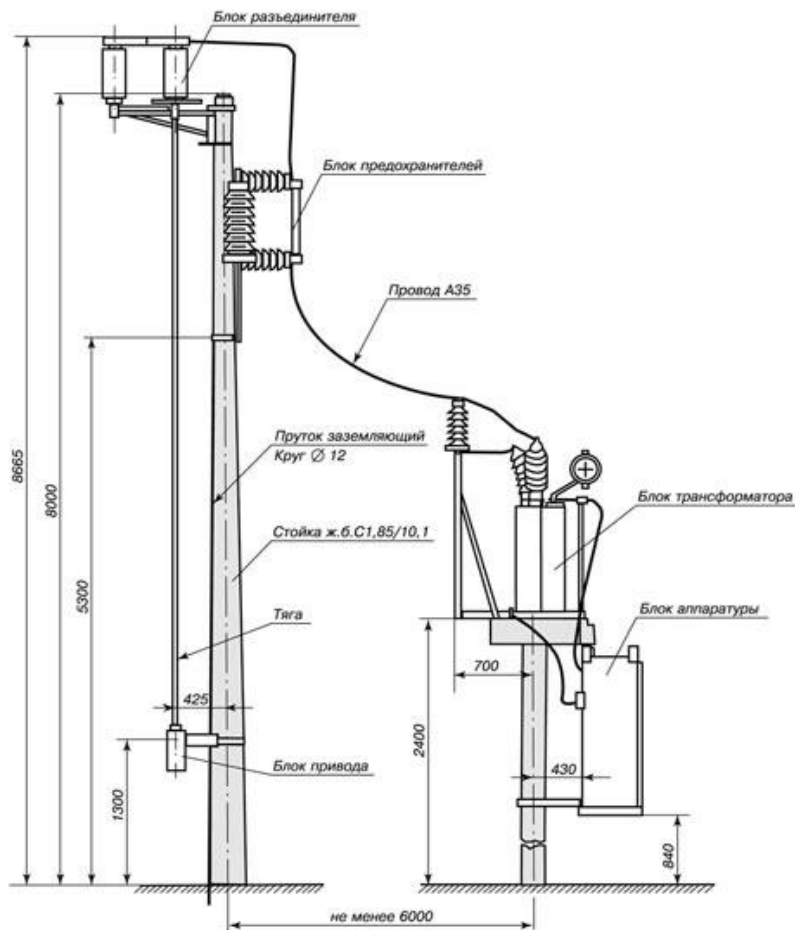


Рис. 4. КТПМ-25(100)/27,5/0,4- подстанции трехфазного переменного тока частотой 50Гц, мощностью 25 кВА или 100 кВА, напряжением 27,5 кВ

Подстанции предназначены для электроснабжения линейных железнодорожных потребителей.

Конструкция устройства и типы устанавливаемого оборудования КТПМ

Конструктивно КТПМ состоит из:

- устройства со стороны высшего напряжения – шкаф высоковольтный (УВН);
- силового трансформатора - ТМ или ТМГ;
- распределительного устройства со стороны низшего напряжения – РУНН.

РУВН, РУНН и силовой трансформатор расположены на общей станине, имеющей монтажное основание для установки подстанции. Устройство высшего напряжения УВН представляет собой шкаф с дверью, закрывающейся оригинальным замком, входящим в систему блокировки. На корпусе шкафа в верхней части располагаются штыревые высоковольтные изоляторы для подключения через разъединитель типа РЛНД к воздушной линии высшего напряжения, ограничители перенапряжения, установлена рама со штыревыми изоляторами отходящих воздушных линий 0,4 кВ. На крыше шкафа смонтированы проходные изоляторы, подключенные к высоковольтным предохранителям, расположенным внутри шкафа. Нижние основания предохранителей шинами соединены с высоковольтными выводами первичной обмотки силового трансформатора.

Распределительное устройство со стороны низшего напряжения может быть реализовано в двух вариантах:

- с автоматическими выключателями;
- с предохранителями.

Двухдверная конструкция шкафа РУНН обеспечивает безопасность обслуживания при оперировании рукоятками коммутационной аппаратуры. В шкафу располагается также аппаратура учёта (трансформаторы тока, счётчик, испытательная коробка) и при необходимости, ограничители перенапряжения.

Отходящие линии 0,4 кВ могут быть как кабельными, так и воздушными. Конструкция КТПМ рассчитана на установку силового трехфазного двухобмоточного трансформатора с естественным масляным охлаждением серии ТМ или ТМГ.

В КТПМ предусмотрены:

а) Защиты:

- от атмосферных перенапряжений;
- от перегрузки и коротких замыканий линий 0,4 кВ.

б) Блокировки:

– предотвращающие открывание двери шкафа УВН при отключенных заземляющих ножах разъединителя 6(10) кВ.

В комплект поставки входят:

- 1 Шкаф УВН и шкаф РУНН, смонтированные на раме;
- 2 Силовой трансформатор ТМ или ТМГ;
- 3 Ограничители перенапряжения (разрядники) 6(10) кВ;
- 4 Счетчик (по согласованию);
- 5 Комплект монтажных частей (согласно ведомости);
- 6 Комплект штыревых изоляторов 6(10) кВ и 0,4 кВ.

