

А. В. ЛЫКИН

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
И ПОВЫШЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**



ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ



А.В. ЛЫКИН

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
И ПОВЫШЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

УДК 621.311.16(075.8)

Л 883

Рецензенты: канд. техн. наук, доцент *А.Г. Русина*;
канд. техн. наук, доцент *Н.А. Стрельников*

Лыкин А.В.

Л 883 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: учеб. пособие / Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 115 с.

ISBN 978-5-7782-2202-1

Изложены вопросы расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях. Рассмотрены теоретические и практические методы расчета потерь электрической энергии, применяемые при нормировании потерь электрической энергии, учете электрической энергии, энергосбережении в электрических сетях и проектировании электрических сетей. Приведен перечень типовых мероприятий по снижению потерь электрической энергии и даны примеры оценки их эффективности.

Работа подготовлена кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем для магистрантов, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» по дисциплине «Распределительные электрические сети», и слушателей курсов повышения квалификации по проведению энергетических обследований

УДК 621.311.16(075.8)

ISBN 978-5-7782-2202-1

© Лыкин А.В., 2013
© Новосибирский государственный
технический университет, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	10
1.1. Баланс электрической энергии.....	10
1.2. Структура потерь электрической энергии	14
1.3. Величина и динамика потерь электроэнергии в электрических сетях	17
1.4. Потери электрической энергии в элементе электрической сети ...	20
1.5. Практические методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии	24
1.6. Метод оперативных расчетов	25
1.7. Метод расчетных суток	25
1.8. Метод средних нагрузок.....	31
1.9. Метод числа часов наибольших потерь мощности.....	34
1.10. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети	36
1.11. Метод оценки потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависи- мости от величины потерь напряжения	40
1.12. Потери электрической энергии, не зависящие от нагрузки	44
1.13. Потери ХХ в силовых трансформаторах	46
1.14. Потери в компенсирующих устройствах	48
1.15. Потери в соединительных проводах и сборных шинах распре- делительных устройств подстанций.....	49
1.16. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапря- жения, устройствах присоединения ВЧ-связи.....	50
1.17. Потери электрической энергии в измерительных трансформа- торах и счетчиках прямого включения	52
1.18. Потери в изоляции кабельных линий.....	52
1.19. Потери электрической энергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета	53

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	55
2.1. Структура мероприятий по снижению потерь электрической энергии.....	55
2.2. Оптимальное управление по напряжению и реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.....	60
2.3. Оптимальное управление по месту размыкания сетей с двусторонним питанием 6–110 кВ.....	61
2.4. Проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии, за счет перераспределения ее потоков по линиям электропередачи.....	62
2.5. Осуществление регулирования напряжения в центрах питания сетей 6–110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии.....	63
2.6. Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН.....	63
2.7. Отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя трансформаторами.....	64
2.8. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.....	67
2.9. Выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.....	68
2.10. Стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки.....	70
2.11. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.....	71
2.12. Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях энергосистемы.....	71
2.13. Замена проводов на перегруженных линиях.....	72
2.14. Замена ответвлений от ВЛ 0,4 кВ к зданиям.....	73
2.15. Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях.....	74
2.16. Замена недогруженных силовых трансформаторов.....	74
2.17. Установка и ввод в работу регулировочных трансформаторов.....	76
2.18. Перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение.....	76
2.19. Разукрупнение распределительных линий 0,4–35 кВ.....	77
2.20. Применение нового энергосберегающего оборудования.....	77

2.20.1. Использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена	77
2.20.2. Внедрение симметрирующих устройств на трансформаторах напряжением 10 кВ	78
2.20.3. Ввод в работу силовых трансформаторов с уменьшенными потерями мощности 10 кВ	79
2.20.4. Использование проводов марки СИП на линиях 0,38 кВ	79
2.20.5. Использование защищенных проводов на линиях 10 кВ	80
2.21. Техничко-экономическое обоснование мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях.....	80
2.21.1. Методика оценки эффективности мероприятий по снижению потерь электрической энергии	80
2.21.2. Расчет экономической эффективности замены проводов на ВЛ-0,38 кВ.....	83
2.21.3. Расчет экономической эффективности замены силовых трансформаторов на ТП-10 / 0,4 кВ	87
2.21.4. Расчет экономической эффективности компенсации реактивной мощности.....	91
Библиографический список	95
Приложения	96
Приложение 1. Потери, определяемые погодными условиями (климатические потери)	96
П1.1. Потери на корону	96
П1.2. Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи	99
П1.3. Расход электроэнергии на плавку гололеда	100
Приложение 2. Параметры воздушных линий электропередачи	101
Приложение 3. Параметры кабельных линий электропередачи	105
Приложение 4. Параметры распределительных трансформаторов 6–20 кВ	107

ВВЕДЕНИЕ

Сбережение электрической энергии во всех сферах ее потребления позволяет высвободить имеющиеся генерирующие мощности и отсрочить ввод новых электроэнергетических блоков на строящихся электростанциях. Снижение потерь электрической энергии при ее передаче и потреблении приводит к энергосбережению и повышению энергетической эффективности работы энергетического и промышленного оборудования.

В ноябре 2009 г. в нашей стране принят новый закон РФ № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Закон предусматривает создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В нем прописаны принципы правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

- 1) эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 4) планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 5) использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

В области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в РФ законом вводится государственное регулирование, которое устанавливает:

- 1) требования к обороту отдельных товаров, функциональное назначение которых предполагает использование энергетических ресурсов;

2) запреты или ограничения производства и оборота в Российской Федерации товаров, имеющих низкую энергетическую эффективность, при условии наличия в обороте или введения в оборот аналогичных по цели использования товаров, имеющих высокую энергетическую эффективность, в количестве, удовлетворяющем спрос потребителей;

3) обязанность по учету используемых энергетических ресурсов;

4) требования энергетической эффективности зданий, строений, сооружений;

5) обязанность проведения обязательного энергетического обследования;

6) требования к энергетическому паспорту;

7) обязанность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме;

8) требования энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд;

9) требования к региональным, муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

10) требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства или муниципального образования и организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;

11) основы функционирования государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

12) обязанность распространения информации в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

13) обязанность реализации информационных программ и образовательных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

14) порядок исполнения обязанностей, предусмотренных Федеральным законом РФ № 261-ФЗ;

15) иные меры государственного регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с Федеральным законом РФ № 261-ФЗ.

Понятия энергосбережения и энергетической эффективности в Федеральном законе РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ определены следующим образом:

- энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг);

- энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р принята Государственная программа РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Ее подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике» в части электросетевого хозяйства включает повышение технического уровня, расширение освоения и внедрения в ЕЭС России новых энергоэффективных инновационных технологий, разработку на их основе проектных решений.

В Государственной программе указывается, что ключевыми элементами энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электроэнергетике являются наличие российских или иностранных лицензионных технологий с учетом прохождения стадии демонстрационных проектов, их унификация и типовое проектирование. Условием, необходимым для выполнения задач по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электроэнергетике, служат разработка новых технологий и освоение отечественным энергетическим машиностроением производства нового оборудования.

Основные технические мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электросетевом хозяйстве направлены на снижение потерь электроэнергии и совершенствование системы коммерческого и технического учета электроэнергии в электрических сетях и у потребителей.

Планируется выполнение крупномасштабных работ по реконструкции электрических сетей с целью повышения их надежности и эффективности.

Реализация мероприятий Государственной программы должна обеспечить снижение потерь в электрических сетях до 8...9 процентов в 2020 году.

Настоящее учебное пособие состоит из двух разделов. В первом изложены вопросы анализа и расчета потерь электрической энергии, приведены практические методы расчета потерь в электрических сетях. Во втором разделе рассматриваются мероприятия по снижению потерь электрической энергии, которые являются типовыми для организаций, оказывающих услуги по передаче и распределению электрической энергии и электроснабжению потребителей. В приложении приводятся некоторые данные, необходимые для расчетов потерь электрической энергии и, в частности, по распределительным трансформаторам разных лет выпуска для оценки эффективности мероприятий по снижению потерь электрической энергии.

1. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1.1. БАЛАНС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Баланс составляется для многих процессов, протекающих в человеческой деятельности и природе.

Баланс¹ (фр. *balance* – весы): 1) форма отражения равновесия взаимосвязанных величин, находящихся в постоянном изменении. Баланс составляется на определенную дату в виде таблицы, поделенной на две части – приход и расход. На макроэкономическом уровне составляются балансы в натуральном (энергобалансы, балансы топлива) и денежном (платежный баланс) выражениях, на микроэкономическом уровне – балансы предприятий, банков и пр.; 2) соотношение между потенциальными возможностями и их использованием.

Для энергетических объектов составляются энергобалансы и в том числе балансы электрической энергии: количество электрической энергии, поступившей на объект за определенный интервал времени, всегда равно сумме электрической энергии, отданной из объекта и израсходованной внутри него.

Каждая сетевая организация составляет баланс электрической энергии – систему показателей, характеризующую сумму объемов электроэнергии, переданной потребителям за расчетный период времени, и фактических потерь ЭЭ, возникших в объектах электросетевого хозяйства, принадлежащих такой сетевой организации. Эта сумма равна объему электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства данной сетевой организации и уменьшенной на объем электрической энергии, отданной из объектов электросетевого хозяйства такой сетевой организации в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций и других субъектов оптового и розничных рынков электрической энергии [1].

¹ Борисов А.Б. Большой экономический словарь. – М.: Книжный мир, 2003. – 895 с.

Из баланса электрической энергии определяют ее фактические потери. Для отдельных объектов сетевой организации из баланса определяют фактический небаланс электрической энергии.

Баланс составляют для месяца и года. Месячный баланс позволяет вести контроль достоверности показаний и исправности средств учета и служит основой для расчета фактических потерь электрической энергии, подлежащих покупке сетевой организацией. Годовой баланс необходим для оценки показателей энергосбережения и энергетической эффективности сетевой организации, нормирования потерь электрической энергии и формирования тарифов на электрическую энергию. Рассмотрим составляющие баланса электрической энергии для территориальной сетевой организации (ТСО).

Фактические (отчетные) потери электрической энергии $\Delta W_{\text{факт}}$ ТСО рассматриваются по соотношению

$$\Delta W_{\text{факт}} = W_{\text{ОС}} - W_{\text{потр}}, \quad (1.1)$$

где $W_{\text{ОС}}$ – объем электрической энергии, отпущенной в сеть ТСО – отпуск электрической энергии в сеть; $W_{\text{потр}}$ – объем переданной (потребленной) электрической энергии.

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть ТСО $W_{\text{ОС}}$ определяется как разность между приемом электрической энергии в сеть и отдачей ее из сети на границе балансовой принадлежности сети:

$$W_{\text{ОС}} = W_{\text{ПЭ}} - W_{\text{ОЭ}}, \quad (1.2)$$

где $W_{\text{ПЭ}}$ – объем электрической энергии, поступившей в электрическую сеть ТСО по границе балансовой принадлежности – прием электрической энергии; $W_{\text{ОЭ}}$ – объем электрической энергии, отпущенной из электрической сети ТСО по границе балансовой принадлежности – отдача электрической энергии.

Таким образом, потери электрической энергии в ТСО

$$\Delta W_{\text{факт}} = W_{\text{ПЭ}} - W_{\text{ОЭ}} - W_{\text{потр}}. \quad (1.3)$$

Для сетевых компаний (СК)

$$\Delta W_{\text{факт}} = W_{\text{ПЭ}} - W_{\text{ОЭ}}. \quad (1.4)$$

На рис. 1.1 графически показаны балансы электрической энергии для ТСО и СК.

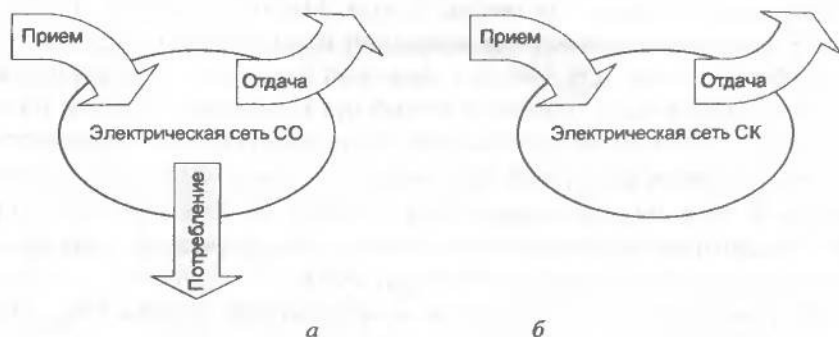


Рис. 1.1. Балансы электрической энергии для ТСО (а) и для СК (б)

Фактические потери электрической энергии определяют по уровням напряжения:

- на высоком напряжении – 110 кВ и выше (ВН) (раздельно для уровней напряжения 110–150 кВ, 220 кВ, 330 кВ, 400–500 кВ и 750–1150 кВ);
- на среднем первом напряжении – 27,5–60 кВ (СН1);
- на среднем втором напряжении – 1–20 кВ (СН2);
- на низком напряжении – ниже 1 кВ (НН).

Отпуск электроэнергии в сеть каждого уровня напряжения (УН):

$$W_{OC}^{УН} = W_{ПЭ}^{УН} + W_{П из ССН}^{УН} - W_{OЭ}^{УН}. \quad (1.5)$$

Потери электроэнергии определяют раздельно для сети каждого уровня номинального напряжения. Для этого составляется баланс электрической энергии по каждому уровню напряжения по типу (1.3), но с учетом «приема из» и «отдачи в» сети смежного напряжения (рис. 1.2).

$$\begin{aligned} \Delta W_{факт}^{УН} &= W_{OC}^{УН} - W_{O в ССН}^{УН} - W_{потр}^{УН} = \\ &= W_{ПЭ}^{УН} + W_{П из ССН}^{УН} - W_{OЭ}^{УН} - W_{O в ССН}^{УН} - W_{потр}^{УН}. \end{aligned} \quad (1.6)$$



Рис. 1.2. Баланс электрической энергии для одного уровня напряжения

В целом по сети ТСО

$$\Delta W_{\text{факт}} = \Delta W_{\text{факт}}^{\text{ВН}} + \Delta W_{\text{факт}}^{\text{СНН}} + \Delta W_{\text{факт}}^{\text{СНН}} + \Delta W_{\text{факт}}^{\text{НН}} \quad (1.7)$$

Баланс составляется подробно по объектам и уровням напряжения (табл. 1.1). В таблицу вводят потери, полученные расчетным путем, – технологические потери. Из сопоставления фактических и расчетных потерь электрической энергии находят так называемые нетехнические электрической энергии.

Таблица 1.1

Табличная форма укрупненного баланса электрической энергии ТСО, тыс. кВт·ч

№ п/п	Наименование показателя	Численное значение показателей по уровням напряжения				
		Всего	220 кВ	110 кВ	20–35 кВ	6–10 кВ
1	Прием электроэнергии в сеть, всего					
2	Отдача электроэнергии из сети, всего					
3	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения, всего					

№ п/п	Наименование показателя	Численное значение показателей по уровням напряжения					
		Всего	220 кВ	110 кВ	20–35 кВ	6–10 кВ	До 1 кВ
4	Отдача электроэнергии в сеть смежного напряжения, всего						
5	Отпуск электроэнергии в сеть (п. 1 – п. 2 + п. 3)						
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего						
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п. 5 – п. 6 – п. 4)						
8	Технологические потери электроэнергии, всего						
9	Нетехнические потери электроэнергии (п. 7 – п. 8)						

1.2. СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Потери электрической энергии в электрических сетях появляются в любом включенном на электрическое напряжение оборудовании. При этом часть потерь зависит от передаваемой по элементам сети мощности, а часть практически не зависит от нагрузки, а определяется другими факторами, такими как приложенное напряжение, частота переменного тока, погодные условия и др.

Исходя из физической природы и специфики методов определения, фактические потери электрической энергии подразделяют на четыре главные группы:

1) технические потери, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электрической энергии по электрическим сетям;

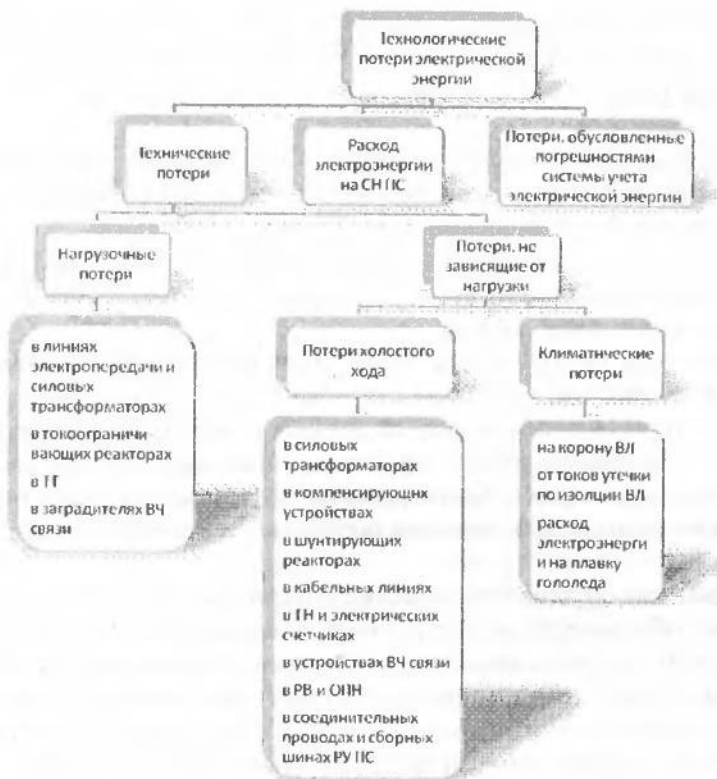


Рис. 1.3. Структура технологических потерь электрической энергии

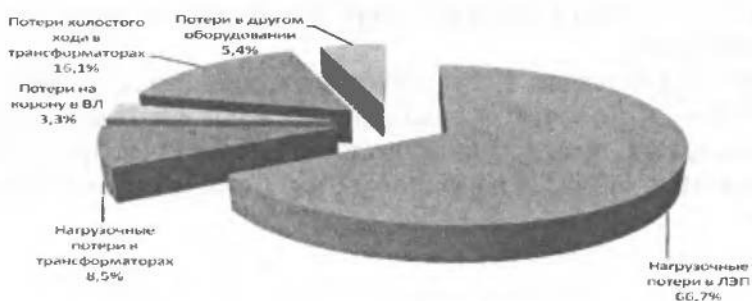


Рис. 1.4. Распределение потерь электрической энергии по видам электрооборудования электрических сетей

2) расход электрической энергии на собственные нужды (СН) подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и условий для работы обслуживающего персонала;

3) потери электрической энергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электрической энергии (потери из-за недоучета электрической энергии, метрологические потери);

4) коммерческие потери (нетехнические потери), обусловленные несовершенством организации и контроля за потреблением и хищениями электрической энергии.

Первые три группы потерь могут быть рассчитаны на основе законов электротехники, физики и статистических данных, получены измерением и рассчитаны на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения электрической энергии. Коммерческие потери могут быть получены только как разность фактических потерь и суммой первых трех составляющих.

Первые три группы (технические потери, расход на СН подстанций и потери, обусловленные допустимой погрешностью системы учета), называются технологическими потерями электрической энергии. В каждой группе технологических потерь электрической энергии выделяют потери, возникающие в разном оборудовании и вызванные различными физическими процессами. Кроме того, на потери электрической энергии влияют внешние факторы, которые отражаются в названиях видов потерь и методах расчета потерь.

На рис. 1.3 дана структура потерь электрической энергии в электрических сетях.

Технические потери в электрических сетях в основном имеют место в ЛЭП и силовых трансформаторах. На рис. 1.4 показано распределение потерь по видам электрооборудования электрических сетей в РФ с разделением на нагрузочные потери и потери, не зависящие от нагрузки.

1.3. ВЕЛИЧИНА И ДИНАМИКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Общая величина потерь зависит от многих факторов, определяемых на стадии проектирования сети и во время ее эксплуатации. Считается, что объем потерянной электрической энергии при ее передаче должен быть на порядок ниже передаваемой энергии. В этом случае передача электрической энергии целесообразна.

