

РОСЖЕЛДОР

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

Н.А. Попова

**ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Учебно-методическое пособие
для практических занятий

Ростов-на-Дону
2016

УДК 621.331: 621.311.031(07) + 06

Рецензент – кандидат технических наук, доцент В.А. Осипов

Попова, Н.А.

Электропитание и электроснабжение нетяговых потребителей: учебно-методическое пособие для практических занятий / Н.А. Попова; ФГБОУ ВО РГУПС. – Ростов н/Д, 2016. – 20 с.: ил. – Библиогр.: с. 15.

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

Предназначено для студентов 3–5-го курса всех форм обучения по специальности 230505 «Системы обеспечения движения поездов», специализации «Электроснабжение железных дорог», при выполнении практических работ и контрольной работы по дисциплине «Электропитание и электроснабжение нетяговых потребителей» студентами заочной формы обучения.

Одобрено к изданию кафедрой «Автоматизированные системы электроснабжения».

© Попова Н.А., 2016

© ФГБОУ ВО РГУПС, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1 Схема электроснабжения нетяговых потребителей и СЦБ	5
2 Выбор силового оборудования системы электроснабжения предприятия.....	8
2.1 Общие положения	8
2.2 Выбор номинальной мощности трансформаторов на районной подстанции	10
2.3 Выбор сечения проводов воздушной линии 35 кВ	10
2.4 Расчет режимных показателей системы электроснабжения до и после установки КУ на предприятии	11
2.5 Экономическая эффективность применения компенсирующего устройства	14
Библиографический список	15
Приложение 1.....	16
Приложение 2.....	18

ВВЕДЕНИЕ

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 отключение 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.

1 СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И СЦБ

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 подстанций 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 обоим 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 рисунке 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 рельс-

сы (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 переключение 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.