Монтаж КТП Установку станций этого типа обычно выполняют специалисты того же предприятия, на котором они были изготовлены. Площадка перед монтажом тщательно подготавливается. Далее производится разметка под основание станции – фундамент либо опорные швеллера. Небольшая подстанция КТП может быть доставлена на место установки уже в собранном виде. Крупное оборудование этого типа подвозят по частям – блоками. Собирают их уже на месте монтажа. Трансформаторные подстанции ктп производство После

возведения основания приступают собственно к установке станции. Шкафы поднимают с применением автокрана. В случае отсутствия подобной техники пользуются специальными катками, изготовленными из толстых стальных труб. Для подъема распределительных устройств применяют инверторные стропы, закрепленные на концах опорных швеллеров

После того как подстанция КТП будет установлена на основание, приступают к подключению электрооборудования.

Этот этап состоит из таких операций, как присоединение выводов трансформаторов к РУ, сборка воздушных и кабельных линий и т. д. После окончания этих работ в обязательном порядке проверяются надежность всех болтовых соединений, исправность механических блокировок, аппаратов и приборов. Также внимательно осматривается изоляция с целью выявления возможных повреждений.

Монтаж комплектных трансформаторных подстанций КТП из нескольких блоков. В данном случае установка производится примерно по той же методике. Однако при монтаже КТП, состоящих из нескольких основных частей, помимо всего прочего, следует соблюдать порядок сборки блоков. Первым устанавливаются крайние. Далее монтируют блоки поочередно. Перед подъемом с каждого из них снимают заглушки, закрывающие выходящие наружу концы шин. После установки блоков шины системы заземления привариваются к опорным швеллерам.

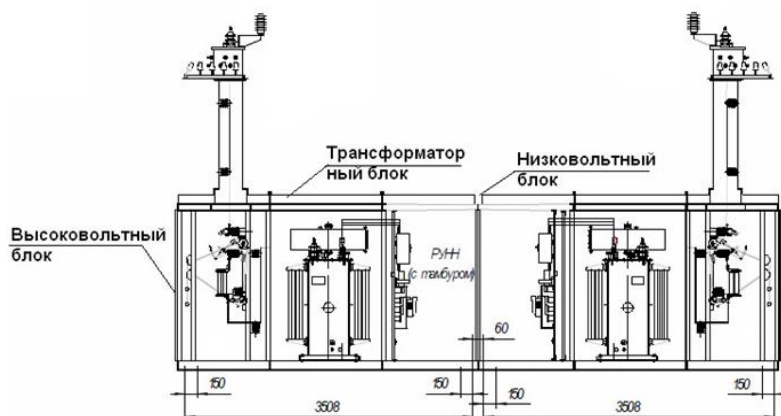


Рис. 5. Комплектная трансформаторная блочная подстанция

Особенности подключения к сети

Схему питания подстанция КТП может иметь радиальную или магистральную.

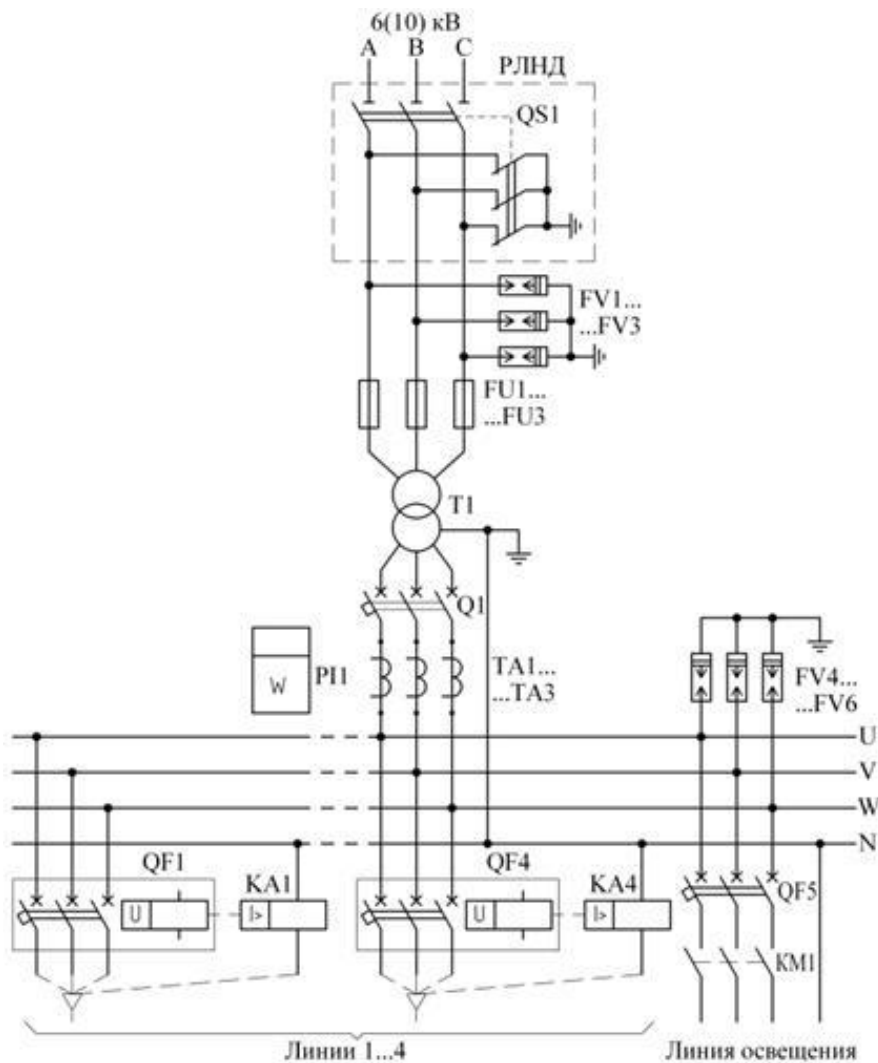


Рис. 6. Схема электрическая принципиальная главных цепей типовой мачтовой трансформаторной подстанции КТПМ