Электрические сети в нашей стране подразделяются на два электросетевых комплекса – магистральный и распределительный. Магистральные электрические сети включают в себя основные системообразующие сети и межсистемные линии электропередачи 220 кВ и выше. Некоторая часть ЛЭП 220 кВ и электрические сети напряжением 110 кВ и ниже относятся к распределительному комплексу и включаются в распределительные сети. Около 78 % всех потерь электрической энергии в электрических сетях приходится на распределительный комплекс, остальные 22 % – на магистральные электрические сети.

Данные о выработке и потреблении электрической энергии приводятся в различных источниках по разным принципам. Это связано с реструктуризацией отрасли электроэнергетики, различным отнесением разных видов сетей по тем или иным классификаторам и другими причинами. В последние годы (начиная с 2005 г.) Министерство энергетики РФ совместно с Агентством по прогнозированию балансов электрической энергии (ЗАО «АПБЭ») и рядом электроэнергетических организаций (ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», НП «Совет рынка», ОАО «АТС» и ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС») публикует ежегодные информационно-аналитические доклады о функционировании и развитии электроэнергетики РФ. В соответствии с данными, включенными в эти доклады, отпуск электроэнергии в сеть и потери электрической энергии в целом по отрасли (ЕНЭС и РСК) составляют величины, приведенные в табл. 1.2.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, необходимых для оптимизации развития электрических сетей, совершенствования системы учета электроэнергии, внедрения новых информационных технологий в энергосбытовую деятельность и управление режимами сетей, обучения персонала и его оснащения средствами поверки средств измерений электроэнергии и т. п.

Динамика отпуска электроэнергии в сеть и потерь электрической энергии по РФ

Показатель	2006	2007	2008	2009	2010
Отпуск в сеть, млрд кВт·ч	774,970	792,470	771,173	815,613	862,497
Потери электрической энергии, млрд кВт·ч	88,907	84,514	84,244	92,441	93,907
Потери электрической энергии, %	11,47	10,67	10,93	11,33	10,89

Примечание. 2006–2007 гг. источник: ОАО РАО «ЕЭС России»; 2008–2010 – Минэнерго России.

Динамика относительных потерь электроэнергии в электрических сетях России за 1994–2010 гг. представлена на рис. 1.5.

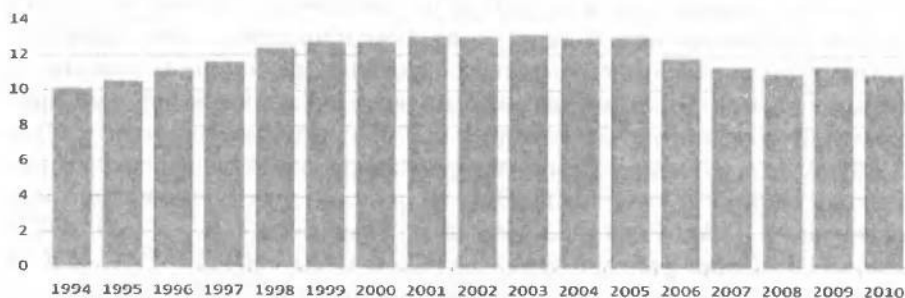


Рис. 1.5. Относительные потери электрической энергии

В 1998–2005 гг. относительные потери электрической энергии в РФ превышали 12 % от отпуска в сеть. При этом, если в середине 80-х годов XX века потери в сетях бывшего Минэнерго СССР составляли 9,2 %, то в 2003 г. они достигли максимального уровня – 13,15 %. В отдельных энергосистемах относительные потери превышали 20 % и более, в некоторых электросетевых предприятиях они достигали 40...50 %.

В других странах мира относительные потери имеют самые разные значения. Это связано с величиной площади территорий, числен-

ностью населения, географическим расположением, уровнем развития промышленности, внутренней политикой государства и др. На рис. 1.6 показаны количество вырабатываемой электрической энергии и относительные потери электрической энергии в некоторых странах мира в 2010 г.²

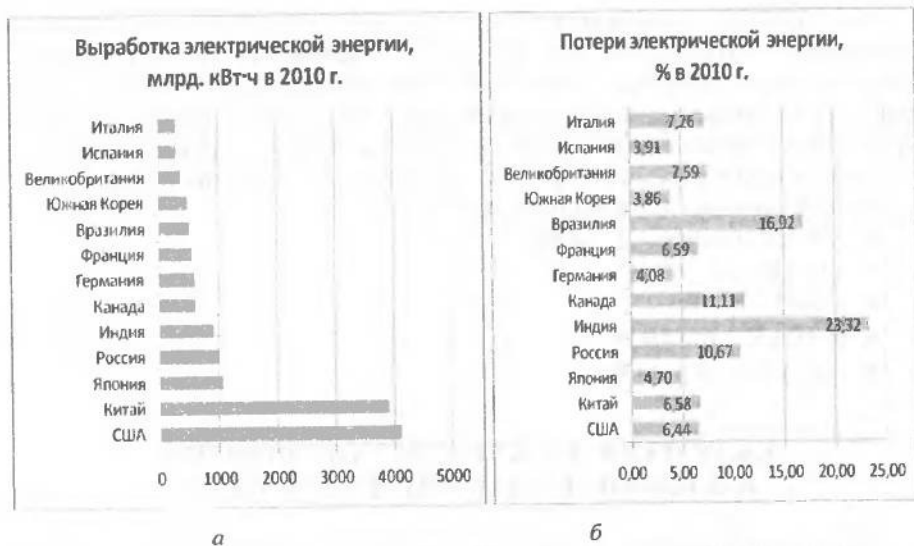


Рис. 1.6. Выработка (а) и потери (б) электрической энергии в некоторых странах мира

Анализ зависимости относительных потерь электроэнергии в энергосистемах РФ от доли потребления промышленностью (в процентах от полезного отпуска) [2] показывает, что чем выше доля промышленного потребления, тем ниже уровень относительных потерь. И, наоборот, в энергосистемах со значительной мелкомоторной и бытовой нагрузкой относительные потери электроэнергии, как правило, значительно выше.

² <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12>

На потери электрической энергии влияют и социальные факторы, такие как уровень жизни населения, проводимая государством внутренняя политика, кризисные явления и др.

Из общей величины технических потерь около 78 % приходится на электрические сети 110 кВ и ниже, в том числе 33,5 % – на сети 0,38–10 кВ.

По оценке отечественных и западных экспертов, оптимальные суммарные технические, а в пределе и фактические потери электроэнергии в электрических сетях 0,38–1150 кВ должны составлять не более 4...6 %. Максимальные технические потери в электрических сетях не должны превышать 10...12 % от отпуска электроэнергии в сеть.

В электрических сетях разных уровней напряжений потери электрической энергии должны быть не более:

- 220 кВ и выше – 2...4 %;
- 110 кВ – 4...6 %;
- 35 кВ – 6...8 %;
- 6–10 кВ – 8...10 %;
- до 1 кВ – 10...14 %.

1.4. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При протекании тока по элементу электрической сети в трехфазной системе переменного тока с сопротивлением R в нем возникают потери мощности

$$\Delta P = I_A^2 R + I_B^2 R + I_C^2 R = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) R, \quad (1.8)$$

где I_A , I_B и I_C – действующие значения переменного тока в фазах A , B и C элемента сети.

Потери электрической энергии за интервал времени T при неизменном токе и одинаковой нагрузке фаз $I_A = I_B = I_C = I$ будут равны

$$\Delta W = \Delta P T = 3 I^2 R T. \quad (1.9)$$

При изменении тока в течение интервала времени T

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt. \quad (1.10)$$

Площадь под кривой $\Delta P(t)$ будет равна площади прямоугольника со сторонами ΔP_{cp} и T , где ΔP_{cp} – средние за интервал времени T потери мощности (рис. 1.7),

$$\Delta W = \Delta P_{\text{cp}} T. \quad (1.11)$$

Величина ΔP_{cp} получается как

$$\Delta P_{\text{cp}} = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta P(t) dt = \frac{3R}{T} \int_0^T I^2(t) dt, \quad (1.12)$$

где $\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt$ есть среднее значение квадрата тока на интервале времени T .

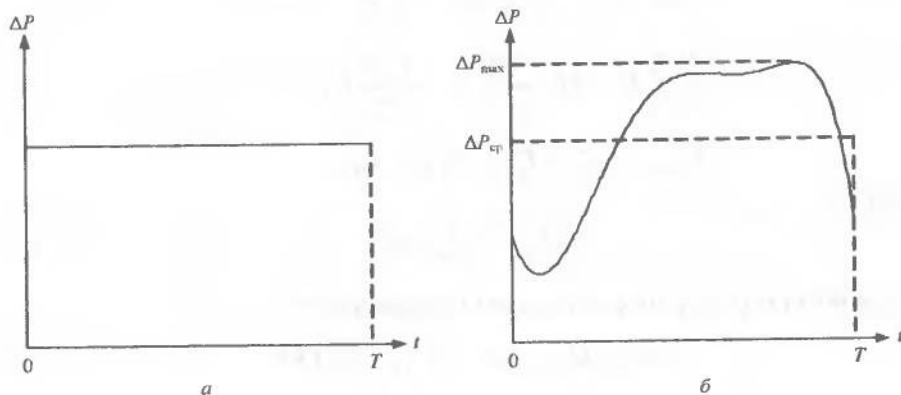


Рис. 1.7. Определение потерь электрической энергии:
 а – в случае неизменного тока; б – при изменении тока

Корень квадратный из этой величины есть среднеквадратический ток на интервале времени T :

$$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt}. \quad (1.13)$$

Таким образом, в общем случае

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT. \quad (1.14)$$

Определить $I_{\text{ср.кв}}^2$ по формуле (1.13) не всегда возможно, поэтому используют ступенчатый график тока: I_i ($i = 1, 2, \dots, N$), где N – количество ступеней графика тока.

$$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2}. \quad (1.15)$$

Выведем соотношение между среднеквадратическим и средним током на интервале времени T . Для этого введем отклонение тока I_i от среднего значения $I_{\text{ср}}$: $\Delta I_i = I_i - I_{\text{ср}}$, тогда для среднеквадратического отклонения тока от среднего значения получим

$$\begin{aligned} \Delta I_{\text{ср.кв}}^2 = \sigma_I^2 &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta I_i^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - I_{\text{ср}})^2 = \\ &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2 - 2I_{\text{ср}} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{\text{ср}}^2 = \\ &= I_{\text{ср.кв}}^2 - 2I_{\text{ср}}^2 + I_{\text{ср}}^2 = I_{\text{ср.кв}}^2 - I_{\text{ср}}^2, \end{aligned}$$

откуда

$$I_{\text{ср.кв}}^2 = I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2, \quad (1.16)$$

и для потерь электрической энергии будем иметь

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT = 3(I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2) RT. \quad (1.17)$$

Из этой формулы получают два основных метода расчета потерь электрической энергии в электрических сетях. Первый из них – метод средних нагрузок. Вынесем $I_{\text{ср}}^2$ в (1.17) за скобки:

$$\Delta W = 3I_{\text{ср}}^2 \left(1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2} \right) RT = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\text{ф}}^2 RT = \Delta P_{\text{ср.н}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (1.18)$$

где $k_{\text{ф}}^2 = 1 + \frac{\sigma_I^2}{I_{\text{ср}}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$ – квадрат коэффициента формы графика тока на интервале времени T ; $\Delta P_{\text{ср.н}}$ – потери мощности при среднем токе (средней нагрузке).

Второй метод получается из (1.17) умножением и делением выражения справа на квадрат максимального на интервале времени T тока I_{\max}^2 ($I_{\max} = \max(I_i), i = 1, 2, \dots, N$).

$$\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT \frac{I_{\max}^2}{I_{\max}^2} = 3I_{\max}^2 \left(\frac{I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2}{I_{\max}^2} \right) RT = 3I_{\max}^2 \tau_0 RT = \Delta P_{\max} \tau_0 T, \quad (1.19)$$

где $\tau_0 = \frac{I_{\text{ср}}^2 + \sigma_I^2}{I_{\max}^2} = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\max}^2}$ – относительное время наибольших потерь;

ΔP_{\max} – наибольшие на интервале времени T потери мощности.

Этот метод носит название метода времени (числа часов) наибольших потерь.

Описанные методы – методы расчета нагрузочных потерь, вызванных протеканием тока нагрузки по элементам электрической сети, сведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Основные методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии

Метод расчета потерь электрической энергии	Определяющие величины
По среднеквадратическому току $\Delta W = 3I_{\text{ср.кв}}^2 RT$	$I_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2}$
Средних нагрузок $\Delta W = 3I_{\text{ср}}^2 k_{\phi}^2 RT$	$I_{\text{ср}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i; k_{\phi}^2 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\text{ср}}^2}$
Времени наибольших потерь $\Delta W = 3I_{\max}^2 \tau_0 RT$	$I_{\max} = \max(I_i), i = 1, 2, \dots, N;$ $\tau_0 = \frac{I_{\text{ср.кв}}^2}{I_{\max}^2}$

При наличии графика тока на интервале времени T расчет выполняются по среднеквадратическому току, расчеты по двум другим методам в этом случае дают такой же результат. Применение двух

последних методов вызвано отсутствием полной информации о нагрузке элемента сети на всем интервале времени T . Коэффициенты k_{Φ}^2 и τ_0 носят название интегрирующих множителей, и их появление и методов, в которых они используются, вызвано неполнотой информации, необходимой для расчета потерь электрической энергии по среднеквадратическому току. Интегрирующие множители могут быть приближенно получены по другим графикам, например, активной и реактивной мощности, или принимаются на основе опыта и интуиции для ряда характерных случаев.

1.5. ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

При расчетах потерь электрической энергии часто приходится считаться с отсутствием той или другой информации, необходимой для расчетов. Это приводит к применению различных способов ее замещения и восстановления. Отсюда появились многочисленные практические методы расчета потерь электрической энергии. Рассмотрим методы расчета нагрузочных потерь, которые предлагаются для использования инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям [3].

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из шести следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- 6) оценки потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины потерь напряжения.

1.6. МЕТОД ОПЕРАТИВНЫХ РАСЧЕТОВ

При наличии практически полного объема данных для расчета потерь электрической энергии, полученного по текущим измерениям, в системах автоматизированного сбора телеизмерений с учетом состояния коммутационного оборудования расчет может осуществляться в реальном времени с периодичностью 1 ч и менее. Измеряются токи, напряжения, мощности, и по ним возможен либо прямой поэлементный расчет нагрузочных потерь, либо моделирование текущего режима части или электрической сети в целом и расчет в ней потерь за небольшой интервал времени.

По существу, используется метод среднеквадратического тока. При этом следует учитывать, что в общем случае ток, протекающий по элементу сети с сопротивлением R , напрямую неизмерим. Оборудование электрической сети, в котором проводятся измерения для расчета потерь электрической энергии, как правило, моделируется не только продольными сопротивлениями, по которым протекают токи нагрузки. Существуют токи утечки, зарядные токи линий и пр., учет которых необходим, и поэтому нужны дополнительные вычисления.

Расчет в реальном времени сам по себе методом расчета потерь электрической энергии не является, а лишь представляет собой способ организации расчетов.

1.7. МЕТОД РАСЧЕТНЫХ СУТОК

Конфигурации суточных графиков мощности (токов) в узлах и ветвях электрической сети изменяются в зависимости от сезонных факторов: температуры воздуха, продолжительности светового дня и др. Поэтому расчеты годовых потерь электрической энергии должны учитывать изменение конфигурации суточных графиков в течение года. Такой учет ведется в методе расчетных суток, в котором годовой период делится на несколько расчетных интервалов, каждый из которых имеет свой обобщенный суточный график нагрузки. Расчетные сутки являются фиктивными сутками, которые представляют характерную для рабочего дня месяца величину потребляемой энергии и конфигурацию графика нагрузки. Обычно, когда год делится на два расчетных интервала (зимний и летний, обозначение I и II), конфигурацию берут из измерений в дни контрольных замеров – июне и декабре. Эти месяцы называют базовыми для I и II расчетных интервалов.

Пусть в зимний период продолжительностью 7 месяцев (с января по апрель и с октября по декабрь) отпуск в сеть за декабрь равен W_{OC12} . Среднесуточный отпуск получается как $W_{cp.c} = W_{OC12} / 31$. Конфигурация графика нагрузки может быть представлена почасовым графиком активной мощности по точке измерения отпуска в сеть: $P_i (i = 1, 2, \dots, 24)$ в сутки контрольных замеров. Для описания графика нагрузки в расчетные сутки применим измеренный график, пересчитанный в относительные единицы $P_{*i} = P_i / P_{max}$, где P_{max} – максимальная суточная мощность в сутки контрольных замеров.

Используя среднесуточный отпуск электрической энергии $W_{cp.c}$ и конфигурацию графика суток контрольных замеров в о. е. $P_{*i} (i = 1, 2, \dots, 24)$, получим суточный график для расчетных суток.

Для каждого часа расчетных суток находят потери мощности в сети ΔP_i и потери электрической энергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_i \Delta t_i$, где Δt_i – интервал времени, равный одному часу (метод среднеквадратического тока).

Потери мощности в сети ΔP_i определяются из расчета установившегося режима при нагрузках в узлах сети i -го часа. В простых схемах электрических сетей можно пользоваться расчетом приближенного потокораспределения и потерь мощности по номинальному напряжению сети.

Потери электрической энергии за расчетный интервал I находят по формуле

$$\Delta W_I = \Delta W_{сут} D_{эkv I} k_{ф12}^2 k_{л}, \quad (1.20)$$

где $D_{эkv I}$ – эквивалентное число дней в расчетном интервале I ; $k_{ф12}^2$ – коэффициент формы в квадрате графика среднесуточных значений в декабре; $k_{л}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в аппаратуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений.

Эквивалентное число дней $D_{эkv I}$ определяют по формуле

$$D_{эkv I} = \sum_{i=1}^{N_I} \left(\frac{W_{Mi}}{W_{M12}} \right)^2 D_{Mi}, \quad (1.21)$$

где W_{Mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{Mi} ; W_{M12} – то же, в базовом месяце; N_I – число месяцев в расчетном интервале I .

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экр}1} = D_{\text{м}12} = 31$.

Коэффициент $k_{\phi 12}^2$ определяют по формуле

$$k_{\phi 12}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{D_{\text{м}12}} W_i^2}{W_{\text{ср.с}}^2 D_{\text{м}12}}, \quad (1.22)$$

где W_i – отпуск электрической энергии в сеть за i -й день месяца.

При отсутствии данных о суточных отпусках в сеть можно пользоваться формулой

$$k_{\phi 12}^2 = \frac{(D_{\text{р}} + k_w^2 D_{\text{н.р}}) D_{\text{м}12}}{(D_{\text{р}} + k_w D_{\text{н.р}})^2}, \quad (1.23)$$

где $D_{\text{р}}$ и $D_{\text{н.р}}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце: $D_{\text{м}12} = D_{\text{р}} + D_{\text{н.р}}$.
 k_w – отношение электрической энергии, потребленной в нерабочий день, к электрической энергии, потребленной в рабочий день: $k_w = W_{\text{н.р}} / W_{\text{р}}$.

Потери электрической энергии за расчетный интервал Π находят по формуле, аналогичной (1.20):

$$\Delta W_{\Pi} = \Delta W_{\text{сут}} D_{\text{экр} \Pi} k_{\phi 6}^2 k_{\text{л}}, \quad (1.24)$$

где $D_{\text{экр} \Pi}$ – эквивалентное число дней в расчетном интервале Π ; $k_{\phi 6}^2$ – коэффициент формы в квадрате графика среднесуточных значений в июне.

Значения $D_{\text{экр} \Pi}$ и $k_{\phi 6}^2$ находят по формулам (1.21)–(1.23) с заменой 12-го месяца на 6-й.

Метод расчетных суток можно использовать не только для двух, но и другого числа расчетных интервалов, например для одного или двенадцати.

Пример. Выполним расчет потерь электрической энергии в линии 110 кВ (рис. 1.8) с сопротивлением $R = 6$ Ом. Расчетный период равен одному году $T = 8760$ ч. Отпуск в сеть $W_{\text{ос}} = 215\,673,6$ тыс. кВт·ч. Отпуск в сеть реактивной энергии $W_{\text{рос}} = 124\,099,9$ тыс. квар·ч.