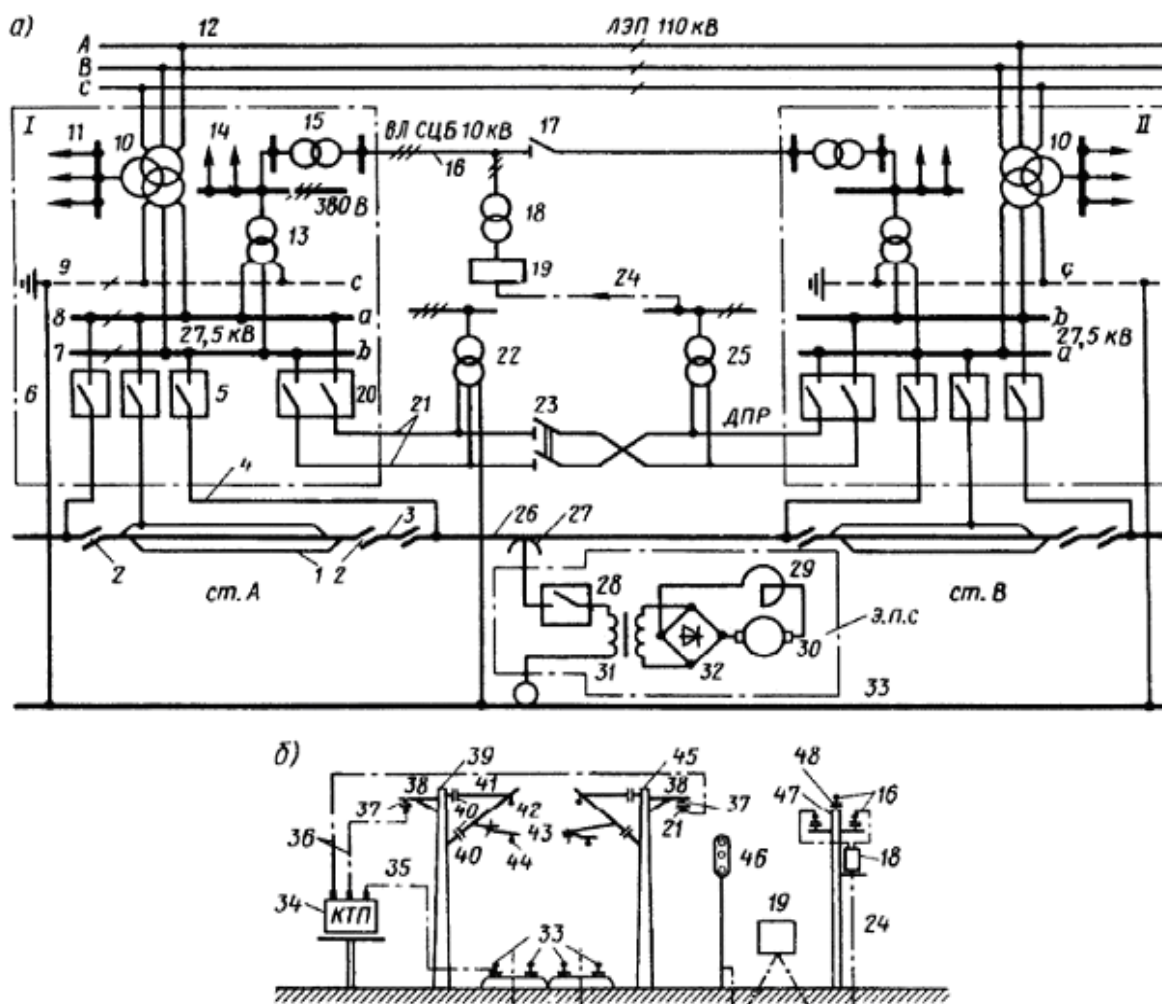


Рисунок 1 – Схема электроснабжения нетяговых потребителей на участке железной дороги, электрифицированной по системе переменного тока 27,5 кВ

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 рисунке 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 (см. 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.

2 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 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.

В таблице П1 (см. Приложение 1) задана суммарная номинальная активная мощность P_H (МВт) предприятия, то есть сумма номинальных мощностей отдельных цехов (промышленное предприятие) или объектов (железнодорожный узел).

Общая принципиальная схема электроснабжения предприятия (промышленного предприятия или железнодорожного узла) представлена на рисунке 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.

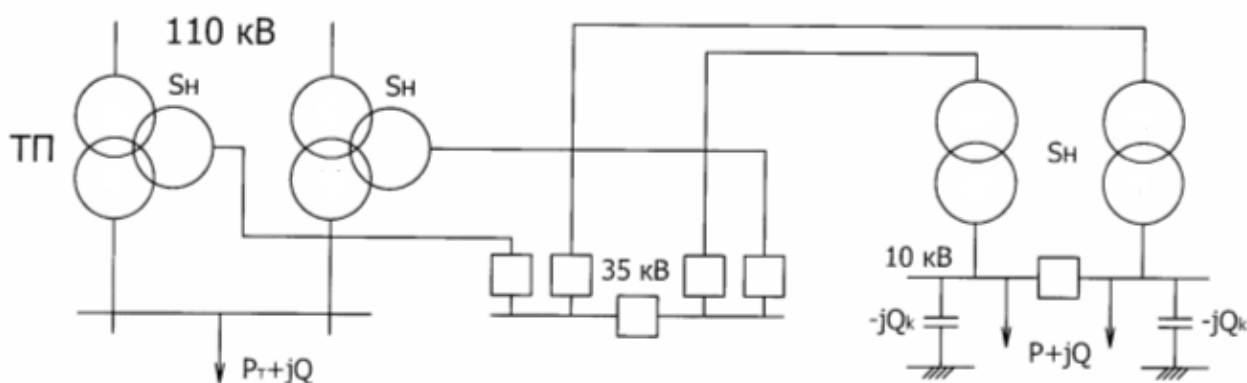


Рисунок 2 – Схема внешнего электроснабжения предприятия с воздушной линией напряжением 35 кВ

В контрольной работе 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 разновременности 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:

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

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:

$$K_{CM} = P_{PC} / \sum P_{Pi},$$

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

$\sum P_{Pi}$ – 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,

$$P = P_H \cdot K_C \cdot K_{CM};$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi_H.$$

Устанавливаемые на предприятии компенсирующие устройства (КУ) снижают его полную мощность, поэтому расчет этой мощности должен предшествовать выбору мощности трансформаторов в центре питания (ЦП). Исход-

ным параметром для расчета мощности КУ является заданное энергоснабжающей организацией экономически обоснованное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$.