В первом случае при подключении по принципу блок – линия – трансформатор допускается применять глухое соединение с ТМ. Если схема питания у станции магистральная, предварительно устанавливается шкаф УВН. При мощности трансформаторов в 1000–1200 кВт к одной магистрали обычно присоединяют 2-3 КТП. Если этот показатель меньше, используется 3–4 станции. Производство подстанций КТП Правила, которые необходимо соблюдать Производиться монтаж подстанции КТП должен с обязательным соблюдением следующих нормативов: Устанавливаться станция может на высоте не более 1000 м над уровнем моря. Температура окружающего воздуха должна соответствовать нормативам, предусмотренным для данной конкретной модели. Этот параметр указывается в инструкции (обычно от -40 до +40 гр.). В непосредственной близости от станции не должно находиться никаких взрывоопасных или химически активных веществ. Установленное оборудование не должно подвергаться тряске, ударам или вибрации. Особенности эксплуатации Основным оборудованием, требующим периодического обслуживания в подстанции, является аппаратура распределительных щитов и собственно сам силовой транс-

форматор. При эксплуатации КТП следует соблюдать такие нормативы: Ток нагрузок не должен превышать указанные в инструкции показатели. В станции с двумя трансформаторами, к примеру, он не должен быть выше 80% от номинального. Необходим периодический контроль нормальной циркуляции масла через фильтр. Проверка выполняется по степени нагрева верхней части кожуха. Оксидную пленку и шлам с контактной системы следует удалять не реже одного раза в год.

5 РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ НА ТРАНСПОРТЕ И В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

5.1 Качество электроэнергии

В любой электрической сети показатели качества электрической энергии (ПКЭ) в силу изменения нагрузки не остаются постоянными. В связи с этим Международный совет по стандартизации, метрологии и сертификации принял в качестве официального документа ГОСТ 32144-2013, определяющий показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц.

Под системой электроснабжения общего назначения понимается совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей (приемников электрической энергии).

Согласно требованиям стандарта качество электрической энергии определяется качеством частоты и напряжения.

Качество частоты представляется отклонением частоты напряжения Δf . Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы: нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

Качество напряжения оценивается следующими параметрами.

Отклонением напряжения, которое характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения. Приняты следующие нормы: нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ± 5 и ± 10 % от номинального.

Названные показатели в точках общего присоединения устанавливаются в договорах.

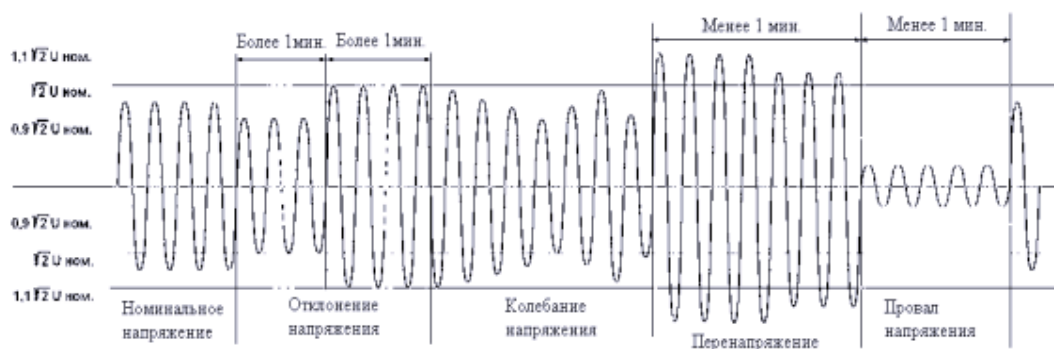


Рис. 7. График синусоидального напряжения с различными характеристиками

Влияние отклонения напряжения на работу электрооборудования:

- Технологические установки:
 - При снижении напряжения существенно ухудшается технологический процесс, увеличивается его длительность. Следовательно, увеличивается себестоимость производства.
 - При повышении напряжения снижается срок службы оборудования, повышается вероятность аварий.
 - При значительных отклонениях напряжения происходит срыв технологического процесса.
- Освещение:
 - Снижается срок службы ламп освещения, так при величине напряжения $1,1 \cdot U_{ном}$ срок службы ламп накаливания снижается в 4 раза.
 - При величине напряжения $0,9 \cdot U_{ном}$ снижается световой поток ламп накаливания на 40 % и люминесцентных ламп на 15 %.
 - При величине напряжения менее $0,9 \cdot U_{ном}$ люминесцентные лампы мерцают, а при $0,8 \cdot U_{ном}$ просто не загораются.
- Электропривод:
 - При снижении напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя на 15 % момент снижается на 25 %. Двигатель может не запуститься или остановиться.
 - При снижении напряжения увеличивается потребляемый от сети ток, что влечёт разогрев обмоток и снижение срока службы двигателя. При длительной работе на напряжении $0,9 \cdot U_{ном}$ срок службы двигателя снижается вдвое.
 - При повышении напряжения на 1 % потребляемая двигателем реактивная мощность увеличивается на 3...7 %. Снижается эффективность работы привода и сети.