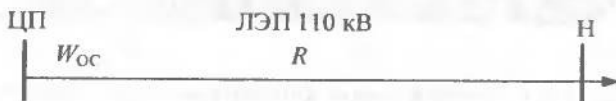


Рис. 1.8. Линия электропередачи напряжением 110 кВ

Исходные данные:

- суточные графики активной и реактивной мощности, измеренные в зимний день контрольных замеров (табл. 1.4 и рис.1.9);
- суточные графики активной и реактивной мощности, измеренные в летний день контрольных замеров (табл. 1.5 и рис.1.10);
- годовой график месячных отпусков активной и реактивной энергии (рис. 1.6 и рис 1.11).

Таблица 1.4

Суточные графики активной и реактивной мощности нагрузки ЛЭП в зимний день контрольных замеров, МВт и Мвар

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P	26,03	23,42	21,86	22,38	25,51	30,71	40,60	46,85	47,37	42,16	39,56	36,44
Q	15,75	14,18	13,23	13,55	15,44	18,59	24,58	28,36	28,67	25,52	23,95	22,05
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P	37,48	38,52	39,04	39,56	43,73	46,85	52,05	48,93	47,89	44,25	39,56	31,23
Q	22,68	23,32	23,63	23,95	26,47	28,36	31,51	29,62	28,99	26,78	23,95	18,90

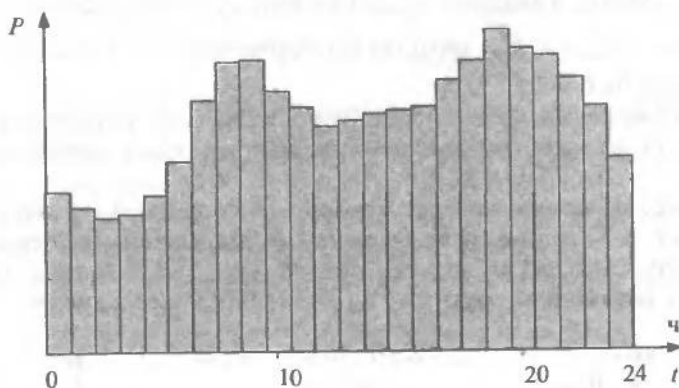


Рис. 1.9. Суточный график активной мощности зимнего дня контрольных замеров

Суточные графики активной и реактивной мощности нагрузки ЛЭП
в летний день контрольных замеров, МВт и Мвар

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P	19,38	16,15	13,57	12,92	15,83	19,38	29,07	32,30	27,13	25,19	24,55	19,38
Q	11,46	9,55	8,02	7,64	9,36	11,46	17,19	19,10	16,04	14,90	14,52	11,46
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P	20,03	21,00	23,90	24,55	24,87	28,42	31,01	30,69	29,72	29,07	25,84	22,61
Q	11,84	12,42	14,13	14,52	14,71	16,81	18,34	18,15	17,57	17,19	15,28	13,37

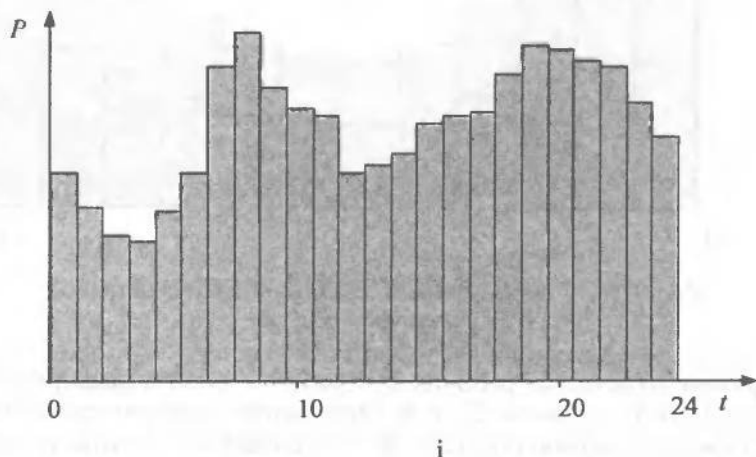


Рис. 1.10. Суточный график активной мощности летнего дня контрольных замеров

Годовой график месячных отпусков активной и реактивной энергии, кВт·ч и квар·ч

Месяц	1	2	3	4	5	6
W_m	21672,0	20870,0	19240,0	16820,0	13890,0	12344,0
W_{qm}	12384,0	11925,7	10994,3	9611,4	7937,1	7053,7
Месяц	7	8	9	10	11	12
W_m	12650,0	13500,0	16100,0	19900,0	23334,0	25353,6
W_{qm}	7228,6	7714,3	9200,0	11371,4	13333,7	15345,6

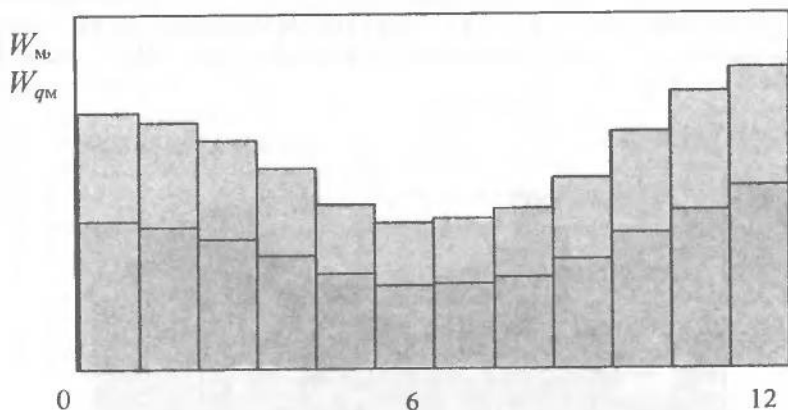


Рис. 1.11. Годовой график месячных отпусков активной и реактивной энергии

Примем количество рабочих и нерабочих дней в декабре соответственно 23 и 8, а в июне 22 и 8. Отношение электрической энергии, потребленной в нерабочий день, к электрической энергии, потребленной в рабочий день, для декабря и июня принято $k_w = 0,6$.

В расчетном интервале I – 7 месяцев, а расчетном интервале II – 5.

Расчеты проведем в соответствии с формулами (1.20)–(1.24). Результаты по двум расчетным интервалам сведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Наименование	Формула	Расчетный интервал (базовый месяц)	
		I (декабрь)	II (июнь)
Отпуск электрической энергии за базовый месяц, тыс. кВт·ч	Из табл. 1.6	25353,6	12344,0
Отпуск реактивной электрической энергии за базовый месяц, тыс. кВт·ч	Из табл. 1.6	15345,6	7053,7
$W_{ср.с}$, тыс. кВт·ч	$W_{ср.с} = W_{ОС.м.б} / Д_б$	817,9	411,47
$W_{q.ср.с}$, тыс. квар·ч	$W_{q.ср.с} = W_{qОС.м.б} / Д_б$	495,02	235,124
Потери электрической энергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$, тыс. кВт·ч	Сумма потерь энергии в 24 режимах за сутки	19,91	4,89
$k_{ф.м}^2$	(1.23)	1,038	1,039
$D_{окв}$, дней	(1.21)	148,87	189,92
ΔW , тыс. кВт·ч	(1.20) и (1.24)	3138	985,09
Всего ΔW , тыс. кВт·ч	4123,09		

В процентах к отпуску в сеть потери электрической энергии составляют 1,91 %.

1.8. МЕТОД СРЕДНИХ НАГРУЗОК

В методе средних нагрузок потери электрической энергии определяются по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{ср.н} T k_{ф}^2 k_k k_l, \quad (1.25)$$

где $\Delta P_{ср.н}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; $k_{ф}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; k_k – коэффициент, учитывающий

различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T – продолжительность расчетного интервала.

Потери мощности при средних нагрузках $\Delta P_{\text{ср.н}}$ определяются из расчета установившегося режима электрической сети при средних нагрузках в узлах $P_{\text{ни}}$, вычисляемых по формуле

$$P_{\text{ни}} = \frac{W_{\text{ни}}}{T}, \quad (1.26)$$

где $W_{\text{ни}}$ – электрическая энергия, потребленная i -й нагрузкой за расчетный интервал T ; $i = 1, 2, \dots, n$; n – число узлов в схеме электрической сети.

Для простой схемы сети допускается пользоваться расчетом приближенного потокораспределения и потерь мощности по номинальному напряжению сети.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2 T}, \quad (1.27)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i ; m – число ступеней графика на расчетном интервале; $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле (1.25) принимается равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$ в формуле (1.27) могут использоваться значения тока головного участка схемы сети I_i и $I_{\text{ср}}$. В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле

$$k_{\text{ф}}^2 = k_{\text{ф.с}}^2 k_{\text{ф.м}}^2 k_{\text{ф.н}}^2, \quad (1.28)$$

где $k_{\text{ф.с}}^2$ – квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле

$$k_{\text{ф.с}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{P_{\text{ср.с}}^2 24}, \quad (1.29)$$

$k_{\Phi M}^2$ – квадрат коэффициента формы месячного графика базового зимнего месяца, рассчитанный по формуле (1.27); $k_{\Phi N}^2$ – квадрат коэффициента формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле

$$k_{\Phi N}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N W_{Mi}^2}{W_{\text{ср.м}}^2 N}, \quad (1.30)$$

где W_{Mi} – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{\text{ср.м}}$ – среднемесячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{Φ}^2 определяется по формуле

$$k_{\Phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \quad (1.31)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети, который определяется по формуле

$$k_3 = \frac{W_{\text{OC}}}{P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1.32)$$

где W_{OC} – отпуск электроэнергии в сеть за время T ; T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Пример. Рассчитаем потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ, рассмотренной в предыдущем разделе. Расчет выполним без деления T на два расчетных интервала по данным дня зимних контрольных замеров.

Средние значения активной и реактивной мощности нагрузки ЛЭП равны:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{OC}}}{T} = \frac{215\,673,6}{8760} = 24,62 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{qOC}}}{T} = \frac{124\,099,9}{8760} = 14,18 \text{ Мвар}.$$

Потери мощности в ЛЭП при средних нагрузках

$$\Delta P_{\text{ср.н}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R = \frac{24,62^2 + 14,18^2}{110^2} \cdot 6 = 0,4 \text{ МВт.}$$

Квадрат коэффициента формы для суточного графика зимнего дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (1.29), равен 1,054.

Квадрат коэффициента формы для месячного графика базового зимнего месяца, рассчитанный по формуле (1.27), равен 1,038.

Квадрат коэффициента формы для графика месячных отпусков электроэнергии в сеть, рассчитанный по формуле (1.30), равен 1,055.

Квадрат полного коэффициента формы за годовой интервал T по (1.28) равен

$$k_{\text{ф}}^2 = k_{\text{ф.с}}^2 k_{\text{ф.м}}^2 k_{\text{ф.л}}^2 = 1,054 \cdot 1,038 \cdot 1,055 = 1,155.$$

Потери электрической энергии за год равны (1.25):

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср.н}} T k_{\text{ф}}^2 k_k k_{\text{л}} = 0,4 \cdot 8760 \cdot 1,155 \cdot 0,99 \cdot 1,02 = 4086,78 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

что в процентах по отношению к отпуску в сеть составляет 1,9 %.

1.9. МЕТОД ЧИСЛА ЧАСОВ НАИБОЛЬШИХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

В методе числа часов наибольших потерь мощности расчет потерь электрической энергии выполняются по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\text{max}} T \tau_0 k_k k_{\text{л}}, \quad (1.33)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки; τ_0 – относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал T .

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле

$$\tau_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{P_{\text{max}}^2 T}, \quad (1.34)$$

где P_{max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале T .

Коэффициент k_k в формуле (1.33) принимается равным 1,03. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{\max} в формуле (1.34) могут использоваться значения тока головного участка схемы сети I_i и I_{\max} . В этом случае коэффициент k_k принимается равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле

$$\tau_0 = \tau_{0c} \tau_{0m} \tau_{0N}, \quad (1.35)$$

где τ_{0c} – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (1.34) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения τ_{0m} и τ_{0N} рассчитываются по формулам

$$\tau_{0m} = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р.}}{D_m}; \quad (1.36)$$

$$\tau_{0N} = \sum_{i=1}^N \frac{W_{Mi}^2}{W_{M.p.}^2 N}, \quad (1.37)$$

где $W_{M.p.}$ – отпуск электрической энергии в сеть в расчетном (базовом) месяце; N – число месяцев в расчетном интервале.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_0 определяется по формуле

$$\tau_0 = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (1.38)$$

Пример. Выполним расчет потерь электрической энергии в ЛЭП 110 кВ, рассмотренной в предыдущих разделах.

Максимальная нагрузка в день зимних контрольных замеров по табл. 1.4 равна $P_{\max} = 52,05$ МВт и $Q_{\max} = 31,51$ Мвар.

Потери мощности в режиме максимальных нагрузок:

$$\Delta P_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} R = \frac{52,05^2 + 31,51^2}{110^2} 6 = 1,836 \text{ МВт.}$$

Относительное число часов наибольших потерь мощности для суточного графика зимнего дня контрольных замеров, рассчитанное по формуле (1.34) для $m = 24$, $\Delta t_i = 1$ ч и $T = 24$ ч, равно 0,562.

Относительное число часов наибольших потерь мощности для месячного графика базового зимнего месяца, рассчитанного по формуле (1.36), равно 0,835. В расчете было принято количество рабочих и нерабочих дней в декабре соответственно 23 и 8, $D_m = 31$. Отношение электрической энергии, потребленной в нерабочий день, к электрической энергии, потребленной в рабочий день декабря, принято $k_w = 0,6$.

Относительное число часов наибольших потерь мощности для графика месячных отпусков электроэнергии в сеть, рассчитанное по формуле (1.37), равно 0,53.

Общее относительное число часов наибольших потерь мощности за годовой интервал T по (1.35) равно

$$\tau_0 = \tau_{0,c} \tau_{0,m} \tau_{0,N} = 0,562 \cdot 0,835 \cdot 0,53 = 0,249.$$

Потери электрической энергии за год равны (1.33):

$$\Delta W = \Delta P_{\max} T \tau_0 k_k k_l = 1,836 \cdot 8760 \cdot 0,249 \cdot 1,02 \cdot 1,03 = 4207,0 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

что в процентах по отношению к отпуску в сеть составляет 1,951 %.

1.10. МЕТОД ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ПО ОБОБЩЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ О СХЕМАХ И НАГРУЗКАХ СЕТИ

Электрические сети 0,38 кВ характеризуются большим количеством присоединений однофазных нагрузок, наличием нейтрального проводника (четырёхпроводные сети) и неопределенностью величин мощностей или потребляемой энергии нагрузками. Выполнять расчеты потокораспределения в таких сетях сложно и порой невозможно. Поэтому в таких сетях используются методы приближенной оценки потерь электрической энергии. При этом получить приемлемые результаты такими методами можно в случае применения их для расчета потерь электроэнергии в совокупности линий общим количеством не менее суммарного количества линий, отходящих от ТП 6–20/0,4 кВ, 100 шт. или более. Это соответствует нескольким сотням линий.

Потери электроэнергии в N линиях 0,38 кВ со средним сечением головных участков $F_{г,ср}$ (мм²), отпуском электроэнергии в линии $W_{0,38}$, (тыс. кВт·ч), за период D дней рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости

потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети по формуле

$$\Delta W = k_{0,38} \left(\frac{W_{0,38}}{N} \right)^2 \frac{(1-d_n)^2 (1+\operatorname{tg}^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_{\text{г.срД}}} \frac{1+2k_3}{3k_3}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.38)$$

где $L_{\text{экв}}$ – эквивалентная суммарная длина линий, км; $\operatorname{tg} \varphi$ – средний коэффициент реактивной мощности; $k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз; d_n – доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1-2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,38 кВ.

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле

$$L_{\text{экв}} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1, \quad (1.40)$$

где L_M – суммарная длина магистралей N линий 0,38 кВ; L_{2-3} – суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,38 кВ; L_1 – суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,38 кВ.

При использовании этой формулы необходимо руководствоваться следующим.

1. При определении магистрали одной линии 0,38 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора (6–20)/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

2. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включаются электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (1.40) подставляют длины линий, определяемые по формуле

$$L = L_a + 4L_c + 0,6L_{\text{мед}}, \quad (1.41)$$

где L_a , L_c , $L_{\text{мед}}$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле

$$k_{0,38} = k_u \left(7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2 \right) (1,25 + 0,14d_p), \quad (1.42)$$

где d_p – доля энергии, отпускаемой населению по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,38 кВ, о. е.; k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Коэффициент $F_{г.ср}$ определяется по формуле

$$F_{г.ср} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{гi} L_{гi}}{\sum_{i=1}^N L_{гi}}, \quad (1.43)$$

где $F_{гi}$ – сечение головного участка i -й линии; $L_{гi}$ – длина головного участка i -й линии.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимается $k_3 = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,4 кВ, ее значение определяется вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6–20 кВ, потерь в оборудовании 6–20 кВ и энергии, отпущенной в трансформаторные подстанции (ТП) 6–20/0,4 кВ, энергии, отпущенной потребителям, подключенным к шинам ТП, и в линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Пример. Расчет потерь электрической энергии в сети 0,38 кВ, состоящей из 382 линий 0,38 кВ. Исходные данные и результаты расчетов по формулам (1.39)–(1.43) приведены в табл. 1.8.

Таблица 1.8

Исходные данные и расчетные параметры

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
Суммарный отпуск электроэнергии в линии	$W_{0,38}$	тыс. кВт·ч	84230,77
Количество линий	N	шт.	382
Количество дней в расчетном интервале	Д	Количество дней	365

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
Коэффициент заполнения графика	k_3	о.е.	0,5
Среднее сечение головных участков линий	$F_{г.ср}$	мм ²	50
Средний коэффициент реактивной мощности	$\text{tg } \varphi$	о.е.	0,6
Коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз	$k_{0,38}$	о.е.	7,78
Коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В	k_u	о.е.	1
Доля энергии, отпускаемой населению по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,38кВ	d_p	о.е.	0,55
Доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1-2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ	d_n	о.е.	0,4
Длина кабелей с алюминиевыми жилами	$L_{акл}$	км	84,8
Длина алюминиевых проводов ВЛ	$L_{авл}$	км	42,47
Суммарная длина магистралей N линий	L_m	км	127,27
Суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий	L_{2-3}	км	5
Суммарная длина однофазных ответвлений N линий	L_1	км	2
Эквивалентная суммарная длина N линий	$L_{экв}$	км	129,91
Нагрузочные потери в линиях 0,38кВ	$\Delta W_{0,38}$	тыс. кВт · ч	1758,024
Относительные потери в линиях 0,38 кВ	$\Delta W_{0,38,\%}$	%	2,087

1.11. МЕТОД ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ 0,38 кВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ в зависимости от величины потерь напряжения проводятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки (рис. 1.12). По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6–20/0,4 кВ.

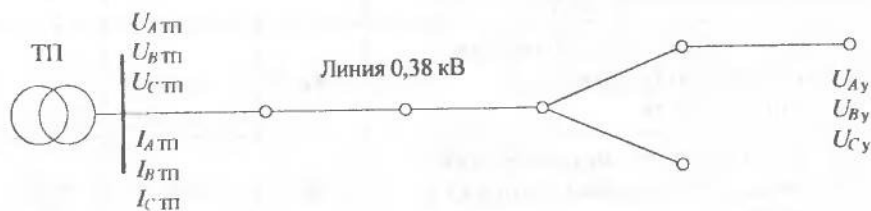


Рис. 1.12. Пример линии 0,38 кВ

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,38 кВ (в процентах от отпуска электроэнергии в сеть) определяются по формуле

$$\Delta W\% = 0,7k_{\text{нер}}\Delta U \frac{\tau}{T_{\text{max}}}, \quad (1.44)$$

где $k_{\text{нер}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам; τ — время максимальных потерь мощности; T_{max} — время использования максимальной нагрузки.