Суммарная мощность КУ рассчитывается по формуле:

$$Q_K = Q - P \text{tg}\varphi_{\Sigma}$$

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:

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

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:

$$S_H \geq 0,7 \cdot S_K$$

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

2.2 Выбор номинальной мощности трансформаторов на районной подстанции

Согласно схеме внешнего электроснабжения рисунка 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:

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

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

$$S_H \geq 0,7 \cdot (S_P + S_K)$$

2.3 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:

$$F_{\text{Э}} = I / j_{\text{Э}},$$

где $j_{\text{Э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2 , которая нормирована в зависимости от вида линии и материала проводника [2].

Для алюминиевых неизолированных проводов значения $j_{\text{Э}}$ находятся в пределах 1.0–1.3 А/мм^2 , для кабельных линий – в пределах 1.2–1.6 А/мм^2 . Для медных проводов эти значения примерно удваиваются, учитывая более высокую стоимость меди.

Сечение одной фазы двухцепной линии 35 кВ рассчитывается по выражению:

$$F_{\text{Э}} = \frac{0,5 \cdot S_k}{U_n \cdot j_{\text{Э}} \cdot \sqrt{3}}.$$

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

2.4 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.

В контрольной работе 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 (1.1), в задании дается значение коэффициента $k_{\text{КУ}}$ 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 $k_{\text{ку}}$.

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:

$$R = \rho l / F;$$

$$X = x_0 l,$$

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.

Активные и индуктивные сопротивления обмоток для трехобмоточных трансформаторов приведены в таблице П1, а для двухобмоточных трансформаторов вычисляются по приведенным в таблицах Приложения 1 справочным данным.

2.4.1 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:

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

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 (см. рис. 2): сопротивления обмоток ВН трехобмоточных трансформаторов на районной подстанции, сопротивления линии электропередач и сопротивления обмоток трансформаторов ЦП.

С учетом установки КУ на предприятии:

$$\Delta U_{\text{к}} = [PR + (Q - Q_{\text{к}})X] / U.$$

Эффект снижения потерь напряжения благодаря установке компенсации реактивной мощности:

$$\delta \Delta U_{\text{к}} = \Delta U - \Delta U_{\text{к}} = Q_{\text{к}}X / U.$$

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.

2.4.2 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:

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

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

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

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:

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

Уменьшение потерь электроэнергии за год оценивается как

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

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:

$$\Delta C = \beta (\delta \Delta W_K) k_{ку}.$$

2.5 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 $\text{tg}\varphi_{\text{Э}}$ также носит экономический характер: невыполнение этого задания сопровождается штрафными санкциями в виде повышения тарифа на дополнительно потребленную реактивную энергию. Предельные (наибольшие) значения $\text{tg}\varphi_{\text{Э}}$ для присоединяемых к энергосистемам потребителям электроэнергии находятся в пределах 0.35–0.5.

С целью определения эффективности установки КУ на предприятии необходимо оценить:

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

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

$$K_{\text{КУ}} = kQ_{\text{КУ}} + 2K_{\text{В}},$$

где k – удельная стоимость конденсаторов; $K_{\text{В}}$ – стоимость одной вводной ячейки с выключателям (см. табл. П2 Приложения 1).

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:

$$T_0 = K_{\text{КУ}} / \Delta C.$$

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]:

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

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 [5]:

$$\text{ИД} = 1/(rT_0) - 1,$$

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

Если результат больше двух, то есть в конце срока службы T 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.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Электроснабжение нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. Устройство, обслуживание, ремонт : учеб. пособие / под ред. В.М. Долдина. – М. : ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2010. – 304 с.

2 Правила устройства электроустановок. – М. : Главэнергонадзор, 2000. – 607 с.

3 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 ред. В.В. Сапожникова. – М. : Маршрут, 2005.

4 **Ковалев, И.Н.** Выбор силового оборудования и режимных параметров электрической сети в системе электроснабжения предприятия : учеб. пособие к курсовому и дипломному проектированию / И.Н. Ковалев ; Рост. гос. ун-т путей сообщения. – Ростов н/Д, 2011.

5 Руководство по оценке эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия / А.Н. Дмитриев, И.Н. Ковалев, Ю.А. Табунщиков, Н.В. Шилкин. – М. : АВОК- ПРЕСС, 2005. – 120 с.