Колебанием напряжения, которое характеризуются размахом изменения напряжения δU_t и дозой фликера P_t .

Предельно допустимые значения размаха изменения напряжения δU_t в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения нормируются в зависимости от частоты повторения и составляют ± 10 % от номинального напряжения.

Источниками колебаний напряжения являются мощные электроприёмники с импульсным, резкопеременным характером потребления активной и реактивной мощности: дуговые и индукционные печи; электросварочные машины; электродвигатели при пуске.

Влияние колебаний напряжения на работу электрооборудования:

Отклонения напряжения, усугублённые резкопеременным характером, ещё более снижают эффективность работы и срок службы оборудования. Вызывают брак продукции. Способствуют отключению автоматических систем управления и повреждению оборудования. Так, например, колебания амплитуды и, в большей мере, фазы напряжения вызывают вибрации электродвигателя, приводимых механизмов и систем. В частности, это ведёт к снижению усталостной прочности трубопроводов и снижению срока их службы. А при размахах колебаний более 15 % могут отключаться магнитные пускатели и реле. Не менее опасна, вызываемая колебаниями напряжения, пульсация светового потока ламп освещения. Её восприятие человеком – *фликер* – утомляет, снижает производительность труда и, в конечном счёте, влияет на здоровье людей. Мера восприятия человеком пульсаций светового потока – доза фликера. Наиболее раздражающее действие фликера проявляется при частоте колебаний 8,8 Гц и размахах изменения напряжения $\delta U_t = 29\%$. Причём, при одинаковых колебаниях напряжения отрицательное влияние ламп накаливания проявляется в значительно большей мере, чем газоразрядных ламп.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{St} равно 1,38 (интервал наблюдения – 10 мин), а для длительной дозы фликера P_{Lt} при тех же колебаниях напряжения равно 1,00.

Фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Несинусоидальностью напряжения, которая характеризуется коэффициентами искажения синусоидальности кривой напряжения k_U и n -й гармонической составляющей напряжения $k_{U(n)}$.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения этих коэффициентов регламентируется стандартом.

Несимметрией напряжения, которая характеризуется коэффициентами несимметрии напряжения по обратной последовательности k_{2U} и несимметрии напряжения по нулевой последовательности k_{0U} .

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2 и 4 % соответственно.

По нулевой последовательности к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента также равны 2 и 4 % соответственно.

Влияние несимметрии напряжений на работу электрооборудования:

- В электрических сетях возрастают потери электроэнергии от дополнительных потерь в нулевом проводе.
- Однофазные, двухфазные потребители и разные фазы трёхфазных потребителей электроэнергии работают на различных не номинальных напряжениях, что вызывает те же последствия, как при отклонении напряжения.
- В электродвигателях, кроме отрицательного влияния не симметричных напряжений, возникают магнитные поля, вращающиеся встречно вращению ротора.
- Общее влияние несимметрии напряжений на электрические машины, включая трансформаторы, выливается в значительное снижение срока их службы.

Мероприятия по снижению несимметрии напряжений:

1 Применение устройства симметрирования напряжений

Это наиболее эффективное мероприятие, но оно требует творческого подхода при проектировании электроустановок и решительности при эксплуатации.

2 Применение симметрирующих устройств.

Сопровождающие в фазах симметрирующего устройства (СУ) подбираются таким образом, чтобы компенсировать ток обратной последовательности, генерируемый нагрузкой как источником искажения. Применение симметрирующих устройств сопровождается дополнительными капитальными затратами на их приобретение и монтаж, затратами на обслуживание и эксплуатацию.

Провалом напряжения, который характеризуется длительностью провала напряжения Δt_n , для него установлена следующая норма: предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с.

Для других сетей провал напряжения определяется выдержками времени защиты и автоматики.

Причинами провалов напряжения является срабатывание средств защиты и автоматики при отключении грозовых перенапряжений, токов короткого замыкания (КЗ), а также при ложных срабатываниях защит или в результате ошибочных действий оперативного персонала. ГОСТ не нормирует провал напряжения, он ограничивает его продолжительность 30-ю секундами. Правда, эти явления, длительностью больше 30 секунд, практически не случаются – напряжение уже не восстанавливается.

Импульсное перенапряжение.

Импульсом напряжения, который характеризуется показателем импульсного напряжения $U_{имп}$ называется резкое повышение напряжения длительностью менее 10 миллисекунд. Значения импульсного напряжения для грозовых и коммутационных импульсов приведены в стандарте. Импульсные перенапряжения возникают при грозовых явлениях и при коммутациях оборудования (трансформаторы, двигатели, конденсаторы, кабели), в том числе при отключе-

нии токов КЗ. Величина импульса перенапряжения зависит от многих условий, но всегда значительна и может достигать многих сотен тысяч вольт

Временным перенапряжением, которое характеризуется коэффициентом временного перенапряжения $k_{перU}$. Значения временного перенапряжения определены стандартом.

Если в течение 95 % времени суток (22 ч 48 мин), в которые осуществляется контроль качества электрической энергии, значение ПКЭ не выходит за пределы нормального, а остальные 5 % времени (1 ч 12 мин) не превышает предельно допустимого, качество электроэнергии считается удовлетворительным.