Относительная величина потерь напряжения

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ср ТП}}} 100 = \frac{U_{\text{ср ТП}} - U_{\text{нм у}}}{U_{\text{ср ТП}}} 100. \quad (1.45)$$

Здесь $U_{\text{нм у}}$ — фазное напряжение в самой электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки, взятое как наименьшее (минимальное) из трех измеренных значений.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается

как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, за расчетное принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент $k_{\text{нер}}$ определяется по формуле

$$k_{\text{нер}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad (1.46)$$

где I_A, I_B, I_C – измеренные токовые нагрузки фаз; $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}$ – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

$$\begin{array}{ll} \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\text{ф}} = 1 & k_{\text{нер}} = 1,13; \\ \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\text{ф}} = 2 & k_{\text{нер}} = 1,2. \end{array}$$

Отношение τ/T_{max} принимают в соответствии со следующими данными (табл. 1.9)

Таблица 1.9

$T_{\text{max}}, \text{ч}$	2000	3000	4000	5000	6000
τ/T_{max}	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии (%) в k линиях 0,38 кВ определяются по формуле

$$\Delta W\% = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%,i} I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (1.47)$$

где $\Delta W_{\%,i}$ – относительные потери электроэнергии в i -й линии; I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

Пример. Рассчитать потери электрической энергии в линиях 0,38 кВ по методу, использующему потери напряжения в режиме наибольших нагрузок.

Пусть имеется 10 линий, отходящих от четырех ТП. Для всех линий выполнены измерения токов и напряжений в фазах в начале линий и фазных напряжений в конце. Результаты сведены в табл. 1.10. Для каждой линии рассчитаны: коэффициент неравномерности, среднее напряжение на шинах ТП, наименьшее напряжение у удаленного потребителя, потери напряжения в линии, относительные потери

Таблица 1.10

№ п/л	Наименование ТП 10/0,4 кВ	Номер фидера 0,4 кВ	Измерения								
			Ток фазы А, I_A, A	Ток фазы В, I_B, A	Ток фазы С, I_C, A	$U_{ТПА}, В$	$U_{УА}, В$	$U_{ТПВ}, В$	$U_{УВ}, В$	$U_{ТПС}, В$	$U_{УС}, В$
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13
1	2А-54	1	80,1	85,1	69,3	239	232	241	229	241	235
2	2А-54	2	1,2	0,2	0,9	239	235	241	240	241	240
3	2А-54	3	47,8	80,2	53,1	239	227	241	227	241	227
4	2А-9	1	5,6	12,6	11,2	230	227	230	230	230	231
5	2А-9	2	45	23,4	28,4	230	221	230	228	230	230
6	2А-69	1	0,1	0	0	234	227	234	227	234	226
7	2А-69	2	8,6	13,9	21,2	234	226	234	226	234	226
8	2А-69	3	206	223	183	234	226	234	226	234	226
9	2А-69	4	50,8	49,9	44,2	234	226	234	222	234	219
10	2А-71	1	82,4	76,8	68,3	237	226	235	226	233	226

№ п/п	Наименование ТП 10/0,4 кВ	Номер фидера 0,4 кВ	Расчет						Произведение $\Delta W * I_{\text{ср}}$
			Коэффициент неравномерности $k_{\text{нр}}$	Среднее напряжение на шинах ТП $U_{\text{ТП ср}}$, В	Наименьшее напряжение у удаленного потребителя $U_{\text{у min}}$, В	Потери напряжения, ΔU , %	Относит. потери ЭЭ ΔW , %	Средний ток $I_{\text{ср}}$, А	
1	2	3	14	15	16	17	18	19	20
1	2А-54	1	1,02	240,3	229	4,72	2,42	78,17	189,08
2	2А-54	2	1,75	240,3	235	2,22	1,95	0,77	1,50
3	2А-54	3	1,14	240,3	227	5,55	3,18	60,37	192,11
4	2А-9	1	1,24	230,0	227	1,30	0,81	9,80	7,98
5	2А-9	2	1,20	230,0	221	3,91	2,38	32,27	76,66
6	2А-69	1	6,00	234,0	226	3,42	10,34	0,03	0,34
7	2А-69	2	1,31	234,0	226	3,42	2,26	14,57	32,99
8	2А-69	3	1,02	234,0	226	3,42	1,75	204,00	357,18
9	2А-69	4	1,01	234,0	219	6,41	3,26	48,30	157,47
10	2А-71	1	1,01	235,0	226	3,83	1,96	75,83	148,51
Сумма								543,1	1183,83
Потери, %									2,18

электрической энергии и средний ток. Результирующие потери электрической энергии, рассчитанные по формуле (1.47), равны 2,18 %. При известном отпуске в сеть находятся потери в киловатт-часах (кВт·ч).

При анализе расчета технических потерь сети 0,38 кВ необходимо обращать внимание на следующее:

- удельные потери электроэнергии, как правило, должны находиться в диапазоне от 2 до 20 тыс. кВт·ч/км. Если удельные потери превышают верхний предел указанного диапазона значений удельных потерь, необходим тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;

- плотность тока, как правило, не должна превышать 2,5 А. В противном случае необходим тщательный анализ результатов расчетов и исходных данных;

- средняя протяженность одной линии 0,38 кВ, как правило, не должна превышать 1,5 км;

- среднее количество линий 0,38 кВ, отходящих от секции 0,4 кВ ТП, должно находиться в диапазоне 2...5 линий. Для городских электрических сетей верхний предел этого диапазона может быть выше;

- среднее сечение воздушных линий электропередачи 0,38 кВ находится, как правило, в пределах 16...50 мм², на магистральных участках 35...70 мм²;

- потери напряжения при наибольшей загрузке сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника не должны превышать 5 %.

1.12. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, НЕ ЗАВИСЯЩИЕ ОТ НАГРУЗКИ

При включении под напряжение любого оборудования электрической сети в нем возникают потери, которые не связаны с передаваемой по сети мощностью. По данному оборудованию могут и не протекать нагрузочные токи, но из-за наличия электромагнитного поля и токов утечки возникают потери электрической энергии. Величина таких потерь может быть пренебрежимо мала, но при больших напряжениях и напряженностях электрического поля, а также наличии компонентов с ферромагнитными материалами эти потери могут составлять существенную часть общих потерь электрической энергии.

Подобные потери иногда называют условно-постоянными потерями, подразумевая под этим независимость их от тока нагрузки. Однако изменчивость условно-постоянных потерь может быть очень большой, и причинами или факторами, влияющими на эти потери, будут: метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность), состояние оборудования в части его изоляции, загрязнения, близость к источникам загрязнения атмосферы. Кроме того, расположение и окружение оборудования на подстанциях могут способствовать наведению магнитных полей в металлических частях различных устройств, не находящихся под напряжением, что может способствовать рассеиванию энергии.

Большое значение для величины условно-постоянных потерь имеет срок службы оборудования. Со временем материалы, из которых изготавливают оборудование, стареют и их свойства изменяются. Это в основном проявляется при старении изоляции и магнитопроводов, а также окислении проводников и их контактных соединений (повышенные нагрузочные потери).

Среди потерь, не зависящих от нагрузки, выделяют следующие группы потерь.

1. Потери ХХ в силовых трансформаторах.
2. Потери в компенсирующих устройствах.
3. Потери в шунтирующих реакторах.
4. Потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций.
5. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройств присоединения ВЧ-связи.
6. Измерительных трансформаторах и счетчиках прямого включения.
7. Потери в изоляции кабельных линий.
8. Потери, определяемые погодными условиями (климатические потери):
 - потери на корону;
 - потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи;
 - расход электроэнергии на плавку гололеда.
9. Расход электроэнергии СН подстанций.

Для распределительных электрических сетей основная составляющая потеря, не зависящих от нагрузки, – это потери ХХ трансформаторов, за ними следуют, в зависимости от протяженности воздушных и

кабельных линий, потери в изоляции КЛ и потери от токов утечки по изоляторам ВЛ.

Ниже приводятся методы оценки потерь, не зависящих от нагрузки сети, в некоторых видах оборудования электрических сетей. Способы оценки климатических потерь электрической энергии даны в приложении 1.

Расход электроэнергии СН подстанций определяется на основе приборов учета, установленных на высшей стороне трансформаторов собственных нужд (ТСН). В случае отсутствия приборов учета электроэнергии на СН ПС 10(6)/0,4 кВ расход электроэнергии определяется по результатам энергетических обследований.

1.13. ПОТЕРИ ХХ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Потери электрической энергии на холостой ход (ХХ) силовых трансформаторов определяются как

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \sum_{i=1}^m T_{\text{рi}} \left(\frac{U_i}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (1.48)$$

где $T_{\text{рi}}$ – число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме; $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери активной мощности ХХ трансформатора; U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора (автотрансформатора).

Напряжение на трансформаторе (автотрансформаторе) определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети.

Допускается для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности ХХ определять с учетом их технического состояния и срока службы посредством измерений этих потерь методами, применяемыми на заводах-изготовителях при установлении паспортных данных трансформаторов (автотрансформаторов).

Современные трансформаторы имеют достаточно низкие потери ХХ. Совершенствование технологии трансформаторостроения можно проследить по рис. 1.13, на котором отмечены потери мощности ХХ, установленные ГОСТ и техническими условиями по годам.

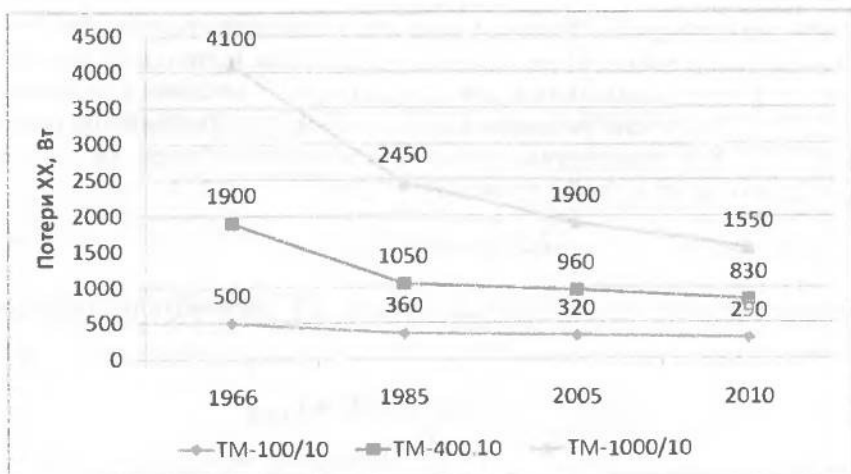


Рис. 1.13. Снижение потерь XX масляных трансформаторов, по годам

Потери XX трансформаторов сегодня снизились по отношению к потерям трансформаторов, изготавливаемых в 1966 г. примерно в 2,5 раза. Для снижения потерь в распределительных трансформаторах разрабатываются трансформаторы с магнитопроводом из аморфной стали, что позволит дополнительно в 3...4 раза снизить потери XX трансформаторов.

В состав аморфной ленты входит железо, бор – 3 %. кремний – 3...9 %. Аморфные наносплавы образуются с помощью добавления тугоплавких металлов: ниобий, медь, молибден – 3...5 %. Практически все электромагнитные, механические и потребительские свойства аморфной стали превосходят аналогичные свойства традиционной анизотропной электротехнической стали, применяемой в современных трансформаторах, за исключением индукции (13 Тл) и коэффициента заполнения. Удельные магнитные потери на перемагничивание магнитопроводов из некоторых видов аморфной стали составляют 0,2...0,25 Вт/кг против 1,15 Вт/кг для электротехнической стали. Стоимость распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали на 20...30 % выше стоимости трансформаторов с традиционной электротехнической сталью.

Большое влияние на потери XX оказывает срок службы трансформаторов. В литературе имеются данные о росте потерь XX трансфор-

маторов, прослуживших более 30 лет, для которых потери возросли от 1,3 до 4 раз. В работе [4] на основе проведенных испытаний нескольких сотен распределительных трансформаторов с высшим напряжением 10 и 6 кВ получена регрессионная зависимость превышения реальных потерь XX трансформаторов, прослуживших более 20 лет, от дальнейшего срока службы трансформаторов.

$$\delta\Delta P_{XX} = a + bT_{сл}. \quad (1.49)$$

Превышение реальной величиной потерь XX паспортного значения $\Delta P_{XX \text{ пасп}}$

$$\delta\Delta P_{XX, \%} = \frac{\Delta P_{XX} - \Delta P_{XX \text{ пасп}}}{\Delta P_{XX \text{ пасп}}} 100$$

имеет скорость изменения 1,5...2,0 % в год и может приниматься в среднем 1,75 % в год. Для трансформаторов, имеющих срок службы до 20 лет, потери XX могут приниматься равными паспортному значению.

Однако в нормативных документах эти исследования пока не нашли отражения.

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах определяются по формуле (1.48) на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности ΔP_p .

1.14. ПОТЕРИ В КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ

Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{ном} T_p, \quad (1.50)$$

где β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК; $\Delta P_{ном}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. 1.11.

Таблица 1.11

Потери электроэнергии (тыс. кВт·ч в год), при номинальной мощности СК, МВ·А

$S_{СК,ном}$	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
$\Delta W_{СК}$	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяются по формуле

$$\Delta W_{КУ} = \delta P_{КУ} S_{КУ} T_p, \quad (1.51)$$

где $\delta P_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ; $S_{КУ}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), квар.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\delta P_{КУ}$ принимается равным: для БК – 0,003 кВт/квар, для СТК – 0,006 кВт/квар.

1.15. ПОТЕРИ В СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ПРОВОДАХ И СБОРНЫХ ШИНАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяются на основе данных табл. 1.12.

Таблица 1.12

Удельные потери электроэнергии в СППС (тыс. кВт·ч на ПС в год) при напряжении, кВ

$U_{ном}$	35	60	110	154	220	330	500	750...1150
$\Delta W_{СППС}$	3	6	11	18	31	99	415	737

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ТП 6-20/0,4 кВ не рассчитываются.

1.16. ПОТЕРИ В ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗРЯДНИКАХ, ОГРАНИЧИТЕЛЯХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, УСТРОЙСТВАХ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ВЧ-СВЯЗИ

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с табл. 1.13

Таблица 1.13

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжения (ОПН), трансформаторах тока (ТТ), трансформаторах напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии (тыс. кВт·ч в год) по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93

Примечание. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.

Провода ВЛ электропередачи используются для передачи сигналов высокочастотной (ВЧ) связи. Устройства ВЧ связи состоят из заградителей, включенных в расщелку линии, конденсатора связи и фильтра присоединения. ВЧ заградитель – это реактор с небольшим активным сопротивлением. Потери в нем зависят от тока нагрузки и могут быть отнесены к нагрузочным потерям. Аппаратура связи получает сигналы через конденсатор связи и фильтр присоединения, подключаемые к фазному проводу. Эти устройства, называемые устройствами присоединения ВЧ связи, присоединяются поперечно, т. е. между фазой и землей. В отличие от потерь в заградителях потери в УПВЧ практически постоянные. Подавляющая их часть приходится на конденсатор связи. Годовой расход электроэнергии в нем определяют по формуле

$$\Delta W_{KC} = 8760 U_{\phi}^2 b_C \operatorname{tg} \delta, \quad (1.52)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение ВЛ; $b_C = 2\pi fC$ – емкостная проводимость конденсатора связи; $f = 50$ Гц; C – емкость конденсатора, Ф; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, принимаемый равным 0,003.

Пример. Рассчитать потери в УПВЧ, присоединенном к фазе ВЛ 110 кВ. Емкость конденсатора связи в УПВЧ равна 6,4 нФ.

Фазное напряжение

$$U_{\phi} = \frac{110}{\sqrt{3}} 10^3 = 63,51 \text{ кВ}.$$

Емкостная проводимость конденсатора связи

$$b_C = 2\pi fC = 2,011 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для получения потерь электроэнергии (тыс. кВт·ч) в формуле (1.52) применим множитель 10^{-6} .

$$\Delta W = 8760 \cdot U_{\text{ср}}^2 b_C \operatorname{tg} \delta \cdot 10^{-6} = 0,213 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом, получили потери электроэнергии в УПВЧ равными 0,213 тыс. кВт·ч в год.

1.17. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И СЧЕТЧИКАХ ПРЯМОГО ВКЛЮЧЕНИЯ

Потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения принимаются по табл. 1.13. Потери в трех однофазных ТН принимаются равными потерям в одном трехфазном ТН.

Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВт·ч в год на одну фазу.

Потери электроэнергии в ТТ и ТН включают потери в счетчиках, входящих в состав измерительных комплексов.

Потери электроэнергии в электрических счетчиках прямого включения 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии со следующими данными (кВт·ч в год на один счетчик):

- однофазный индукционный – 18,4;
- трехфазный индукционный – 92,0;
- однофазный электронный – 21,9;
- трехфазный электронный – 73,6.

1.18. ПОТЕРИ В ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей на одну цепь определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{изол.КЛ}} = T \omega C \operatorname{tg} \delta L U_{\text{ном}}^2 10^{-6}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.53)$$

где T – продолжительность расчетного интервала, ч; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ; $\omega = 2\pi f$ – круговая частота, рад; C – удельная емкость кабеля, мкФ/км; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь; L – длина линии, км.

При отсутствии справочных данных о тангенсе угла диэлектрических потерь он принимается равным: для кабелей с бумажной изоляцией – 0,008; для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена – 0,001.

1.19. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ДОПУСТИМОЙ ПОГРЕШНОСТЬЮ СИСТЕМЫ УЧЕТА

Абсолютные потери электрической энергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электрической энергии, определяются по формуле

$$W_{\text{погр}} = 0,01 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} W_1^2}, \quad (1.54)$$

где n – количество точек учета, фиксирующих прием ЭЭ; m – количество точек учета, фиксирующих отдачу ЭЭ, в том числе крупным потребителям; δ_i (δ_j) – погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной ЭЭ по электрической сети, %; W_i (W_j) – прием (отдача) активной ЭЭ по электрической сети, тыс. кВт · ч; k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей; k_1 – количество точек учета однофазных потребителей; W_3 – потребление ЭЭ трехфазными потребителями (за минусом учтенных в « m »), тыс. кВт · ч; W_1 – потребление ЭЭ однофазными потребителями (за минусом, учтенных в « m »), тыс. кВт · ч.

Погрешность измерительного канала электрической энергии

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_n^2}, \quad (1.55)$$

где $\delta_{\text{сч}}$, $\delta_{\text{ТТ}}$, $\delta_{\text{ТН}}$ – основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %; δ_n – предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы ее учета, не являются физическими потерями или расходом на технологические нужды. Их появление обусловлено небалансом электрической энергии, полученным из сопоставления фактических и расчетных потерь. Часть этого небаланса возникает из-за несовершенства системы учета и относится к коммерческим потерям, а измерительные каналы вносят технологически неизбежную допустимую погрешность. Чтобы учесть эту составляющую, и вводят

понятие потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Фактическая погрешность учета электрической энергии может быть как положительна, так и отрицательна, но определить ее невозможно.

Если предположить, что фактические потери оказались в точности равны расчетным (технологическим) потерям, то разумно считать, что суммарная фактическая погрешность учета равна нулю.

Если фактические потери превышают расчетные, то также разумно предположить наличие потерь, обусловленных допустимой погрешностью учета, и вычислить эти потери по предельно допустимой величине этой погрешности.

В противном случае, когда расчетные потери больше фактических, следует считать фактическую погрешность отрицательной, но вводить ее в технологические потери не имеет смысла. Они принимаются равными нулю.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. СТРУКТУРА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Снижение потерь электрической энергии – целевой показатель энергосбережения и повышения энергетической эффективности соответствующих программ. В качестве целевого индикатора снижения потерь электрической энергии в Государственной программе РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» (далее Программы) установлена доля потерь в электрических сетях. В соответствии с Программой (подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях») доля потерь в электрических сетях должна в результате реализации мероприятий подпрограммы обеспечить снижение потерь в электрических сетях до 8...9 % в 2020 г. (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Целевой индикатор – доля потерь в электрических сетях – и показатели реализации мероприятий Программы на период до 2020 г.

Индикатор	Единица измерения	Показатель								
		годы								
		2000	2007	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Доля потерь в электрических сетях	%	11,8	10,5	11	10,9	10,7	10,4	10,3	9,8	8,7

В соответствии с Программой основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электроэнергетике охватывают:

- внедрение систем мониторинга энергосбережения и повышение энергетической эффективности;
- обучение и повышение квалификации руководителей и специалистов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- разработку и внедрение системы энергетического менеджмента.

Основные технические мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электросетевом хозяйстве направлены на снижение потерь электроэнергии и совершенствование системы коммерческого и технического учета электроэнергии в электрических сетях и у потребителей. Планируется проведение крупномасштабных работ по реконструкции электрических сетей с целью повышения их надежности и эффективности.