Исходные данные

Таблица П1 – Технические показатели

Наименование показателя	Последняя цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальная мощность предприятия, МВт	7.8	8.8	9.5	10.6	12.8	14.7	16.8	17.2	18.6	19.0
Натуральный tgφ	1.0	0.97	0.96	0.92	0.90	0.88	0.85	0.82	0.80	0.78
Средний коэффициент спроса K_c	0.31	0.28	0.35	0.37	0.26	0.32	0.25	0.34	0.27	0.25
Заданный tgφ _з	0.36	0.32	0.30	0.28	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16
Мощность районной нагрузки S_p , МВА	10.0	12.2	12.8	13.2	13.6	14.4	15.3	16.5	18.4	18.8
Длина ВЛ-35, км	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20

Таблица П2 – Экономические показатели

Наименование показателя	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Уд. стоимость КУ, р./квар.	450	480	520	540	570	600	620	650	700	730
Стоимость выключателя, тыс. р.	200	200	230	230	250	250	260	280	300	300
Норма дисконта, %	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Коэффициент $k_{ку}$ эффективности КРМ	2	2.5	2.5	2.5	3.0	3.0	3.6	3.6	3.6	3.8

Технические параметры силовых трансформаторов и кабельных линий

Таблица П3 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S_H , МВ·А	U_H , обмоток, кВ			R обмоток, Ом		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН–16000/110	16	115	38.5	11	2.6	2.6	2.6
ТДТН–25000/110	25	115	38.5	11	1.5	1.5	1.5
ТДТН–40000/110	40	115	38.5	11	0.8	0.8	0.8

Таблица П4 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Параметры			
		U_n , обмоток, кВ		ΔP_{MH} , кВт	ΔP_{CT} , кВт
		ВН	НН		
ТМН – 2500/35	2.5	35	10	25	5
ТМН – 4000/35	4.0	35	10	34	7
ТМН – 6300/35	6.3	35	10	47	9
ТМН–10000/35	10	35	10	65	15

Таблица П5 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Параметры			
		U_n , обмоток, кВ		ΔP_{MH} , кВт	ΔP_{CT} , кВт
		ВН	НН		
ТМН – 2500/35	2.5	35	10	22	6
ТМН – 4000/35	4.0	35	10	33	8
ТДН– 6300/35	6.3	35	10	44	12
ТДН – 10000/35	10	35	10	60	17

Таблица П6 – Допустимая длительная мощность по нагреву кабельных линий 6, 10 кВ, МВ·А (алюминиевые жилы)

Сечение жилы, мм ²	Бумажная изоляция				Пластмассовая изоляция	
	6 кВ		10 кВ		6 кВ	
	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле	В воздухе
10	0.6	0.5	–	–	0.7	0.4
16	0.7	0.6	1.0	0.9	0.9	0.6
25	0.9	0.9	1.5	1.3	1.1	0.8
35	1.3	1.0	1.9	1.8	1.3	0.9
50	1.5	1.4	2.3	2.0	1.7	1.1
70	1.8	1.7	2.7	2.5	2.0	1.4
95	2.2	2.1	3.4	3.1	2.5	1.8
120	2.5	2.4	3.9	3.6	2.8	2.0
150	2.9	2.7	4.5	4.1	3.3	2.5
185	3.4	3.1	5.0	4.6	3.7	2.7
240	3.8	3.7	5.8	5.5	4.2	3.1

**Экономическое обоснование плотности тока j ,
в линиях электропередач напряжением свыше 1000 В**

Согласно ПУЭ сечение проводов линий электропередач напряжением свыше 1 кВ выбирается по *экономической плотности тока*. Суть этой методики заключается в следующем. Затраты на провод линий K прямо пропорциональны сечению и являются инвестициями в проводниковый материал. Но с увеличением сечения снижается активное сопротивление R провода и, согласно закону Джоуля – Ленца

$$\Delta W = 3I^2 R\tau, \quad (\text{П2.1})$$

снижаются годовые потери электроэнергии в линии. Соответственно снижается их стоимость

$$C = \beta \Delta W. \quad (\text{П2.2})$$

В формулах (П2.1) и (П2.2) τ – время максимальных потерь от нагрузки предприятия, час; β – стоимость электроэнергии, руб./кВт-ч.