В системе тягового электроснабжения переменного тока важнейшими показателями качества электрической энергии являются отклонение напряжения и коэффициенты несимметрии напряжений по обратной последовательности, искажения синусоидальности формы кривой напряжения и n-й гармонической составляющей напряжения.

В наибольшей степени изменение показателей напряжения проявляется в контактной сети, взаимодействующей с электрическим локомотивом.

5.2 Мероприятия по энергосбережению и снижению потерь

Мероприятия по энергосбережению и снижению потерь включают:

– организационные – практические не требуют дополнительных денежных средств для внедрения;

– технические – требуют дополнительных капитальных вложений и подразделяются на три подгруппы:

а) с целевым эффектом снижения потерь – внедряются специально для снижения потерь;

б) с сопутствующим эффектом снижения потерь – внедряются, как правило, с целью развития электрических сетей;

в) по совершенствованию учета электроэнергии.

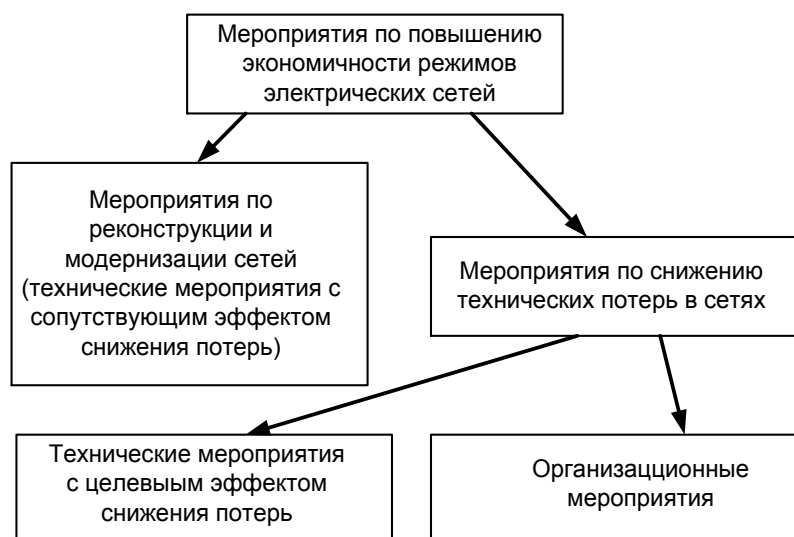


Рис. 8. Этапы мероприятий по экономии электроэнергии

К организационным мероприятиям относятся: оптимизация режимов работы электрических сетей по напряжению и реактивной мощности, оптимизация рабочих схем сетей и совершенствование уровня технического обслуживания электрических сетей.

К техническим мероприятиям с целевым эффектом снижения потерь относятся мероприятия, связанные с установкой дополнительного оборудования с целью сокращения потерь. К ним можно отнести: компенсацию реактивной мощности, регулирование потоков мощностей в замкнутых сетях с помощью установки устройств продольной компенсации и регулировочных трансформаторов.

К техническим мероприятиям с сопутствующим эффектом снижения потерь относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей, обеспечивающее снижение потерь.

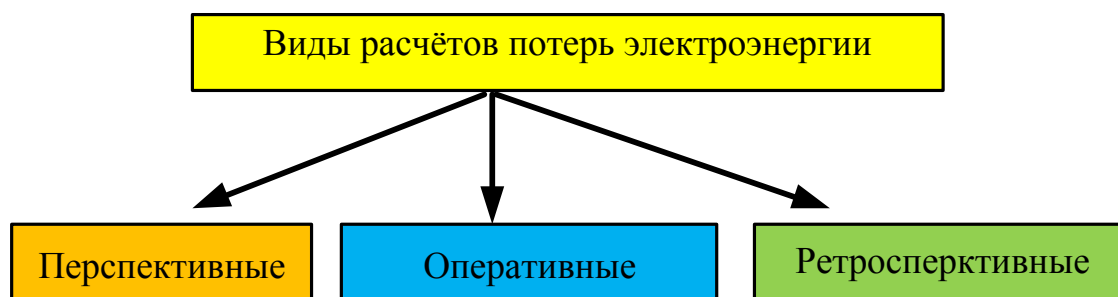


Рис. 9. Виды расчётов потерь электроэнергии

Комплексная система организации работы по экономии электрической энергии состоит из четырех основных, увязанных между собой этапов работы представленных на рис. 10 .