Обычно мероприятия по снижению потерь подразделяли на три группы [5]: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию системы учета электрической энергии. Другое деление – на беззатратные (не требующие капитальных вложений) и затратные (малозатратные, средnezатратные и крупnezатратные). По классам решаемых задач вполне уместно разделять мероприятия на такие, которые:

- улучшают (оптимизируют) режимы работы электрических сетей и их оборудования;
- снижают потери за счет реконструкции электрических сетей и установки нового энергосберегающего оборудования;
- совершенствуют средства и системы учета и осуществляют профилактику хищений электрической энергии.

К первому классу относятся задачи оптимального управления режимами работы электрических сетей, второй класс – задачи реконструкции, модернизации и проектирования и третий – задачи совершенствования способов и средств учета электрической энергии на основе автоматизированных информационно-измерительных систем.

Мероприятия, улучшающие режимы работы электрических сетей и определяющие факторы снижения потерь, приведены в табл. 2.2.

**Мероприятия, улучшающие режимы работы электрических сетей
и их оборудования**

№ п/п	Наименование мероприятия	Определяющий фактор
1	Оптимальное управление по напряжению и реактивной мощности в сети 110 кВ и выше	Снижение нагрузочных потерь мощности в каждом рассмотренном режиме
2	Оптимальное управление по месту размыкания сетей с двусторонним питанием 6–110 кВ	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии на каждом рассмотренном интервале времени
3	Проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии, за счет перераспределения ее потоков по линиям электропередачи	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии при каждом состоянии схемы на рассмотренном интервале времени
4	Осуществление регулирования напряжения в центрах питания сетей 6–110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии при каждом состоянии дискретных средств регулирования напряжения (при непрерывном управлении – в соответствии с заданным законом регулирования)
5	Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии на каждом рассмотренном интервале времени
6	Отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами	Снижение суммы нагрузочных потерь и потерь XX трансформаторов
7	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	Снижение потерь XX в периоде отключения
8	Вывравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ	Снижение суммарных нагрузочных потерь мощности и электрической энергии по фазам и нейтральном проводнике на длительный период

№ п/п	Наименование мероприятия	Определяющий фактор
9	Стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию графиков нагрузки	Снижение суточных нагрузочных потерь электрической энергии
10	Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	Уменьшение электропотребления

Таблица 2.3

Мероприятия, связанные с реконструкцией электрических сетей

№ п/п	Наименование мероприятия	Определяющий фактор
1	Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях энергосистемы	Появление возможности снижения нагрузочных потерь мощности в каждом рассмотренном установившемся режиме
2	Замена проводов на перегруженных линиях	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии
3	Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии
4	Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии
5	Замена недогруженных силовых трансформаторов	Снижение потерь ХХ
6	Перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение:	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии
7	Разукрупнение распределительных линий 0,4–35 кВ	Снижение нагрузочных потерь электроэнергии

Мероприятия по модернизации электрических сетей с сопутствующим эффектом снижения потерь электрической энергии

№ п/п	Наименование мероприятия	Оборудование и технологии
1	Замена устаревшего и неэкономичного оборудования	Провода для ВЛ с повышенной пропускной способностью Трансформаторы с пониженным уровнем нагрузочных потерь и потерь ХХ Интеллектуальные счетчики
2	Внедрение новых технологий и оборудования в распределительных электрических сетях	Малая распределенная энергетика Сетевые накопители электрической энергии Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена Высокотемпературные сверхпроводниковые кабели, трансформаторы, компенсаторы и индуктивные накопители энергии Динамическое управление электросетями (smartgrid) Интегрированные АСДУ/АИИС КУЭ (ТУЭ)
3	Внедрение новых технологий и оборудования в передающих (магистральных) электрических сетях	Управляемые (гибкие) линии электропередачи переменного тока (устройства FACTS): УШР, СТК, СТАТКОМ, ФПУ, УУПК Вставки постоянного тока Цифровые подстанции
4	Улучшение качества электрической энергии	Мониторинг, контроль и анализ показателей качества электрической энергии Автоматизированные ПС в сетях всех классов напряжений Фильтрокомпенсирующие устройства Регулировочные трансформаторы
5	Повышение уровня эксплуатации объектов электрических сетей	Полноценная система мониторинга состояния оборудования и проведения его ремонта Оценка технического состояния кабелей без вывода КЛ из работы

Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии:

- 1) организация равномерного снятия показаний электросчетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей;
- 2) установка автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- 3) выделение цепей учета электрической энергии на отдельные обмотки трансформаторов тока;
- 4) устранение недогрузки и перегрузки цепей тока и напряжения;
- 5) установка электросчетчиков повышенных классов точности;
- 6) установка дополнительной аппаратуры: трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, электросчетчиков;
- 7) проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятия показаний электросчетчиков;
- 8) установка комплексов учета на границах сетевой организации с другими сетевыми организациями и потребителями;
- 9) составление и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим станциям;
- 10) компенсация индуктивной нагрузки трансформаторов напряжения;
- 11) установка на подстанциях с дежурным персоналом сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей трансформаторов напряжения и др.

Ниже рассматриваются основные мероприятия, улучшающие режимы работы электрических сетей и их оборудования с целью повышения их энергоэффективности, а также мероприятия по снижению потерь за счет реконструкции электрических сетей и установки нового энергосберегающего оборудования. Для численной оценки эффективности мероприятий требуются параметры как нового оборудования, так и проработавшего большую часть нормативного срока службы. Информация по новому и выпущенному ранее основному оборудованию электрических сетей приводится в приложениях 2–5.

2.2. ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ

Режим работы электрической сети может быть улучшен за счет оптимизации реактивных мощностей генераторов электростанций и включенных в работу устройств компенсации реактивной мощности. Кроме того, одновременно с этим удобно и правильно использовать

изменение коэффициентов трансформации регулируемых в автоматическом режиме трансформаторов.

Оптимальный режим по напряжению и реактивной мощности выбирается расчетным путем с использованием специальных программ оптимизации установившихся режимов – оптимизации режимов по напряжению и реактивной мощности источников. При этом учитываются ограничения на регулируемые параметры (реактивные мощности источников и коэффициенты трансформации трансформаторов), напряжения, а также токи в линиях и трансформаторах.

Оптимизация проводится для характерных режимов работы электрической сети или в темпе процесса (в реальном времени). Каждый расчет дает оптимальные значения регулируемых параметров на короткий или относительно длительный интервал времени, в течение которого режим будет изменяться незначительно относительно расчетного.

Сам по себе расчет не дает экономического эффекта, его результаты должны быть реализованы установкой регулируемых параметров в тех местах сети и в то время, для которых выполнен расчет.

2.3. ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО МЕСТУ РАЗМЫКАНИЯ СЕТЕЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ 6–110 кВ

В электрических сетях среднего и высокого напряжения могут быть нагрузки, питание которых выполняется от двух или более источников. Такие схемы предназначены для электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категории по надежности электроснабжения. В некоторых случаях без ущерба для уровня надежности при наличии автоматического включения резерва возможны работа электрической сети с разрывом многостороннего питания и приведение рабочей схемы к радиально-магистральному типу. При аварии в такой схеме немедленно включается резервное питание.

Указанные действия по разделению сети и приведению ее к разомкнутому типу могут дать ощутимый эффект для снижения потерь мощности и энергии.

Электрические сети среднего напряжения, а во многих случаях сети 110 кВ работают в разомкнутом режиме, поэтому рассматривается вопрос не о размыкании контуров сети, а о поиске наилучшего места размыкания.

Изменение места размыкания линии 6...110 кВ с двусторонним питанием приводит к перераспределению нагрузок не только на участках этой линии, но и между питающими подстанциями, что приводит к изменению потерь во внешней сети. Выбор оптимального места размыкания должен приводить к минимуму суммарных потерь. Изменение потерь в самой линии 6–110 кВ определяется непосредственно при расчете режима с различными местами размыкания. Для учета происходящего при этом изменения потерь во внешней сети необходимо знать зависимость потерь энергии в ней от нагрузок рассматриваемой пары подстанций. Так как снижение нагрузки одной из подстанций приводит к практически такому же увеличению ее на другой подстанции, достаточно получить зависимость потерь во внешней сети от нагрузки одной из подстанций[6]:

$$\Delta W_{\text{вн}} = aS_1^2 + bS_1 + c. \quad (2.1)$$

Для этого рассчитывают несколько вариантов режима питающей сети с различными нагрузками S_1 . Нагрузку второй подстанции S_2 в каждом варианте расчета изменяют в обратную сторону на ту же величину. Значения коэффициентов в формуле (2.1) получают с помощью аппроксимации результатов расчета.

2.4. ПРОВЕДЕНИЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ В СХЕМЕ СЕТИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗА СЧЕТ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЕЕ ПОТОКОВ ПО ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Электрические сети низкого, среднего и высокого напряжения имеют резервирование и возможность передавать электрическую энергию потребителям по разным схемам. Так, например, на низком напряжении возможны переключения в схеме, приводящие к изменению источника питания, например от другой ТП. На высоком напряжении подстанции с высшим напряжением 110 кВ могут в результате переключений получать питание по другой линии или схеме сети. Это мероприятие сравнимо с выбором точки размыкания линии с двусторонним питанием, но при более широком охвате элементов электрической

сети. И так же, как для разделения сети, здесь следует учитывать изменение потерь электрической энергии во внешней по отношению к рассматриваемой сети. При этом такой простой регрессионной зависимости, как (2.1), здесь не получится и следует выполнять расчеты одновременно оптимизируемой и внешней сети.

2.5. ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕНТРАХ ПИТАНИЯ СЕТЕЙ 6–110 кВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО МИНИМАЛЬНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Регулирование напряжения обеспечивает приемлемыми значениями установившегося отклонения напряжения у электроприемников и в точках обращения электрической энергии в соответствии с нормативными и договорными требованиями. Однако режим, удовлетворяющий указанным требованиям, не является единственным. Существует целая область допустимых режимов, удовлетворяющих условиям регулирования напряжения, но различающаяся параметрами режима и потерями мощности в сети, для которой выполняется регулирование напряжения. Математически появляется задача поиска оптимального режима в допустимой области существования режимов.

Нахождение оптимального режима может быть выполнено по программе оптимизации режимов или простым методом перебора очевидных вариантов.

Эффективность этого мероприятия определяется наличием автоматизации измерений, телемеханизации и использованием средств АИИС КУЭ.

2.6. ВВОД В РАБОТУ НЕИСПОЛЬЗУЕМЫХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ (АРН) НА ТРАНСФОРМАТОРАХ С РПН

Как было указано выше, оптимизация режима и реализация оптимального решения могут быть выполнены в темпе процесса. Осуществить оптимальное управление в реальном времени невозможно без автоматических устройств, а в данном случае – устройств АРН. Эффект

оценивается по количеству электроэнергии, уменьшенной за счет более частой смены ответвлений РПН по отношению к эпизодическим ручным переключениям или к случаю полного отсутствия регулирования.

2.7. ОТКЛЮЧЕНИЕ В РЕЖИМАХ МАЛЫХ НАГРУЗОК ОДНОГО ИЗ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ С ДВУМЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Потери XX трансформаторов – довольно существенная составляющая в общих потерях электрической энергии в распределительных электрических сетях. В некоторых случаях для систем электроснабжения с электрическими сетями напряжением 10 (6) / 0,4 кВ и преимущественно кабельными линиями потери электрической энергии на XX трансформаторов преобладают в общей структуре потерь. Поэтому снижение потерь XX трансформаторов в таких сетях имеет первостепенное значение.

Одним из способов уменьшения потерь XX стало отключение трансформаторов, если при этом электроснабжение потребителей осуществляется по другой схеме сети без преобладающего увеличения нагрузочных потерь. В частности, это происходит при отключении одного из двух работающих параллельно трансформаторов в режимах их малой загрузки.

При малой нагрузке трансформаторов потери XX превышают нагрузочные потери и, следовательно, для снижения потерь целесообразно отключать один из двух параллельно работающих трансформаторов. Условие, при котором выгодно с точки зрения снижения потерь отключение одного трансформатора, выводится из уравнения, составленного из следующих соображений.

Потери мощности для случаев работы одного и двух одинаковых трансформаторов вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned}\Delta P^I &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R + \Delta P_{\text{XX}}, \\ \Delta P^{\text{II}} &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_{\text{XX}}.\end{aligned}\tag{2.2}$$

где ΔP^I и ΔP^{II} – потери мощности в случае работы одного и двух трансформаторов соответственно; S – передаваемая мощность; $U_{\text{ном}}$ –

номинальное напряжение; R – сопротивление обмоток трансформатора; ΔP_{XX} – мощность потерь XX трансформатора.

На рис. 2.1 показаны изменения потерь мощности при работе одного и двух параллельно работающих трансформаторов в зависимости от передаваемой мощности.

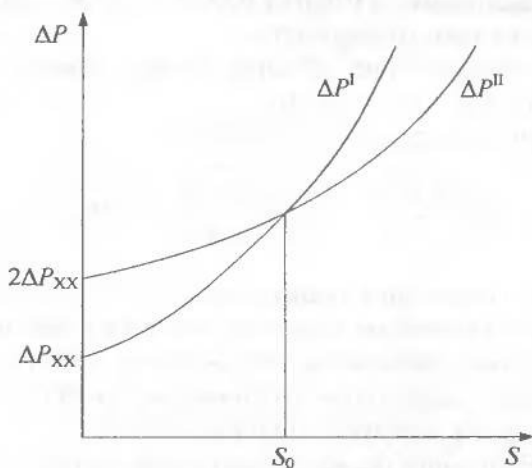


Рис. 2.1. Потери мощности при работе одного и двух трансформаторов

На рис. 2.1 кривые пересекаются в точке S_0 , в которой потери становятся одинаковыми при работе как одного, так и двух трансформаторов. Тогда для точки S_0 можно записать уравнение

$$\frac{S_0^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R + \Delta P_{XX} = \frac{S_0^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_{XX}, \quad (2.3)$$

из которого после упрощения получаем

$$\frac{S_0^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} = \Delta P_{XX}. \quad (2.4)$$

Решение этого уравнения дает формулу для определения S_0 :

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{XX}}{R}}. \quad (2.5)$$

Из рис. 2.1 следует, что при передаче мощности, меньшей S_0 , $\Delta P^I < \Delta P^{II}$ и, следовательно, выгоднее работать с одним включенным трансформатором.

Пример 1. Рассчитать нагрузку трансформаторов на подстанции с двумя трансформаторами ТРДЦН-63000/110, ниже которой выгодно отключать один из трансформаторов.

Активное сопротивление обмоток одного трансформатора $R = 0,87$ Ом, потери ХХ $\Delta P_{XX} = 59$ кВт.

В соответствии с формулой получим

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{XX}}{R}} = 110 \sqrt{\frac{2 \cdot 59 \cdot 10^{-3}}{0,87}} = 40,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Ежедневные отключения трансформатора в часы спада нагрузки и последующие его включения в часы подъема нагрузки нерациональны с точки зрения коммутационной аппаратуры и требуют средств автоматизации. Однако длительные отключения, связанные, например, с сезонным снижением нагрузки, вполне возможны.

Пример 2. Выполним расчет эффективности отключения одного из двух трансформаторов типа ТМ-630/10 в режимах малой загрузки.

Параметры одного трансформатора даны в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Тип	$S_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	ΔP_k	ΔP_{XX}	R
	кВ·А	кВ	кВт	кВт	Ом
ТМ-630	630	10	7,6	1,42	1,91

Мощность, рассчитанная по формуле (2.5), равна $S_0 = 385,12$ кВ·А.

За годовой период времени загрузка трансформаторов оказалась меньше S_0 в течение непрерывного интервала времени продолжительностью 3650 ч. Остальное время года нагрузка в основном была выше S_0 .

Определим потери электрической энергии за расчетный период $T_p = 3650$ ч для двух случаев: работы двух и одного трансформаторов. Средняя передаваемая мощность за T_p равна 250 кВ·А.

Квадрат коэффициента формы графика нагрузки за указанный период примем равным 1,33. Расчеты потерь мощности и электрической энергии сведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Режим работы трансформаторов	S_{cp}	ΔP_{cp}	ΔW_n	ΔW_{XX}	ΔW_s
	кВ·А	кВт	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч
Включены два трансформатора	250,00	0,60	2,90	10,37	13,27
Включен один трансформатор	250,00	1,20	5,81	5,18	10,99
Снижение потерь электрической энергии					2,28

Таким образом, экономия электрической энергии от данного мероприятия в единичном случае составит примерно несколько тыс. киловатт-часов в год – слишком малая величина. Современные трансформаторы имеют еще меньшие потери XX, а следовательно, эффект получится еще меньше. Рассматриваемое мероприятие даст ощутимый эффект при отключениях трансформаторов на нескольких десятках ПС и в особенности для трансформаторов, имеющих повышенный уровень потерь XX (это трансформаторы, прослужившие несколько десятков лет).

2.8. ОТКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ С СЕЗОННОЙ НАГРУЗКОЙ

Еще одним способом снижения потерь XX стало отключение трансформаторов у потребителей с сезонной нагрузкой. Такими потребителями могут быть различные прииски, работающие только в летний период: летние лагеря отдыха, садово-огороднические общества и др.

Расчет эффективности такого мероприятия очень прост. Рассчитывается количество электроэнергии, которое этот трансформатор потребил за период отключения с учетом потерь в линии, по которой подключен этот трансформатор. В случае, если линия питает только отключаемого потребителя, потери от протекания по ней тока XX трансформатора чрезвычайно малы («потери от потерь»), однако если имеются другие нагрузки, то возможно появление величины потерь соизмеримых

с потерями в трансформаторе. При этом учитывается, что по питающей линии при включенном трансформаторе передается величина не только активных, но и реактивных потерь XX трансформатора.

2.9. ВЫРАВНИВАНИЕ НАГРУЗОК ФАЗ В СЕТЯХ 0,4 кВ

Электрические сети 0,4 кВ в основном четырехпроводные. Наличие однофазной нагрузки – двухпроводных присоединений в общем случае приводит к неравномерной загрузке фаз по силе тока и коэффициенту мощности. Немаловажен и тот факт, что степень неравномерности изменяется во времени довольно часто, в соответствии с действиями людей и программами работы автоматических электроприемников. В трехфазной системе переменного тока характеристиками несимметрии являются коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности.

Несимметрия параметров сети в данном случае пренебрежимо мала по отношению к несимметрии нагрузки.

Симметричный режим загрузки фаз четырехпроводной сети 0,38 кВ – самый оптимальный с точки зрения величины потерь мощности и энергии. Однако в сетях с однофазными электроприемниками невозможно добиться абсолютной симметрии. Снизить можно только так называемую систематическую несимметрию, которая повторяется или имеет место постоянно. Коэффициент неравномерности загрузки фаз $k_{\text{нер}}$ [см. (1.46)] показывает некоторое увеличение потерь мощности в несимметричном режиме относительно симметричного режима:

$$k_{\text{нер}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\Phi}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\Phi}}, \quad (2.6)$$

где I_A, I_B, I_C – измеренные токовые нагрузки фаз; $R_{\text{н}}/R_{\Phi}$ – отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

Значение $k_{\text{нер}}$, по данным [6], для большинства случаев изменяется от 1,15 до 1,55. По всей видимости, линии со значением коэффициента неравномерности более 1,15 следует считать с повышенным уровнем сверхнормативных потерь. В таких линиях необходима работа по выравниванию нагрузок фаз для устранения систематической несимметрии.

Выявлять несимметричную нагрузку следует периодически, так как со временем несимметрия имеет тенденцию к росту. Такое мероприя-

тие – выравнивание нагрузок фаз необходимо проводить, по крайней мере, два раза в год.

Пример формы заполнения результатов замеров и их графическая интерпретация даны в табл. 2.7 и на рис. 2.2.