Очевидно, что экономически оптимальным явится такое сечение провода $F_{\text{Э}}$, которое будет отвечать минимуму определенным образом суммированных затрат на провод и затрат на потери электроэнергии. Эти две составляющие затрат имеют разный характер: затраты на провод (капитальные вложения, или инвестиции) одномоментны, единовременны. Затраты же (П2.2) на потери электроэнергии относительно равномерно распределены во времени в течение всего срока T (год) службы проводника. Поэтому при суммировании участвует лишь часть инвестиций K , которая определяется так называемым коэффициентом приведения E , значительно меньшим единицы. Соответствующую сумму

$$З = З_{\text{к}} + З_{\text{с}} = KE + \beta \Delta W, \text{ р./год}, \quad (\text{П2.3})$$

называют приведенными затратами.

На рис. П1 дано графическое представление о формировании приведенных затрат (П2.3). Точке A соответствует экономически оптимальное сечение провода $F_{\text{ЭК}}$, обеспечивающее минимальную величину затрат.

Теория данного вопроса изложена в [1–5]. Расчет экономичного сечения ведется, в конечном счете, по формуле:

$$F_{\text{Э}} = I / j_{\text{Э}}, \quad (\text{П2.4})$$

где $j_{\text{Э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², которая нормирована в зависимости от вида линии и материала проводника [2].

Для алюминиевых неизолированных проводов значения $j_{\text{Э}}$ 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.

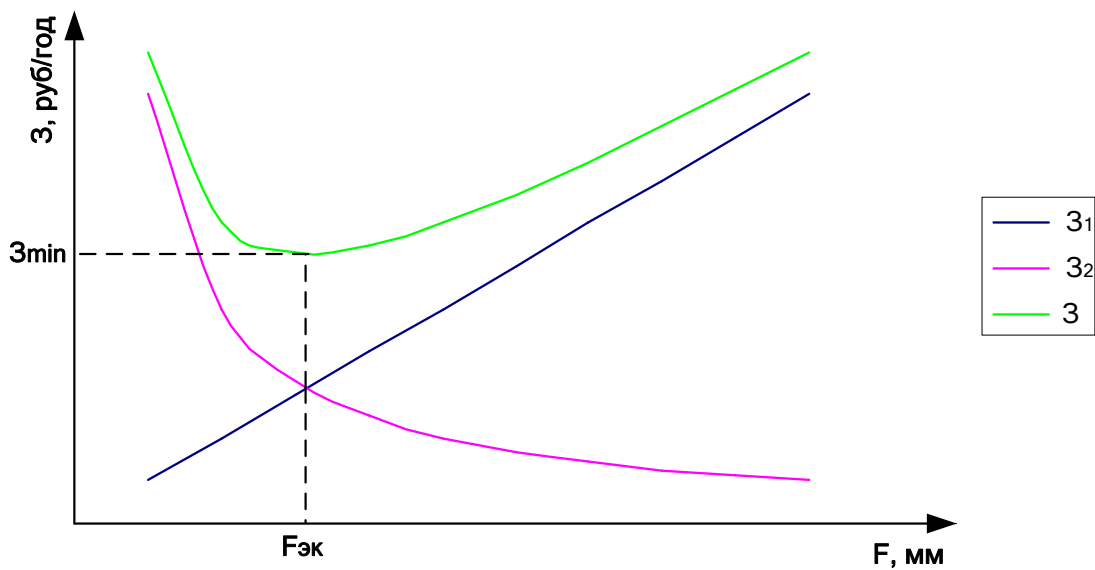


Рисунок П1 – Зависимость приведенных затрат Z и их составляющих Z_1 и Z_2 от сечения проводов F

Таблица П7– Нормированная экономическая плотность тока в A/mm^2

Провода и кабели		Экономическая плотность тока при продолжительности наибольшей нагрузки, ч/год		
		Боле 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины	медные	2,5	2,1	1,8
	алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с жилами	медными	3	2,5	2
	алюминиевыми	1,6	1,4	1,2

Учебное издание

Попова Наталия Андреевна

**ЭЛЕКТРОПИТАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Печатается в авторской редакции
Технический редактор Т.И. Исаева

Подписано в печать 17.08.16. Формат 60×84/16.
Бумага газетная. Ризография. Усл. печ. л. 1,16.
Тираж экз. Изд. № 5093. Заказ .

Редакционно-издательский центр ФГБОУ ВО РГУПС.

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