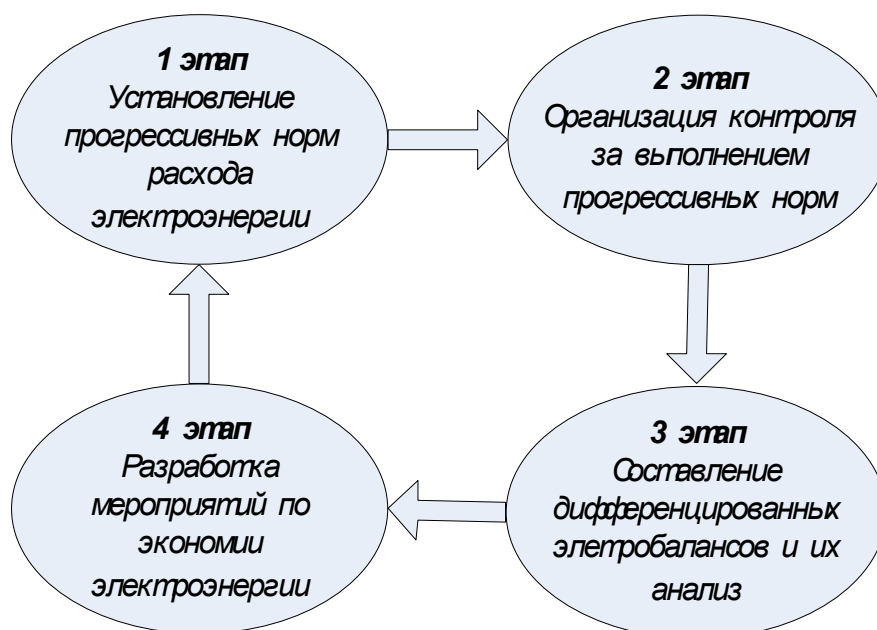


Рис. 10. Этапы мероприятий по экономии электроэнергии

Первый этап работы включает в себя установление внутрицеховых технически обоснованных норм расхода электроэнергии. При этом должны быть установлены не только общецеховые нормы расхода энергии, но и нормы расхода энергии различного вида цехового оборудования.

Второй этап работы предусматривает массово-разъяснительную работу в цехах и организацию систематического оперативного контроля за ходом выполнения установленных цеховых норм. Задачами этого этапа работы является доведение новых норм до рабочих мест, мобилизация и организация цехового персонала на их выполнение. С другой стороны, на этом этапе работы осуществляется оперативный контроль за расходом энергии по рабочим местам, цехам и отделам.

Выявляется оборудование, не укладывающееся в нормы, и принимаются меры к устранению и предотвращению перерасхода энергии. Также выявляется оборудование работающее с удельными расходами ниже установленных норм и устанавливаются причины его экономичной работы. На этом же этапе работы накапливаются статистические данные, необходимые для последующего составления цеховых электробалансов.

Третий этап работы – составление и анализ дифференцированных электробалансов по видам цехового оборудования, а затем и по цехам в целом. На этом этапе работы, используя данные оперативного контроля, дифференцируется и анализируется расход электроэнергии по статьям расхода и очагам потерь.

Четвертый этап работы – разработка штанов мероприятий по экономии электроэнергии. На этом этапе работы на основе изучения прогрессивных показателей энергоиспользования, установленных в процессе оперативного контроля, и на основе анализа дифференцированных электробалансов намечаются конкретные мероприятия по снижению расхода энергии. В тех-плане указывается наименование мероприятия, срок его реализации и эффективность.

Данные оперативного контроля, результаты анализа фактических дифференцированных электробалансов цехов и техплан мероприятий по экономии энергии, – являются той технической основой, которая обеспечивает по истечении каждого квартала или полугодия возможность установления новых прогрессивных цеховых норм удельного расхода электроэнергии.

Оптимизация режимов электрических сетей включает в себя следующие меры.

- Оптимизация уровня рабочего напряжения сети. При этом на ряде предприятий гораздо более целесообразно отказаться от низковольтного питания и выполнить глубокий ввод высокого напряжения непосредственно на производственную площадку, в цех или в здание. При этом снижаются потери электроэнергии в кабельных токопроводах и улучшается качество электроэнергии.

- Определение оптимальных режимов потребления реактивной мощности позволяет принять решение об установке у потребителя компенсирующих устройств и разгрузить магистральную питающую сеть от протекания реактивной составляющей тока.

– Оптимизация режимов работы трансформаторов на двух и более трансформаторных подстанциях позволяет принять решение об отключении части трансформаторов в период минимума графика нагрузки. Это позволяет уменьшить потребление тока намагничивания на трансформаторных подстанциях.

– Выравнивание загрузки фаз линий сети позволяет уменьшить величину тока в нулевом проводнике трёхфазной низковольтной сети и связанные с этим потери электроэнергии.

Мероприятия по реконструкции сети включают следующие.

1 Замена существующих проводов линий и трансформаторов подстанций позволяет увеличить мощность и электропроводность сети.

2 Строительство новых линий и трансформаторных подстанций позволяют сократить длину низковольтных сетей и оптимизировать схему распределения электроэнергии.

3 Увеличение номинального напряжения сети позволяет обеспечить передачу большей мощности с сокращением потерь электроэнергии и проводниковых материалов.

Повышение уровня эксплуатации сети также способствует снижению потерь электроэнергии. Задача данного мероприятия состоит в снижении времени производства ремонтов и профилактических работ за счет:

– совмещение работ на последовательно включенных элементах;
– составление оптимального технологического графика проведения работ и его осуществление.

Уменьшение сопротивления токопроводов может быть достигнуто путём:

– сокращением длины низковольтных токопроводов при оптимальной конфигурации сети и рациональном размещении распределительных устройств;
– уменьшения активного сопротивления токопроводов при увеличении сечения проводников;

– уменьшением индуктивного сопротивления токопроводов переходом с воздушных на кабельные линии;

– применением замкнутых схем параллельно питания распределительных устройств.

Уменьшение входного сопротивления источников питания достигается:

– выбором более мощных трансформаторов;
– уменьшением сопротивления высоковольтных токопроводов.

Сокращением длины низковольтных токопроводов на предприятии, станции или в депо достигается подбором групп электроприёмников, определением их центра нагрузок при оптимальной конфигурации сети и рациональном размещении распределительных устройств. При этом необходимо стремиться расположить источник питания (понижительную подстанцию) как можно ближе к центру нагрузки предприятия. Это достигается устройством «глубоких вводов» высокого напряжения на цеховую или деповскую подстанцию.