Таблица 2.7

**Результаты замеров токов и напряжений фаз линий (фидеров),
отходящих от ТП**

Дата замера нагрузки, время	18.09.12/09-00			20.06.12.15-00			09.03.12/14-40			29.01.12/16-30		
Температура воздуха, °С	+15			+19			-10			-25		
Фазы	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Т-1 <i>U</i> , В	219	216	223	220	216	226	213	210	228	214	214	227
Трансформаторный ввод, <i>I</i> , А	43	76	66	44	78	67	122	254	88	182	291	156
ф. 1 <i>I</i> , А	18	47	20	25	53	24	58	172	53	118	188	118
ф. 2 <i>I</i> , А	5	7	9	1	5	3	0	11	12	5	16	2
ф. 3 <i>I</i> , А	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
ф. 4 <i>I</i> , А	20	22	37	18	20	38	64	71	23	59	87	36



Рис. 2.2. Диаграмма измеренных токов фаз (*A*, *B* и *C*) по датам замеров

По диаграмме можно увидеть неравномерность загрузки фаз трансформаторного ввода. Однако для определения неравномерности загрузки фаз линий следует анализировать измерения токов по линиям. В данном примере можно отметить повторяющееся от раза к разу преобладание тока фазы *B* в нагрузке фидера Ф1. Три коэффициента неравномерности загрузки фаз для трех последних замеров (см. табл. 2.7), рассчитанных в соответствии с (2.6) по возрастанию дат, имеют следующие значения: 1,848; 1,391 и 1,545. Все значения $k_{\text{нер}}$ выше 1,15, из чего следует вывод о целесообразности симметрирования фаз в фидере Ф1.

Снижение потерь электроэнергии за счет проведения мероприятия по симметрированию нагрузок фаз определяют по формуле [6]

$$\delta\Delta W = \Delta W_n \left(1 - \frac{k_{\text{нер}2}}{k_{\text{нер}1}} \right), \quad (2.7)$$

где $k_{\text{нер}1}$ и $k_{\text{нер}2}$ – коэффициенты неравномерности нагрузок до и после их симметрирования; ΔW_n – потери электроэнергии в исходном режиме.

Как отмечалось выше, реализация данного мероприятия дает эффект, который со временем «уходит», т. е. несимметрия постепенно вновь увеличивается и возрастают создаваемые ею дополнительные потери. Периодические работы по снижению уровня несимметрии позволяют поддерживать приемлемый уровень потерь из-за несимметрии, однако не вносят все новых и новых сокращений потерь. Выполненные первый раз эти мероприятия внесут свою долю в повышение эффективности работы сетей, но их регулярное повторение лишь поддерживает потери на достигнутом уровне.

2.10. СТИМУЛИРОВАНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ К ВЫРАВНИВАНИЮ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

В случае заинтересованности потребителя в потреблении электрической энергии в часы ночного провала суточного графика нагрузки и снижения потребления в часы пиковой нагрузки в утренние и вечерние часы потери в питающих этого потребителя линиях электропередачи сокращаются.

Снижение потерь электрической энергии от выполнения этого мероприятия можно определить с помощью разницы квадратов коэффициентов формы графика нагрузки до и после выравнивания:

$$\delta\Delta W = \frac{(W^2 + W_p^2)}{U_{\text{ном}}^2 T} R_{\text{экв}} (k_{\phi 1}^2 - k_{\phi 2}^2), \quad (2.8)$$

где W , W_p – соответственно отпущенная в сеть активная и реактивная электрическая энергия; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электрической сети; T – расчетный период; $R_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление сети; $k_{\phi 1}$ и $k_{\phi 2}$ – коэффициенты формы суммарной нагрузки сети до и после выравнивания соответственно.

2.11. СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

Снижение расхода электроэнергии на СН возможно в случае обнаружения бесконтрольно присоединенных электроприемников, не входящих в номенклатуру элементов расхода электрической энергии на собственные нужды подстанций [7], или за счет модернизации оборудования СН и подстанции. Кроме того, необходим контроль выполнения правил эксплуатации оборудования СН в соответствии с инструкциями организации.

2.12. УСТАНОВКА И ВВОД В РАБОТУ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Реактивная мощность, передаваемая по сети, вызывает потери активной мощности и энергии, которые можно сократить за счет установки устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) в отдаленных от источников электрической энергии узлах электрической сети и у потребителей.

В практике проектирования и эксплуатации электрических сетей известна задача выбора мест установки и величин компенсации УКРМ. Она формулируется следующим образом.

Рассматривается электрическая сеть одного или нескольких уровней напряжения с одним центром питания. Известны графики нагру-

зок узлов сети в суточном и годовом периодах. Известны режимы работы ЦП в части выработки активной и реактивной мощности и средние напряжения на его шинах.

Требуется найти оптимальное решение по размещению и величине в нагрузочных узлах сети источников реактивной мощности. При этом в узлах нагрузки, как правило, заранее определяется, на каких шинах будут устанавливаться устройства компенсации.

Задача относится к классу задач нелинейного программирования, и сертифицированных программ для ее решения на рынке программного обеспечения пока нет. Однако имеются многочисленные исследовательские разработки и некоторые возможности использования программ оптимизации установившихся режимов.

Решить задачу можно на основе учета разных ограничений, экспертных оценок и перебора вариантов.

После выбора оборудования и его размещения переходят к мероприятию, изложенному в разд. 2.2. Оценить эффективность этого мероприятия можно как для проектного решения с оценкой годового среднего эффекта от снижения потерь электрической энергии, чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и срока окупаемости.

Разгрузка линий электропередачи и трансформаторов от передаваемой по ним реактивной мощности – одно из самых эффективных мероприятий по снижению нагрузочных потерь в электрических сетях.

Главными факторами, определяющими величину эффекта снижения потерь электрической энергии за счет снижения передаваемой реактивной мощности по элементу электрической сети, являются активное сопротивление схемы замещения этого элемента и величина передаваемой реактивной мощности.

2.13. ЗАМЕНА ПРОВОДОВ НА ПЕРЕГРУЖЕННЫХ ЛИНИЯХ

С течением времени и ростом нагрузок в сети некоторые линии становятся перегруженными по току несколько часов в сутки или постоянно. Это приводит к большим потерям напряжения и электрической энергии.

Сегодня на рынке электротехнической продукции появилось много новых видов проводов и кабелей, которые обладают повышенной пропускной способностью и повышенной длительно допустимой температурой (до 210 °С). Уже давно при новом строительстве и при реконструкции ЛЭП применяются самонесущие провода на ВЛ-0,4 кВ,

защищенные провода на 6–35 кВ и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. В отдельных случаях рассматривается возможность применения криогенных электропередач.

Замена проводов – дорогостоящее мероприятие, и его обоснование возможно не во всех случаях. Обычно это происходит при сильной изношенности элементов ЛЭП, когда физический износ и необходимость увеличить пропускную способность линии полностью определяют необходимость реконструкции ЛЭП. Снижение потерь электрической энергии здесь является сопутствующим эффектом. В некоторых случаях к замене проводов прибегают на наиболее загруженных участках распределительной электрической сети 6–10 и 0,38 кВ, например на нескольких пролетах головного участка фидера, что можно считать мероприятием по снижению потерь.

Снижение потерь электрической энергии прямо пропорционально активному сопротивлению линии.

Линия электропередачи может считаться перегруженной при наличии следующих факторов:

- ток по линии достигает в отдельные часы работы значений, близких к предельно допустимому току по условиям нагрева. При этом длительность протекания таких токов может быть невелика: несколько часов в сутки в период прохождения годового максимума нагрузки;

- величина плотности тока линии по несколько часов в сутки за большее число дней в году превышает $1,5...2 \text{ А/мм}^2$. При этом число часов использования максимума нагрузки достаточно велико – более 4000...5000 ч;

- средняя величина плотности тока по линии за расчетный период, равный одному месяцу или году, превышает 1 А/мм^2 ;

- величина напряжения в конце линии не позволяет обеспечить приемлемые отклонения напряжения у потребителей.

Как правило, для перегруженных линий имеют место два и более перечисленных фактора.

2.14. ЗАМЕНА ОТВЕТВЛЕНИЙ ОТ ВЛ 0,4 кВ К ЗДАНИЯМ

Замена ответвлений от ВЛ на провода с большим сечением вызвана двумя причинами: снизить нагрузочные потери в проводах ответвления и провести профилактику хищений электрической энергии, заменив неизолированные провода на изолированные (марки СИП).

В соответствии с [5] допускается приближенная оценка снижения потерь при проведении мероприятия по формуле

$$\delta \Delta W = 0,006 n_{\text{отв}}, \quad (2.9)$$

где $n_{\text{отв}}$ – планируемое количество заменяемых ответвлений.

2.15. ЗАМЕНА ПЕРЕГРУЖЕННЫХ, УСТАНОВКА И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Силовые масляные трансформаторы легко переносят перегрузку в течение обычно нескольких часов в сутки в соответствии с их перегрузочной способностью. При этом предполагается, что в другое время суток трансформаторы работают с недогрузкой. Если считать перегрузку и недогрузку равными по величине и продолжительности, то срок службы трансформатора по отношению к нормативному не изменится. В отношении снижения потерь электрической энергии следует определить дополнительные потери, обусловленные неравномерностью графика нагрузки, и оценить потери ХХ по отношению к замещающему трансформатору (старый, новый с пониженными потерями). Простые расчеты по величине мощности потерь двух вариантов сразу помогут принять решение, как правило, в пользу старого трансформатора. Иначе обстоит дело в случае с систематическими длительными и большими перегрузками. При этом, если трансформатор проработал более 30 лет, его потери ХХ вследствие старения магнитопровода возросли, затраты на капитальный ремонт могут быть соизмеримы с приобретением нового современного трансформатора с пониженными нагрузочными потерями и потерями ХХ.

2.16. ЗАМЕНА НЕДОГРУЖЕННЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Недогруженные трансформаторы имеют большие потери ХХ по отношению к нагрузочным потерям (относительные потери). Замена трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности снижает потери ХХ, но может увеличивать нагрузочные потери. Наиболее приемлемым мероприятием, связанным с заменой трансформаторов, счита-

ется обмен трансформаторами с подстанцией, где, наоборот, имеется перегрузка трансформаторов. Идеальным вариантом может быть тройной и более обмен трансформаторами между несколькими подстанциями и, возможно, замена одного (или нескольких) из них на современный трансформатор. Комплексное снижение потерь в целом по подстанциям, участвующим в замене трансформаторов, может снизить срок окупаемости нового трансформатора.

Замена недогруженных сухих трансформаторов экономически неоправданна из-за их высокой (примерно в 3...4 раза) стоимости по сравнению с масляными трансформаторами.

В связи с большой капиталоемкостью мероприятий по замене трансформаторов в первую очередь следует рассмотреть замену именно масляных трансформаторов.

Сокращение потерь электрической энергии при замене трансформаторов достигается в основном за счет снижения потерь ХХ, при замене устаревших трансформаторов на современные, снижения и нагрузочных потерь. Замена трансформаторов по причине низкого коэффициента загрузки производится для распределительных трансформаторов при коэффициенте загрузки меньше 0,3...0,4. В этом случае потери ХХ, как правило, оказываются выше нагрузочных потерь в обмотках и имеет место относительное увеличение потерь ХХ.

Снижение потерь в результате замены трансформаторов определяется по формуле [5] (кВт·ч):

$$\delta \Delta W_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{ХХ1}} - \Delta P_{\text{ХХ2}})T + (\Delta P_{\text{КЗ1}}k_{\text{зТ1}}^2 - \Delta P_{\text{КЗ2}}k_{\text{зТ2}}^2)\tau, \quad (2.10)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ1}}$ и $\Delta P_{\text{ХХ2}}$ – потери ХХ заменяемого и замещающего трансформаторов соответственно, кВт; $\Delta P_{\text{КЗ1}}$ и $\Delta P_{\text{КЗ2}}$ – потери короткого замыкания заменяемого и замещающего трансформаторов соответственно, кВт; $k_{\text{зТ1}}$ и $k_{\text{зТ2}}$ – коэффициенты загрузки заменяемого и замещающего трансформаторов соответственно; T – время работы трансформаторов, ч; τ – время максимальных потерь.

Пример. Выполним расчет эффективности замены трансформатора ТМ-630 на трансформатор меньшей мощности ТМ-250 при следующих условиях:

- коэффициент загрузки заменяемого трансформатора в режиме наибольших нагрузок равен 0,3; замещающий трансформатор будет загружен с коэффициентом 0,76;
- время максимальных потерь – 3459 ч.

Потери в трансформаторах

Трансформатор	Потери ХХ, кВт	Потери КЗ, кВт
ТМ-630	1,68	7,6
ТМ-250	0,82	3,7

Расчет по формуле (2.10) дает: $(1,68 - 0,82) 8760 + (7,6 \cdot 0,09 - 3,7 \cdot 0,578) 3459 = 2,58$ тыс. кВт·ч.

Результаты расчетов показывают небольшую эффективность этого мероприятия. В некоторых случаях появляется даже отрицательный эффект.

2.17. УСТАНОВКА И ВВОД В РАБОТУ РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Регулировочные трансформаторы в основном применяют для регулирования напряжения или повышения пропускной способности и статической устойчивости электропередачи (трансформаторы с продольно-поперечным регулированием). Во всех случаях установка регулировочных трансформаторов не является прямым мероприятием по снижению потерь электрической энергии. Однако вследствие повышения напряжения в узлах сети и перераспределения потоков мощности в линиях происходит значительное снижение потерь.

2.18. ПЕРЕВОД ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА БОЛЕЕ ВЫСОКОЕ НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Перевод ВЛ на более высокую степень номинального напряжения – одно из самых эффективных, но и дорогостоящих мероприятий. Конструктивно это мероприятие связано с увеличением уровня изоляции фаз, увеличением междуфазных расстояний, возможно, заменой проводов и реконструкцией подстанций.

Применяется этот способ в основном для повышения пропускной способности электрической сети в тех случаях, когда нагрузка линии достигла предельных для существующего номинального напряжения значений. Снижение потерь электроэнергии здесь, как и в предыдущем мероприятии, будет сопутствующим эффектом.

Пример. Пусть на участке линии 35 кВ с сопротивлением в 1 Ом передается мощность 35 МВ·А. Тогда потери мощности на этом участке составят величину $\frac{35^2}{35^2} \cdot 1 = 1$ МВт, а при номинальном напряжении 110 кВ с теми же сечениями проводов – $\frac{35^2}{110^2} \cdot 1 = 0,1$ МВт, т. е. снижение потерь произошло в 10 раз!

2.19. РАЗУКРУПНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 0,4–35 кВ

Разукрупнение линий электропередачи низкого и среднего напряжения позволяет сократить протяженность линий и тем самым снизить потери при передаче электроэнергии, повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

Эффект от разукрупнения линий может оказаться достаточно большим, если на головном участке линии проложить вторую цепь и перевести одно из ближайших ответвлений от магистрали на новую линию. Простой расчет показывает, что при переводе половины нагрузки на параллельную цепь с таким же проводом снижает потери электроэнергии на реконструированном участке линии в 2 раза. Разукрупнение линии низкого напряжения может состоять в подключении части линии к другому ТП.

2.20. ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.20.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена дает экономию в потерях электрической энергии в изоляции по сравнению с обычными кабелями с бумажной изоляцией в несколько раз. Коэффициент диэлектрических потерь у кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена равен 0,001 вместо 0,008.

Потери электрической энергии в изоляции кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ на 1 км

Сечение, мм ²	Потери, тыс. кВт·ч/км в год
120	1,08
150	1,17
185	1,28
240	1,67

В среднем имеем потери 1,3 тыс. кВт·ч/км в год. Потери в кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена получаются $1,3 / 8 = 0,063$ тыс. кВт·ч/км в год и экономия в потерях электрической энергии на 1 км кабельной линии на напряжении 10 кВ равна 1,237 тыс. кВт·ч/км в год.

**2.20.2. ВНЕДРЕНИЕ СИММЕТРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ
НА ТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ**

Искажение фазных напряжений из-за несимметричной нагрузки по фазам в реальных условиях эксплуатации нередко вызывает их отклонение уже на низковольтных вводах трансформаторов 10/0,4 кВ. Применение трансформаторов с симметрирующими устройствами, таких как ТМГСУ, ТМГСУ11, обеспечивает поддержание симметричности фазных напряжений в сетях с неравномерной пофазной нагрузкой. Сопротивление нулевой последовательности этих трансформаторов в среднем в три раза меньше, чем у трансформаторов с соответствующими параметрами без симметрирующего устройства со схемой соединения обмоток У/Ун-0. В этих трансформаторах не возникает перегрева токами нулевой последовательности при неравномерной нагрузке фаз и при суммарной мощности нагрузки, равной или ниже номинальной, что существенно сокращает потери электроэнергии. Симметрирующее устройство представляет собой катушки индуктивности, дополнительно подключенные к обмоткам трансформатора и соединенные в общую точку. Устраняя нулевое смещение, оно обеспечивает равномерность фазовых напряжений при несимметричной нагрузке, снижает шум работы трансформатора, улучшает синусоидальность кривой напряжения при наличии нелинейных приборов

(люминесцентных ламп, выпрямителей, сварочных аппаратов), а при коротком замыкании одной из фаз поддерживает напряжение на других в приемлемых границах.

2.20.3. ВВОД В РАБОТУ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УМЕНЬШЕННЫМИ ПОТЕРЯМИ МОЩНОСТИ 10 кВ

В настоящее время в РФ заводы по изготовлению силовых трансформаторов стали выпускать трансформаторы с пониженными потерям ХХ и короткого замыкания. Для сопоставления обычных и экономичных трансформаторов можно воспользоваться табл. 2.8

Таблица 2.8

Сопоставление потерь трансформаторов³

Мощность трансформатора, кВ · А	630	1000	1250	630	1000	1250
Трансформатор	Потери ХХ, кВт			Потери короткого замыкания, кВт		
Экономичный трансформатор	1,0	1,3	1,4	6,6	9,8	11,0
Обычный трансформатор	1,2	1,6	1,9	7,8	10,8	13,0

2.20.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОВОДОВ МАРКИ СИП НА ЛИНИЯХ 0,38 кВ

Провода марки СИП применяются на напряжении менее 1 кВ – линии с изолированными проводами (ВЛИ). Изолированные провода на напряжении выше 1 кВ, в том числе марки СИП-3, используются на напряжениях 6–35 кВ – линии с защищенными проводами (ВЛЗ).

Эффективность применения СИП складывается из следующих составляющих:

- резкое снижение (до 80 %) эксплуатационных затрат;
- снижение нагрузочных потерь электроэнергии в линии;
- снижение потерь напряжения в линии;
- значительное снижение несанкционированных подключений к линии.

³ <http://hitechgp.ru/news/274/660/>

Перечисленные факторы снижают эксплуатационные расходы, осуществляют профилактику хищений электрической энергии и снижают потери электрической энергии.

2.20.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАЩИЩЕННЫХ ПРОВОДОВ НА ЛИНИЯХ 10 кВ

Для отдельных ВЛ электропередач 10 (6), а также 35 кВ используются самонесущие изолированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки NEXANS, а также изолированные провода зарубежного и отечественного производства СИП-3, ЗЛП, ПЗВ, PAS, SAK. Преимущества ВЛЗ связаны со значительным снижением эксплуатационных затрат и потерь напряжения, а также небольшим вследствие этого снижением потерь электрической энергии. Однако стоимость ВЛЗ довольно высока и их применение должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

2.21. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

2.21.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии, требующих дополнительных капиталовложений, может выполняться в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)», утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477 (далее Методическими рекомендациями).

В соответствии с п. 12.3 Методических рекомендаций «основным показателем, характеризующим абсолютную и сравнительную эффективность инвестиционных проектов (ИП), является значение ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД)».

При наличии нескольких альтернативных проектов наиболее эффективным из них, с точки зрения некоторого участника проекта, счи-

тается тот, который обеспечивает для этого участника максимальное значение ЧДД, и это значение неотрицательное.

Показатель ЧДД используется в случаях, когда внедрение мероприятия осуществляется в течение нескольких лет с изменяющимися по годам инвестициями, эксплуатационными издержками и соответствующими налоговыми отчислениями.

ЧДД – это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного проекта.

Чистый поток платежей (чистый доход) в год t равен разности между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\Theta_t = O_{pt} - I'_t - N_t - K_t + K_{пт}, \quad (2.11)$$

где O_{pt} – эффект от снижения потерь в год t от реализации части инвестиционного проекта; I'_t – суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реинновацию в год t ; N_t – налог на прибыль, определяемый через установленный коэффициент налогооблагаемой прибыли в год; K_t – объем инвестиций в год t ; $K_{пт}$ – ликвидная стоимость объекта в год t .

Чистый дисконтированный доход – это сумма дисконтированных чистых потоков платежей за расчетный период T_p :

$$\Theta_d = \sum_{t=0}^{T_p} \Theta_t (1 + E)^{-t}, \quad (2.12)$$

где E – норматив дисконтирования (норма дисконта).

Положительное значение ЧДД указывает на то, что инвестор за счет эффекта снижения потерь в сетях:

- вернет вложенный капитал;
- получит проценты в размере ставки дисконтирования;
- получит проценты на вложенный капитал выше, чем в банке.

При нулевом значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал с процентами, равными норме дисконта, т. е. ему все равно выгодно вкладывать капитал в данный проект или в банк.

При отрицательном значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал (при положительном значении чистой прибыли), но с процентами, меньшими, чем он получил бы в банке.

Эффект от снижения потерь электроэнергии в выражении (2.11) для расчета потока платежей вычисляется по формуле

$$O_{pf} = (\Delta W_1 - \Delta W_2)_t C_{ЭЭt} = \delta \Delta W_t C_{ЭЭt}, \quad (2.13)$$

где ΔW_1 , ΔW_2 – технические потери электроэнергии в электрической сети до и после реализации части инвестиционного проекта в год t ; $C_{ЭЭt}$ – стоимость потерь электроэнергии в год t .

Если затраты на внедрение мероприятия осуществляются в течение одного года, а эксплуатационные издержки относительно стабильны по годам расчетного периода, достаточно наглядным показателем сравнительной эффективности является срок окупаемости (срок возврата) затрат на внедрение мероприятия за счет получаемой при этом экономии электроэнергии.

При рассчитанном значении годового снижения потерь электроэнергии $\delta \Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2$ (кВт·ч), известной стоимости электроэнергии на момент приобретения оборудования $C_{ЭЭ}$ (руб/кВт·ч) и цене оборудования K (руб.) срок окупаемости затрат (лет) определяют по формуле

$$T_{ок} = \frac{K + 3}{C_{ЭЭ} \delta \Delta W - pK / 100} = \frac{K + 3}{\mathcal{E}}, \quad (2.14)$$

где 3 – дополнительные затраты, связанные с транспортировкой, установкой, монтажом оборудования и т.п.; p – процент амортизационных отчислений и ежегодных затрат на обслуживание и текущий ремонт оборудования.

В течение срока $T_{ок}$ затраты в оборудование будут скомпенсированы стоимостью сэкономленной энергии, а после него экономический эффект будет составлять ежегодно \mathcal{E} , руб. Оценка приемлемости полученных показателей эффективности и целесообразности внедрения рассматриваемого мероприятия осуществляется лицом, принимающим решение о выделении средств на приобретение оборудования.

Из капиталоемких мероприятий по снижению потерь электроэнергии с единовременными инвестициями и постоянными эксплуатационными затратами по годам расчетного периода должны внедряться в первую очередь те, у которых меньше срок окупаемости.

Для приближенных расчетов сравнительной эффективности мероприятий иногда вычисляют простой срок окупаемости

$$T_{\text{ок.пр}} = \frac{K}{C_{\Sigma} \delta \Delta W}. \quad (2.15)$$

Из практически беззатратных мероприятий должны внедряться в первую очередь те, у которых больше абсолютный эффект снижения технических потерь электроэнергии.

$$\delta \Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2.$$

Имеется принципиальное различие в эффективности снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях и эффективности снижения коммерческих потерь.

Эффект от снижения технических потерь электроэнергии выражается в прямой экономии электроэнергии на нагрев оборудования электрических сетей (на передачу по электрическим сетям) и в соответствующем снижении расхода топлива на станциях на эту экономию электроэнергии.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии выражается в уточнении информации о хозяйственно-балансовых показателях ТСО (о поступлении электроэнергии в сеть, выдаче ее из сети, полезном отпуске потребителям и фактических потерях электроэнергии). Технические потери электроэнергии при этом могут снизиться лишь косвенно за счет более точной информации о потоках электроэнергии по электрическим сетям и более точного выбора мероприятий по снижению потерь.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии, не будучи по сути эффектом энергосбережения, в то же время позволяет ТСО экономить финансовые ресурсы за счет уменьшения покупки на рынке сверхнормативных потерь электроэнергии.

2.21.2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ ПРОВОДОВ НА ВЛ-0,38 кВ

Мероприятие – реконструкция ВЛ-0,38 кВ путем замены изолированных проводов на провода марки СИП равноценного сечения фазы.

Характеристики мероприятия

Характеристика	Описание
Краткое описание	Замена провода вызвана неудовлетворительным уровнем напряжения у удаленных потребителей и достижением нормативного срока эксплуатации активной части ВЛ Провода марки СИП имеют индуктивное сопротивление в 3 раза меньше, чем ВЛ, выполненные неизолированными проводами, — за счет этого напряжение в конце линии повысится. Это приведет и к снижению нагрузочных потерь в ВЛ
Энергосберегающее мероприятие	Использование провода марки СИП вместо традиционного неизолированного провода
Целевой показатель	Снижение потерь электрической энергии
Эффект энергосбережения	За счет снижения нагрузочных потерь и профилактики коммерческих потерь
Дополнительный эффект	Снижение затрат на ремонт и обслуживание
Способ реализации	Демонтаж неизолированных проводов и арматуры, монтаж проводов марки СИП без замены опор

Исходные данные

Наименование	Единица измерения	Значение
Отпуск в сеть (на головном участке ВЛ) W_{OC}	тыс. кВт · ч в год	300
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	о.е.	0,900
Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	о.е.	0,484
Время использования максимума нагрузки T_{\max}	ч	5000,00
Число часов наибольших потерь τ	ч	3410,93
Максимальная активная мощность $P_{\max} = W_{OC} / T_{\max}$	кВт	120,00
Максимальная реактивная мощность $Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi$	квар	58,12
Длина ВЛ L	км	0,35

Расчет экономической эффективности

Эффективность оценивалась путем сопоставления двух вариантов замены старых проводов на провода равноценного сечения:

- вариант 1 – на неизолированные провода марки А-50;
- вариант 2 – на изолированные провода марки СИП 2 3*50+1*54,6.

Для оценки коммерческих потерь, имевших место прежде на ВЛ с неизолированными проводами, необходимы фактические потери в сети. Примем фактические потери в сети на 40 % выше расчетных нагрузочных потерь электрической энергии.

Годовой экономический эффект рассчитывался по формуле

$$\mathcal{E} = \delta\Delta W \cdot C_{ЭЭ},$$

где $\delta\Delta W$ – величина снижения потерь электрической энергии за счет проведенного мероприятия; $C_{ЭЭ}$ – стоимость 1 кВт·ч потерянной электрической энергии.

Параметры проводов ВЛ

Провод	Марка	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
Неизолированный	А-50	0,578	0,3
СИП	СИП 2 3*50+1*54,6	0,641	0,1

Стоимость проводов ВЛ

Провод	Марка	K_0 , тыс. руб/км	Издержки I_0 , %
Неизолированный	А-50	102,75	3
СИП	СИП 2 3*50+1*54,6	128,44 ⁴	1

Расчет потерь электрической энергии

Для расчета потерь электрической энергии использован метод расчета по величине потерь напряжения в линии.

⁴ http://www.energo-kabel.ru/tovar_page-1/page-4/1.html?view=1&records_on_page=200&

Формула для расчета потерь электрической энергии в % от отпуска в линию:

$$\Delta W_{\%} = 0,7k_{\text{нер}}\Delta U_{\%}\frac{\tau}{T_{\text{max}}},$$

где $k_{\text{нер}}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам; τ – время максимальных потерь мощности; T_{max} – время использования максимальной нагрузки.

Коэффициент $k_{\text{нер}}$ при сопоставлении потерь в двух вариантах может быть принят равным единице, τ и T_{max} указаны выше.

Относительная величина потерь напряжения $\Delta U_{\%}$ определяется на основе измерений или расчетным путем в режиме максимальных нагрузок. В данном случае выполним ее расчет по величине отпуска электрической энергии в сеть.

Условия расчета:

- нагрузки (потребители) считаются распределенными вдоль магистрали линии равномерно;
- индуктивное сопротивление ВЛ для неизолированных проводов принимается равным 0,3 Ом/км, СИП – 0,1 Ом/км.

Потери напряжения в магистрали при равномерном распределении нагрузок вдоль магистрали определяются по формуле

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}R + Q_{\text{max}}X}{2U_{\text{ном}}}.$$

Результаты расчетов для двух вариантов

Наименование	Обозначение	Единица измерения	А-50	СИП-2 3 · 50+1 · 54,6
Активное сопротивление линии	R	Ом	0,20	0,22
Реактивное сопротивление линии	X	Ом	0,11	0,04
Потери напряжения	ΔU	В	18,99	18,10
Потери напряжения, фазное значение	ΔU_{ϕ}	В	10,97	10,46
Потери напряжения в %	$\Delta U_{\%}$	%	4,75	4,52

Наименование	Обозначение	Единица измерения	А-50	СИП-2 3 · 50+1 · 54,6
Нагрузочные потери электроэнергии	$\Delta W_{\%}$	%	2,27	2,16
Нагрузочные потери электроэнергии в год	ΔW	тыс.кВт·ч	6,80	6,48
Снижение нагрузочных потерь электроэнергии в год	$\delta \Delta W$	тыс.кВт·ч	–	0,32
Коммерческие потери в год	$\Delta W_{\text{ком}}$	тыс.кВт·ч	2,72	–
Суммарные потери в год	ΔW_{Σ}	тыс.кВт·ч	9,52	6,48
Снижение суммарных потерь в год	$\delta \Delta W_{\Sigma}$	тыс. кВт·ч	–	3,04
Капитальные вложения (стоимость проводов)	$K = K_0 L$	тыс.руб.	35,96	44,95
Дополнительные капитальные вложения (использование СИП)	ΔK	тыс.руб.	–	8,99
Простой срок окупаемости дополнительных капитальных вложений	$T_{\text{ок}}$	лет	–	1,97
Годовой экономический эффект	\mathcal{E}	тыс. руб	–	4,56

Примечание. В расчете принята стоимость потерь электрической энергии – 1,5 руб/кВт·ч.

Экономическая эффективность мероприятия (использование СИП):

- целевой показатель – 3,04 тыс.кВт·ч;
- годовой экономический эффект – 4,56 тыс. руб;
- простой срок окупаемости – 1,97 года.

2.21.3. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП-10 / 0,4 кВ

Мероприятие – реконструкция ТП 10 / 0,4 кВ с заменой двух силовых трансформаторов ТМ-630 на трансформаторы с пониженным уровнем потерь равноценной мощности.

Характеристики мероприятия

Характеристика	Описание
Краткое описание	Реконструкция ТП 10 / 0,4 кВ вызвана неудовлетворительным техническим состоянием оборудования, включая силовые трансформаторы, срок эксплуатации которых приближается к 30 годам. Энергосберегающие трансформаторы имеют потери XX и короткого замыкания ниже, чем традиционные (обычные) трансформаторы
Энергосберегающее мероприятие	Использование трансформаторов с пониженным уровнем потерь
Целевой показатель	Снижение потерь электрической энергии
Эффект энергосбережения	За счет снижения нагрузочных потерь и потерь XX
Дополнительный эффект	Отсутствует
Способ реализации	Прямая замена – демонтаж старых и установка новых трансформаторов

Исходные данные по ТП в целом

Наименование	Единица измерения	Значение
Общий (суммарный) отпуск электрической энергии в трансформаторы ТП W_{OC}	тыс. кВт · ч / год	2910
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	о.е.	0,8
Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	о.е.	0,75
Время использования максимума нагрузки T_{\max}	ч	5000
Квадрат коэффициента формы графика нагрузки k_{Φ}^2	о.е.	1,251
Максимальная активная мощность $P_{\max} = W_{OC} / T_{\max}$	кВт	582
Максимальная реактивная мощность $Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi$	квар	436,5
Средняя активная мощность $P_{cp} = W_{OC} / T$	кВт	332,19
Средняя реактивная мощность $Q_{cp} = P_{cp} \operatorname{tg} \varphi$	квар	249,14

Расчет экономической эффективности

Эффективность оценивалась путем сопоставления двух вариантов замены старых трансформаторов на современные трансформаторы:

- вариант 1 – на обычные трансформаторы ТМГ-630;
- вариант 2 – на трансформаторы с пониженными потерями ТМГ12-630.

Годовой экономический эффект рассчитывался по формуле

$$\mathcal{E} = \delta \Delta W \cdot C_{\text{ЭЭ}},$$

где $\delta \Delta W$ – величина снижения потерь электрической энергии за счет проведенного мероприятия; $C_{\text{ЭЭ}}$ – стоимость 1 кВт·ч потерянной электрической энергии.

Параметры трансформаторов (по текущим техническим условиям)

Трансформатор	Тип	$u_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{х}}$, Вт	$\Delta P_{\text{в}}$, Вт
Обычный	ТМГ-630	5,5	1,2	1240	7600
С пониженными потерями	ТМГ12-630	5,5	0,8	1000	6600

Стоимость трансформаторов⁵

Трансформатор	Тип	К, тыс. руб.	Издержки И, %
Обычный	ТМГ-630	217,97	1,4
С пониженными потерями	ТМГ12-630	261,56	1,4

Расчет потерь электрической энергии

Использован метод расчета потерь электрической энергии по методу средних нагрузок.

Формула для расчета потерь электрической энергии:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср.н}} T k_{\text{ф}}^2,$$

где $\Delta P_{\text{ср.н}}$ – потери мощности в сети при средней за расчетный интервал нагрузке трансформаторов; $k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал; T – продолжительность расчетного интервала (год).

⁵ <http://transformator.ru/production/14/13/>; <http://www.izemi.ru/>

Коэффициент k_f^2 можно принять, как указано выше.

Потери мощности при средних нагрузках в каждом трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{ср.н}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_T.$$

В расчете примем, что оба трансформатора несут одинаковую нагрузку.

Результаты расчетов для двух вариантов

Наименование	Обозначение	Единица измерения	ТМГ	ТМГ 12
Эквивалентное активное сопротивление обмоток двух трансформаторов	$R_{T_2} = R_T/2$	Ом	0,96	0,83
Нагрузочные потери мощности в обоих трансформаторах при средних нагрузках	$\Delta P_{\text{ср}}$	кВт	1,65	1,43
Нагрузочные потери электроэнергии в обоих трансформаторах в год	$\Delta W_{\text{н}}$	тыс. кВт·ч	18,09	15,71
Потери электрической энергии на ХХ обоих трансформаторов в год	$\Delta W_{\text{ХХ}}$	тыс. кВт·ч	21,72	17,52
Суммарные потери электрической энергии в обоих трансформаторах в год	ΔW_{Δ}	тыс. кВт·ч	39,81	33,23
Снижение суммарных потерь электрической энергии в год	$\delta \Delta W_{\Delta}$	тыс. кВт·ч	—	6,58
Капитальные вложения (стоимость обоих трансформаторов)	К	тыс. руб.	435,94	523,12
Дополнительные капитальные вложения (использование энерго-сберегающих трансформаторов)	ΔK	тыс. руб.	—	87,18
Простой срок окупаемости дополнительных капитальных вложений	$T_{\text{ок}}$	лет	—	8,83
Годовой экономический эффект	Э	тыс. руб.	—	9,88

Примечание. В расчете принята стоимость потерь электрической энергии 1,5 руб/кВт·ч.

Экономическая эффективность мероприятия (использование энергосберегающих трансформаторов):

- целевой показатель – 6,58 тыс. кВт·ч;
- годовой экономический эффект – 9,88 тыс. руб.;
- простой срок окупаемости – 8,83 лет.

2.21.4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Мероприятие – установка компенсирующего устройства на ТП 10 / 0,4 кВ для компенсации реактивной мощности, передаваемой по сети 10 кВ (рис. 2.3).



Рис. 2.3. Схема питающей электрической сети 10 кВ

Характеристики мероприятия

Характеристика	Описание
Краткое описание	Компенсирующее устройство устанавливается на стороне низкого напряжения ТП 10 / 0,4 кВ. Компенсация реактивной мощности обеспечит снижение полного тока в линии электропередачи 10 кВ и трансформаторе 10 / 0,4 кВ и снижение потерь мощности и электрической энергии
Энергосберегающее мероприятие	Компенсация реактивной мощности
Целевой показатель	Снижение потерь электрической энергии
Эффект энергосбережения	За счет снижения нагрузочных потерь в питающей сети
Дополнительный эффект	Имеет место за счет снижения потоков реактивной мощности и повышения уровня напряжения во внешней сети (в оценке эффективности не учитывался)
Способ реализации	Установка нового оборудования на ТП 10 / 0,4 кВ

Исходные данные по электрической сети и нагрузке

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Напряжение сети	кВ	10
2	Длина ВЛ-10 кВ	км	5
3	Погонное активное сопротивление ВЛ	Ом/км	0,429
4	Активное сопротивление ВЛ $R_{л}$	Ом	2,145
5	Активное сопротивление трансформатора $R_{т}$	Ом	0,7
6	Результирующее сопротивление сети R	Ом	2,845
7	Общий (суммарный) отпуск электрической энергии в сеть за год $W_{ос}$	тыс. кВт · ч	5540
8	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	о.е.	0,89
9	Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	о.е.	0,512
10	Время использования максимума нагрузки T_{\max}	ч	4615
11	Число часов наибольших потерь τ	ч	3 003,0
12	Максимальная активная мощность нагрузки $P_{\max} = W_{ос} / T_{\max}$	кВт	1200,4
13	Максимальная реактивная мощность нагрузки $Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi$	квар	615,0

Для расчета потерь электрической энергии использован метод числа часов наибольших потерь. Расчеты потерь мощности и энергии приведены в таблице.

№ п.п.	Расчет потерь мощности и энергии	Единица измерения	Режим	
			Исходный	После компенсации
1	Мощность компенсации $Q_{ку}$	квар	0	300
2	Максимальная реактивная мощность нагрузки Q_{max}	квар	615,0	315,00
3	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	о.е.	0,890	0,967
4	Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	о.е.	0,512	0,262
5	Потери активной мощности в сети	кВт	51,76	43,82
6	Годовые потери электрической энергии в сети	тыс. кВт·ч	155,43	131,59
7	Годовое снижение потерь электрической энергии	тыс. кВт·ч	—	23,84

Расчет экономической эффективности

Величина мощности компенсации была подобрана опытным путем, чтобы получить максимальный ЧДД. Расчетные показатели приведены в таблице.

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Тариф на электрическую энергию	руб/кВт·ч	1,5
2	Годовой эффект от снижения потерь	тыс. руб.	35,75
3	Стоимость единицы мощности компенсации	руб/квар	400
4	Стоимость доставки и установки КУ	%	15
5	Годовые эксплуатационные издержки	%	1,5

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение
6	Стоимость КУ	тыс. руб.	120
7	Стоимость КУ с установкой	тыс. руб.	138
8	Расчетный период	лет	8
9	Норма дисконта	о.е.	0,12
10	Коэффициент приведения затрат за расчетный период	о.е.	4,97
11	ЧДД	тыс. руб.	29,33
12	Простой срок окупаемости	лет	3,36
13	Срок окупаемости	лет	4,06

Экономическая эффективность мероприятия:

- целевой показатель – 23,84 тыс. кВт·ч;
- годовой экономический эффект – 35,75 тыс. руб.;
- простой срок окупаемости – 3,36 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442.*

2. *Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях* Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / В.Э. Воротницкий и др. // Энерго-сбережение: 2005. – № 2. – С. 90–94 и 2005. – № 3. – С. 92–97.

3. *Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.* Утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326.

4. *Коротков В.В.* Количественная оценка зависимости потерь XX силовых трансформаторов от срока эксплуатации / В.В. Коротков, А.Б. Козлов, А.В. Коротков // Повышение энергоэффективности работы энергосистем. Тр. ИГЭУ. Вып. VIII / под ред. В.А. Шуина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – С. 351–356.

5. *Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.* И 34-70-028-86. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 82 с.

6. *Железко Ю.С.* Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

7. *Типовая инструкция по учету электрической энергии при ее производстве, передаче и распределении.* РД 34.09.101-94 с изменениями № 1. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 48 с.

**Приложение 1. Потери, определяемые погодными условиями
(климатические потери)**

П.1. ПОТЕРИ НА КОРОНУ

Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. П.1, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100 % и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Таблица П.1

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение прово- дов в фазе	Суммарное сечение про- водов в фазе, мм ²	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750-5х240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4х600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500-3х400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
330-2х400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст-1х300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1х300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб-1х300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1х300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
154-1х185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154/2-1х185	185	0,09	0,26	0,87	3,06
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1х120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1х120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

Примечания. 1. Варианты 220/2-1х300, 154/2-1х185 и 110/2-1х120 соответствуют двухцепным ВЛ. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

2. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

3. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по табл. П1.2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в табл. П1.3.