При определении конфигурации сети и числа понизительных подстанций необходимо сопоставить капитальные затраты на установку дополнительных подстанций с затратами на устройство протяжённых магистральных низковольтных линий и потерями в них электроэнергии, а также снижения качества электроэнергии при максимальной нагрузке.

Увеличение проводимости сети и снижение потери электроэнергии в отдельных случаях может быть достигнуто применением замкнутых схем параллельно питания распределительных устройств.

Например, если две линии одинакового сечения включить на концах по замкнутой схеме с устройством соединительной перемычки, то при таких же потерях напряжения возможность передачи мощности системы возрастёт в четыре раза. При этом возникает возможность полнее использовать ресурсы линий путём выравнивания графика нагрузки при питании значительного количества электроприёмников. К недостаткам этого метода относится необходимость усложнения автоматики и токовых защит линий.

Одним из мероприятий по снижению потерь электроэнергии у потребителей с нагрузками преимущественно асинхронных электродвигателей является поддержание номинального напряжения в сети 0,4 кВ. При снижении напряжения питания у асинхронного электродвигателя значительно возрастает потребление электроэнергии и уменьшается момент на валу. При повышении уровня напряжения на 5 % нагрузочные потери активной мощности снижаются примерно на 9 %.

Поскольку низковольтные распределительные сети электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с рабочим напряжением 380/220 В работают по четырёхпроводной системе TN C или TN-C-S с использованием для протекания рабочего тока нулевого проводника потери электроэнергии возникают как от протекания тока первой последовательности, ток и от нулевой последовательности. В низковольтной сети потери электроэнергии можно разделить на потери в фазных и в нулевых проводниках.

При питании от трёхфазной сети однофазных нагрузок подключённых на линейное или фазное напряжение возникает несимметрия тока в фазах по абсолютному значению и по углу сдвига между током и напряжением соответствующих фаз. В результате этой амплитудно-фазовой несимметрии в нулевом проводнике четырёхпроводной сети протекает суммарный ток нулевой последовательности всех фаз создающий дополнительные потери электроэнергии. Величина этого тока может достигать и даже превышать величину тока в фазных проводниках. При несимметричной нагрузке фаз в нулевом проводе возникают значительные дополнительные потери энергии и этот проводник оказывается наиболее слабым и быстро нагреваемым элементом сети. Часто ток в нуле лишь незначительно меньше чем в фазах. Вследствие этого для питания несимметричных и однофазных нагрузок наиболее целесообразно выбирать четырёхжильные кабели с равным сечением всех жил.

Основными энергосберегающими мероприятиями могут явиться следующие.

- Применение энергоэкономичных светильников, оптимизация выбора систем освещения и технологического оборудования.
- Повышение электропроводимости низковольтных кабельных линий;
- Оптимизация конфигурации низковольтной распределительной сети с сокращением длины проводников.
- Симметрирование нагрузки по фазам трёхфазной сети 380/220 В.
- Оптимизация работы систем отопления, кондиционирования, утепление зданий, герметизация дверных и оконных проёмов.
- Соблюдение режима освещения учебных, производственных, служебных помещений и территории.
- Оптимизация работы электроустановок на производственных участках.
- Освещение с интеллектуальной системой управления.
- Комплексная система учёта и потребления энергоресурсов.
- Внедрение автоматизированных тепловых пунктов.
- Компенсация реактивной мощности.

5.3 Компенсация реактивной мощности

Большинство электроприемников (двигатели, электромагнитные устройства, осветительное оборудование и др.), а также средства преобразования электроэнергии (трансформаторы, различные типы преобразователей), в силу своих физических свойств требуют для работы кроме активной энергии, однонаправлено поступающей из сети в электроприемник, некоторой реактивной мощности (РМ), которая в течение половины периода основной частоты сети направлена в сторону электроприемника, а в другую половину периода - в обратную сторону. Несмотря на то, что на выработку РМ, активная мощность, а следовательно, и топливо непосредственно не расходуется, ее передача по сети вызывает затраты активной энергии, которые покрываются активной энергией генераторов (за счет дополнительного расхода топлива). Кроме того, передача РМ дополнительно загружает электрические сети и установленное в них щитовое оборудование (в первую очередь силовые трансформаторы), отнимая некоторую часть их пропускной способности.

В результате сеть загружается на 25 % больше, а потери в ней становятся на 55 % больше по сравнению с режимом передачи только активной энергии. В то же время, реактивная энергия может производиться непосредственно на месте потребления. Подобная практика широко распространена во всем мире и известна под термином «**компенсация реактивной мощности**» (КРМ) – одного из наиболее эффективных средств обеспечения рационального использования электроэнергии.

Уменьшение потерь активной энергии, обусловленных перетоками РМ, является одним из основных энергосберегающих мероприятий для системы электроснабжения, существенно влияющим на уровень технологических транспортных потерь распределительных сетей.

В общем случае, в энергосистемах для КРМ применяются синхронные компенсаторы и электродвигатели, а так же конденсаторные установки (КУ).

Синхронные компенсаторы могут работать в режиме генерирования (режим возбуждения) и в ограниченном диапазоне потребления РМ (недовозбуждение). Большие единичные мощности (МВ·А) и худшие по сравнению с КУ технико-экономические показатели, особенно в диапазоне небольших (до 10 МВ·А) мощностей компенсации, практически исключают использование в сетях подавляющего числа предприятий синхронных компенсаторов.