Таблица П1.2

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5x240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4x600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3x400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
330-2x400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1x300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1x300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1x300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1x300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
154-1x185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1x185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1x120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1x120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1x120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1x120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечание. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. П1.1 и П1.2, значения этих таблиц умножаются на отношение F_T/F_ϕ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. П1.1 и П1.2; F_ϕ – фактическое сечение проводов линии.

Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край, Камчатский край, Магаданская область, Сахалинская область
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Пермский край Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в табл. П1.1 и П1.2, на коэффициент, определяемый по формуле

$$k_{U^*} = 6,88U^*{}^2 - 5,88U^*, \quad (\text{П.1})$$

где U^* – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

П1.2. ПОТЕРИ ОТ ТОКОВ УТЕЧКИ ПО ИЗОЛЯТОРАМ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. П1.4, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются в три группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Таблица П1.4

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам. кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным табл. П1.5.

Таблица П1.5

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт · ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

ПІ.3. РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЛАВКУ ГОЛОЛЕДА

Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использовать данные табл. ПІ.6 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица ПІ.6

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95 и менее	95	0,024	0,031	0,038	0,044

Примечание. Удельный расход приведен в расчете на три фазы.

Приложение 2. Параметры воздушных линий электропередачи

Таблица П2.1

Расчетные данные ВЛ 0,38–10 кВ со сталеалюминиевыми
неизолированными проводами

Номинальное сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км, при +20 °С	0,38 кВ	6 и 10кВ
		x_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
16/2,7	1,801	0.356	0.383
25/4,2	1,176	0.343	0.370
35/6,2	0,790	0.331	0.358
50/8,0	0,603	0.323	0.350
70/11	0,429	0.312	0.339
95/16	0,306	0.301	0.328
120/19	0,249	0.294	0.321
150/24	0,199	0.287	0.313

Таблица П2.2

Расчетные данные ВЛ 35 и 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номиналь- ное сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км, при +20 °С	35 кВ		110 кВ		150 кВ	
		x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/ км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/ км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/ км
70/11	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547	0,460	2,459
95/16	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611	0,450	2,513
120/19	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651	0,441	2,568
150/24	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699	0,434	2,608
185/29	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739	0,429	2,639
205/27	0,143	0,397	2,863	0,411	2,762	0,426	2,660
240/32	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,420	2,702
300/39	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,413	2,747

**Электрическое сопротивление неизолированных проводов марок
М, А, АКП, АН, АНКП, АЖ, АЖКП, Ом/км, при температуре 20 °С
(ГОСТ 839-80)**

Сечение, мм ²	Марка провода			
	М	А и АКП	АН, АНКП	АЖ, АЖКП
4	4,6009	—	—	—
6	3,0701	—	—	—
10	1,8197	2,8631	—	—
16	1,1573	1,8007	1,9037	2,0623
25	0,7336	1,1498	1,2139	1,3150
35	0,5238	0,8347	0,8819	0,9554
50	0,3688	0,5784	0,6121	0,6631
70	0,2723	0,4131	—	—
95	0,1944	0,3114	—	—
120	0,1560	0,2459	0,2609	0,2826
150	0,1238	0,1944	0,2059	0,2231
185	0,1001	0,1574	0,1669	0,1808
240	0,0789	0,1205	—	—
300	0,0637	0,1000	—	—
350	0,0530	0,0833	—	—
400	0,0471	0,0740	—	—

Марки изолированных проводов, их наименование и преимущественная область применения (по ТУ 16-705.500-2006)

Марка провода	Наименование	Преимущественная область применения
СИП-1	Провод самонесущий с алюминиевыми жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена (ПЭ), с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава	Для магистралей воздушных линий электропередачи (ВЛ) и линейных ответвлений от ВЛ в атмосфере воздуха типов I и II по ГОСТ 15150-69
СИП-2	То же, с нулевой несущей жилой из алюминиевого сплава, изолированной светостабилизированным сшитым ПЭ	Для магистралей ВЛ и линейных ответвлений от ВЛ в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150-69, в том числе на побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков
СИП-3	Провод самонесущий защищенный с токопроводящей жилой из алюминиевого сплава, с защитной изоляцией из светостабилизированного сшитого ПЭ	Для ВЛ на номинальное напряжение 10–35 кВ в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150-69, в том числе на побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков
СИП-4	Провод самонесущий изолированный без несущего элемента, с алюминиевыми токопроводящими жилами, с изоляцией из светостабилизированного сшитого ПЭ	Для ответвлений от ВЛ к вводу и для прокладки по стенам зданий и инженерных сооружений в атмосфере воздуха типов II и III по ГОСТ 15150-69

Параметры ВЛ электропередачи с изолированными проводами
марок СИП 1, СИП 2 и СИП 4 (по ТУ 16-705.500-2006)

Маркоразмер провода	Электрическое сопротивление жилы постоянному току, Ом / км, не более		Расчетное значение индуктивного сопро- тивления основных жил, Ом / км
	основных жил	нулевой несущей жилы	
СИП-1			
3×16+1×25	1,910	1,380	0,0853
3×25+1×35	1,200	0,986	0,0816
3×35+1×50	0,868	0,720	0,0791
3×50+1×50	0,641	0,720	0,0782
3×50+1×70	0,641	0,493	0,0790
3×70+1×70	0,443	0,493	0,0774
3×70+1×95	0,443	0,363	0,0781
3×95+1×70	0,320	0,493	0,0746
3×95+1×95	0,320	0,363	0,0753
3×120+1×95	0,253	0,363	0,0735
3×150+1×95	0,206	0,363	0,0719
3×185+1×95	0,164	0,363	0,0711
3×240+1×95	0,125	0,363	0,0692
СИП-2			
3×16+1×25	1,910	1,380	0,0865
3×16+1×54,6	1,910	0,630	0,0868
3×25+1×35	1,200	0,986	0,0827
3×25+1×54,6	1,200	0,630	0,0800
3×35+1×50	0,868	0,720	0,0802
3×35+1×54,6	0,868	0,630	0,0804
3×50+1×50	0,641	0,720	0,0794
3×50+1×54,6	0,641	0,630	0,0796
3×50+1×70	0,641	0,493	0,0799
3×70+1×54,6	0,443	0,630	0,0783
3×70+1×70	0,443	0,493	0,0785

Маркоразмер провода	Электрическое сопротивление жилы постоянному току, Ом / км, не более		Расчетное значение индуктивного сопро- тивления основных жил, Ом / км
	основных жил	нулевой несущей жилы	
3×70+1×95	0,443	0,363	0,0789
3×95+1×70	0,320	0,493	0,0758
3×95+1×95	0,320	0,363	0,0762
3×120+1×95	0,253	0,363	0,0745
3×150+1×95	0,206	0,363	0,0730
3×185+1×95	0,164	0,363	0,0723
3×240+1×95	0,125	0,363	0,0705
СИП-4			
2×16	1,910	—	0,0754
2×25	1,200	—	0,0717
4×16	1,910	1,910	0,0821
4×25	1,200	1,200	0,0784

Таблица П2.6

**Параметры ВЛ электропередачи 10 кВ с защищенными проводами
марки СИП 3**

Сечение, мм ²	Электрическое сопротив- ление жилы постоянному току, Ом / км, не более	Расчетное значение ин- дуктивного сопротивле- ния, Ом / км
70	0,720	0,299
70	0,493	0,291
95	0,363	0,284
120	0,288	0,278

Источник. Руководящие материалы по проектированию электро-
снабжения сельского хозяйства. – М.: РАО «ЕЭС России», АООТ
РОСЭП (Сельэнергопроект), № 2, 2002.

Приложение 3. Параметры кабельных линий электропередачи

Таблица П3.1

Электрическое сопротивление жил многожильных силовых кабелей,
Ом/км, при температуре 20° С

Номинальное сечение жилы, мм ²											
6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Медь											
2,998	1,793	1,121	0,717	0,512	0,359	0,256	0,189	0,149	0,119	0,097	0,075
Алюминий											
4,900	2,940	1,838	1,176	0,840	0,588	0,420	0,310	0,245	0,196	0,159	0,122

Таблица П3.2

Индуктивное сопротивление трехжильных кабелей, Ом/км

U _{ном} , кВ	Номинальное сечение жилы, мм ²										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
6	0,110	0,102	0,092	0,087	0,083	0,080	0,078	0,076	0,074	0,073	0,071
10	0,122	0,113	0,101	0,095	0,090	0,086	0,083	0,081	0,079	0,077	0,075
20	–	–	0,135	0,128	0,12	0,114	0,110	0,107	0,104	0,101	–
35	–	–	–	–	–	0,137	0,126	0,120	0,116	0,113	–

Таблица П3.3

Электрическое сопротивление жилы силовых кабелей с изоляцией
из сшитого полиэтилена при температуре 20° С

Номинальное сечение жилы, мм ²	Сопротивление, Ом/км		Номинальное сечение жилы, мм ²	Сопротивление, Ом/км	
	медной жилы	алюминиевой жилы		медной жилы	алюминиевой жилы
35	0,524	0,868	240	0,075	0,125
50	0,387	0,641	300	0,060	0,100
70	0,268	0,443	400	0,047	0,078
95	0,193	0,320	500	0,037	0,061
120	0,153	0,253	630	0,028	0,047
150	0,124	0,206	800	0,022	0,037
185	0,099	0,164			

Индуктивное сопротивление жилы силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Номинальное сечение жилы, мм ²	Индуктивное сопротивление, Ом/км				
	Многожильный кабель	Одножильный кабель			
		10 кВ		35 кВ	
		ooo*	Δ	ooo*	Δ
35	0,116	0,238	0,158	—	—
50	0,110	0,228	0,150	0,234	0,154
70	0,103	0,219	0,143	0,225	0,147
95	0,099	0,210	0,137	0,216	0,139
120	0,095	0,203	0,132	0,210	0,134
150	0,092	0,194	0,128	0,201	0,129
185	0,090	0,189	0,124	0,196	0,125
240	0,087	0,182	0,120	0,189	0,120
300	0,084	0,179	0,116	0,183	0,115
400	—	0,166	0,111	0,173	0,110
500	—	0,161	0,108	0,168	0,106
630	—	0,153	0,104	0,160	0,103
800	—	0,148	0,101	0,155	0,100

Примечание. Расстояние между кабелями – 7 см.

Источник. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / под ред. И.Т. Горюнова и А.А. Любимова. Т. 3. – М.: Папирус Про, 2004. – 688 с.

Приложение 4

Параметры распределительных трансформаторов 6–20 кВ

Таблица П4.1

Параметры трансформаторов ТМГ 6–20 кВ с нормальными потерями

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	i_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМГ-16	16	6	0,23; 0,4;	4,5	0,44	0,085	3,5	61,88	80,14	0,55
		10	0,69					171,88	222,62	
ТМГ-25	25	6	0,23; 0,4;	4,5	0,6	0,115	3,5	34,56	54,81	0,87
		10	0,69					96,00	152,26	
ТМГ-32	32	6	0,23;	4,5	0,7	0,15	3	24,61	44,24	0,95
		10	0,4;					68,36	122,89	
		20	0,69					273,44	491,57	
ТМГ-40	40	6	0,23;	4,5	0,88	0,155	3	19,80	35,33	1,19
		10	0,4;					55,00	98,14	
		20	0,69					220,00	392,56	
ТМГ-63	63	6	0,23;	4,5	1,28	0,22	1,6	11,61	22,94	0,98
		10	0,4;		1,33			32,25	63,73	
		20	0,69					134,04	252,32	
ТМ-100	100	6	0,23;	4,5	1,97	0,27	1,6	7,09	14,57	1,58
		10	0,4;					19,70	40,46	
		20	0,69					78,80	161,83	
ТМ-160	160	6	0,23;	4,5	2,65	0,41	1,5	3,73	9,41	2,36
		10	0,4;		2,7			10,55	26,07	
		20	0,69					42,19	104,29	
ТМ-250	250	6	0,23;	4,5	3,7	0,53	1,2	2,13	6,12	2,95
		10	0,4;					5,92	17,00	
		20	0,69					23,68	67,99	
ТМ-400	400	6	0,23;	4,5	5,6	0,87	1,2	1,26	3,85	4,72
		10	0,4;					3,50	10,69	
		20	0,69					14,00	42,77	

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	μ_x	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМ-630	630	6	0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6	1,24	1,2	0,69	3,07	7,46
		10						1,91	8,52	
		20						7,66	34,07	
ТМ-800	800	6	0,23; 0,4; 0,69	5,5	9,6	1,37	1	0,54	2,42	7,88
		10						1,50	6,71	
		20						6,00	26,84	
ТМ-1000	1000	6	0,23; 0,4; 0,69	5,5	10,8	1,6	1	0,39	1,94	9,87
		10						1,08	5,39	
		20						4,32	21,57	
ТМ-1250	1250	6	0,23; 0,4; 0,69	6	12,4	1,8	1	0,29	1,70	12,37
		10						0,79	4,73	
		20						3,17	18,94	
ТМ-1600	1600	6	0,23; 0,4; 0,69	6	16,5	2,1	0,5	0,23	1,33	7,72
		10						0,64	3,69	
		20						2,58	14,78	
ТМ-2000	2000	6	0,23; 0,4; 0,69	6	23	2,6	0,5	0,21	1,06	9,66
		10						0,58	2,94	
		20						2,30	11,78	
ТМ-2500	2500	6	0,23; 0,4; 0,69	6	27	2,75	0,5	0,16	0,85	12,19
		10						0,43	2,36	
		20						1,73	9,44	

Масляные распределительные трансформаторы, выпущенные
по техническим условиям 1963 г.

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	u_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМ-100	100	3	0,23; 0,4	4,5	2	0,5	6,5	1,80	3,63	6,48
		6						7,20	14,51	
		6,3						7,94	16,00	
		10,5						22,05	44,44	
ТМ-180	180	3	0,23; 0,4	5,5	4,1	1,4	7	1,14	2,50	12,52
		6						4,56	10,01	
		6,3						5,02	11,04	
		10,5						13,95	30,66	
ТМ-320	320	3	0,23; 0,4	5,5	6,2	1,9	7	0,54	1,45	22,32
		6						2,18	5,79	
		6,3						2,40	6,38	
		10,5						6,68	17,73	
ТМ-560	560	3	0,23; 0,4	5,5	9,4	2,5	6	0,27	0,84	33,51
		6						1,08	3,37	
		6,3						1,19	3,71	
		10,5						3,30	10,31	
ТМ-750	750	3	0,23; 0,4	5,5	12	4,1	6	0,19	0,63	44,81
		6						0,77	2,53	
		6,3						0,85	2,78	
		10,5						2,35	7,74	
ТМ-1000	1000	3	0,23; 0,4	5,5	15	4,9	5,5	0,14	0,48	54,78
		6						0,54	1,90	
		6,3						0,60	2,10	
		10,5						1,65	5,83	

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	u_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМ-1800	1800	6	3,15; 6,3; 6,6	5,5	24	8	4,5	0,27	1,07	80,60
		6,3						0,29	1,18	
		10						0,74	2,96	
		10,5						0,82	3,27	
ТМ-3200	3200	6	3,15; 6,3; 6,6	5,5	37	11	4	0,13	0,60	127,53
		6,3						0,14	0,67	
		10						0,36	1,68	
		10,5						0,40	1,85	
ТМ-5600	5600	6	3,15; 6,3; 6,6	5,5	56	18	4	0,06	0,35	223,28
		6,3						0,07	0,38	
		10						0,18	0,97	
		10,5						0,20	1,06	
ТМ-7500	7500	6	3,15; 6,3; 6,6	7,5	75	24	3,5	0,05	0,36	261,40
		6,3						0,05	0,39	
		10						0,13	0,99	
		10,5						0,15	1,09	
ТМ-10000	10000	6	3,15; 6,3; 6,6	7,5	92	29	3	0,03	0,27	298,60
		6,3						0,04	0,30	
		10						0,09	0,74	
		10,5						0,10	0,82	

**Масляные распределительные трансформаторы, выпущенные
по техническим условиям 1985 г. (ГОСТ 11920-85)**

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	u_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМ-25/10У1	25	6	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2	34,56	54,81	0,79
		10						96,00	152,26	
ТМ-40/10У1	40	6	0,4	4,5	0,88	0,19	3	19,80	35,33	1,18
		10						55,00	98,14	
ТМ-63/10У1	63	6	0,4	4,5	1,28	0,26	2	11,61	22,94	1,23
		10						32,25	63,73	
ТМ-100/10У1	100	6	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6	7,09	14,57	2,57
		10						19,70	40,46	
ТМ-160/10У1	160	6	0,4;	4,5	2,65	0,56	2,4	3,73	9,41	3,80
		10	0,69					10,35	26,15	
ТМ-250/10У1	250	6	0,4;	4,5	3,7	0,82	2,3	2,13	6,12	5,69
		10	0,69					5,92	17,00	
ТМ-400/10У1	400	6	0,4;	4,5	5,5	1,05	2,1	1,24	3,86	8,33
		10	0,69					3,44	10,71	
ТМ-630/10У1	630	6	0,4;	5,5	7,6	1,56	2	0,69	3,07	12,50
		10	0,69					1,91	8,52	
ТМ-1000/10У1	1000	6	0,4;	5,5	12,2	2,45	1,4	0,44	1,93	13,78
		10	0,69					1,22	5,36	
ТМ-1600/10У1	1600	6	0,4;	5,5	18	3,3	1,3	0,25	1,21	20,54
		10	0,69					0,70	3,36	
ТМ-2500/10У1	2500	6	0,4;	5,5	33,5	6,4	1	0,19	0,77	24,17
		10	0,69					0,54	2,13	
ТМ-4000/10У1	4000	6	0,4;	6,5	33,5	6,4	0,9	0,08	0,58	35,43
		10	0,69					0,21	1,61	
ТМ-6300/10У1	6300	10	0,4; 0,69	6,5	46,5	9	0,8	0,12	1,03	49,59

Масляные распределительные трансформаторы ТМГ12 6–10 кВ
с пониженными потерями (Производственная группа «Трансформер» –
<http://transformator.ru/production/14/13/>)

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	u_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМГ12-400	400	6	0,23	4,5	4,6	0,61	0,8	1,04	3,92	3,14
		10	0,4					2,88	10,88	
ТМГ12-630	630	6	0,23	5,5	6,6	1	0,8	0,60	3,09	4,94
		10	0,4					1,66	8,57	
ТМГ12-1000	1000	6	0,23	5,5	10,5	1,1	0,6	0,38	1,94	5,90
		10	0,4					1,05	5,40	
ТМГ12-1250	1250	6	0,23	6	12,4	1,35	0,6	0,29	1,70	7,38
		10	0,4					0,79	4,73	
ТМГ12-1600	1600	6	0,23	6	16,5	2,1	0,5	0,23	1,33	7,72
		10	0,4					0,64	3,69	

Таблица П4.5

Масляные распределительные трансформаторы ТМГ12 6–10 кВ
с пониженными потерями (Минский электротехнический завод –
<http://www.metz.by/products/catalog/20.html>)

Тип трансформатора	S	$U_{ВН}$	$U_{НН}$	η_k	ΔP_k	ΔP_{XX}	I_{XX}	R	X	ΔQ_{XX}
	кВ·А	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
ТМГ12-250	250	6	0,4	4,5	3,25	0,425	1	1,87	6,20	3,14
		10						5,20	17,23	
ТМГ12-400	400	6	0,4	4,5	4,6	0,61	0,8	1,04	3,92	4,94
		10						2,88	10,88	
ТМГ12-630	630	6	0,4	5,5	6,75	0,8	0,8	0,61	3,08	5,90
		10						1,70	8,56	
ТМГ12-1000	1000	6	0,4	5,5	10,5	1,1	0,6	0,38	1,94	7,38
		10						1,05	5,40	
ТМГ12-1250	1250	6	0,4	6	13,2	1,35	0,6	0,31	1,70	7,72
		10			5			0,85	4,72	

Лыкин Анатолий Владимирович

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Учебное пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *В.Н. Земина*

Подписано в печать 22.03.2013. Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 200 экз.
Уч.-изд. л. 6,74. Печ. л. 7,25. Изд. № 315/12. Заказ № 498. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20