Синхронные электродвигатели (СД) в режиме перевозбуждения также способны генерировать РМ, величина которой, определяется загрузкой СД по активной мощности. Как показывают исследования, учет зависимости стоимости годовых потерь электроэнергии, обусловленной генерацией РМ и влияние на компенсационную мощность загрузки СД, делает использование для КРМ низковольтных СД любой мощности, а также высоковольтных СД мощностью до 1600 кВт не экономичным.

В тоже время, поскольку системы КРМ для снижения потерь, вызываемых перетоком РМ, необходимо располагать как можно ближе к нагрузке, КУ являются наиболее распространенным средством КРМ именно в промышленных системах электроснабжения. На сегодняшний день в сетях отечественных потребителей для КРМ установлено порядка 30 млн.квар конденсаторов, из которых 18–20 млн.квар включаются и отключаются вручную. При этом доля низковольтных (до 1 кВ) конденсаторов составляет 75–80 % от общего объема.

Такое широкое применение конденсаторных установок, как для индивидуальной, так и для групповой компенсации, объясняется их преимуществами по сравнению с другими существующими способами КРМ.

Преимущества использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

– небольшие, практически постоянные в зоне номинальной температуры окружающей среды, удельные потери активной мощности конденсаторов, не превышающие 0,5 Вт на 1 квар компенсационной мощности, т. е. не более 0,5 % (для сравнения: в синхронных компенсаторах это значение достигает 10 % номинальной мощности компенсатора, а в СД, работающих в режиме перевозбуждения – до 7 %). Использование в качестве компенсирующих устройств синхронных двигателей может привести к отрицательному эффекту – затраты активной энергии на компенсацию могут превысить экономию от снижения затрат на реактивную энергию.

- отсутствие вращающихся частей;
- простота монтажа и эксплуатации;
- относительно невысокие капиталовложения;
- большой диапазон подбора требуемой мощности; возможность установки в любых точках электросети, бесшумность работы и т. д.

Кроме того, в отличие от компенсаторов и синхронных двигателей, КРМ с помощью фазовых конденсаторов позволяет расширить функциональные возможности устройств компенсации. Так, фильтрокомпенсирующие КУ

(ФКУ) одновременно осуществляют КРМ и частичное подавление присутствующих в компенсируемой сети гармоник, искажающих синусоидальность напряжения, а симметрирующие установки на базе конденсаторных батарей с различными по емкости плечами, при соответствующем конструктивном исполнении, позволяют производить одновременно КРМ и симметрирование нагрузки сети.

С помощью конденсаторных установок возможны следующие виды компенсации реактивной мощности:

- Индивидуальная (нерегулируемая) – КУ размещаются непосредственно у электроприемников и коммутируются одновременно с ними.
- Групповая (также нерегулируемая). Применяется при КРМ нескольких индуктивных нагрузок, присоединенных к одному распределительному устройству с общей КУ.
- Централизованная (как правило, регулируемая). Для узлов нагрузки с широким диапазоном изменения потребления РМ.

Комплектные КУ изготавливаются из отдельных, расположенных в металлических шкафах, силовых компенсационных модулей, конструкция которых обеспечивает взаимозаменяемость идентичных элементов установки. Сборка комплектных конденсаторных установок производится на предприятии-изготовителе, а на месте их размещения - только монтаж и подключение шкафов. АКУ небольшой единичной мощности выпускаются в настенном исполнении. Размещать КУ лучше всего вблизи распределительного щита, т.к. в этом случае упрощается их присоединение. При соблюдении требований ПУЭ автоматические конденсаторные установки можно устанавливать непосредственно в производственных помещениях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Выбор силового оборудования и режимных параметров электрической сети в системе электроснабжения предприятия: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / И. Н. Ковалев. – Ростов н/Д : ФГБОУ ВО РГУПС, 2011.
- 2 Руководство по оценке эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия / А. Н. Дмитриев, И. Н. Ковалев, Ю. А. Табунщиков, Н. В. Шилкин. – Москва : АВОК- ПРЕСС, 2005. – 120 с.
- 3 Правила устройства электроустановок. – Москва : Главэнергонадзор, 2000. – 607 с.
- 4 Электропитание устройств железнодорожной автоматики, телемеханики и связи : учебник для вузов ж.-д. транспорта / В. В. Сапожников, Н. П. Ковалев, В. А. Кононов [и др.] ; под редакцией В. В. Сапожникова. – Москва : Маршрут, 2005.
- 5 Электроснабжение нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. Устройство, обслуживание, ремонт : учебное пособие / Под редакцией В. М. Долдина. – Москва : ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2010. – 304 с.

Учебное издание

Попова Наталия Андреевна
Дынькин Борис Евгеньевич
Мрыхин Станислав Дмитриевич
Осипова Анна Ивановна

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ
ТРАНСПОРТНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Печатается в авторской редакции
Технический редактор К. И. Гамзаева

Подписано в печать 30.12.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 2,09. Тираж экз. Изд. № 50130. Заказ .

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Ростовский государственный университет путей сообщения»
(ФГБОУ ВО РГУПС)

Адрес университета: 344038, г. Ростов н/Д, пл. Ростовского Стрелкового Полка
Народного Ополчения, д. 2, www.rgups.ru