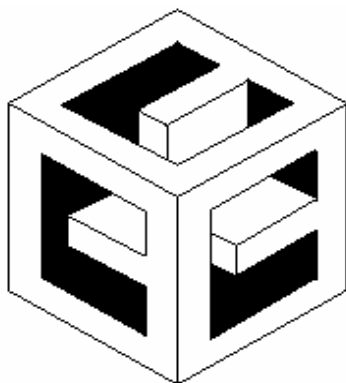


**В. С. МОГИЛА, В. М. ОВЧИННИКОВ,
В. В. КОНОНЦОВ, И. С. ЕВДАСЕВ**

**РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЛИНИЯХ АВТОБЛОКИРОВКИ
И ПРОДОЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
УЧАСТКОВ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ**

Пособие для практических расчетов



Гомель 2003

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТРАНСПОРТА»

Научно-исследовательский центр
экологической безопасности и энергосбережения на транспорте
Кафедра “Электрический подвижной состав”

В. С. МОГИЛА, В. М. ОВЧИННИКОВ,
В. В. КОНОНЦОВ, И. С. ЕВДАСЕВ

РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ АВТОБЛОКИРОВКИ И ПРОДОЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЧАСТКОВ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Пособие для практических расчетов

Одобрено методической комиссией механического факультета

Гомель 2003

УДК 621.331: 621.311
Р – 248

Рецензент – **Л. И. Евминов**, кандидат технических наук, доцент, декан энергетического факультета Гомельского государственного технического университета им. П. О. Сухого.

Р – 248 **Расчет** технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков железной дороги: Пособие для практических расчетов / *Могила В. С., Овчинников В. М., Кононцов В. В., Евдасев И. С.* – Гомель: БелГУТ, 2003. – 67 с.

Даны краткие теоретические сведения о структуре и методах определения норматива потерь электроэнергии в электросетях. Изложены общие рекомендации по нормированию, расчету и анализу технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков железной дороги. Приведены справочные данные для выполнения практических расчетов технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков железной дороги. Даны классификация и краткое описание мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электросетях. В приложении приведены основные положения РД РБ 09150 55.003-2003 «Методика расчета технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков Белорусской железной дороги».

Предназначено для студентов электромеханических специальностей высших учебных заведений при изучении дисциплин «Основы электроснабжения железнодорожного транспорта» и «Основы энергосбережения». Может быть полезно для инженерно-технического персонала служб и дистанций электроснабжения железных дорог, а также других железнодорожных предприятий.

УДК 621.331: 621.311

© В. С. Могила, В. М. Овчинников, В. В. Кононцов, И. С. Евдасев, 2003.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Перечень принятых сокращений	3
Введение	4
1.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ НОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ	6
1.2 Понятие норматива потерь электроэнергии в электрических сетях.....	6
1.3 Организация нормирования и учета потерь электрической энергии в системе электроснабжения	9
1.4 Методы разработки норм расходов энергетических ресурсов.....	11
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ АБ И ПЭ.....	12
2.1 Рекомендации по сбору исходных данных	12
2.2 Характеристика электроприемников, подключенных к линиям АБ	14
2.2.1 Сигнальные точки	14
2.2.2 Автоматическая переездная сигнализация	16
2.2.3 Устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава.....	18
2.2.4 Посты ЭЦ.....	21
2.2.5 Указатель “V”	24
2.3 Характеристика электроприемников, подключенных к линиям ПЭ	24
2.3.1 Электроприемники дистанции сигнализации и связи	24
2.3.2 Жилые дома и дачи	25
2.3.3 Линейные станции	25
2.3.4 Остановочные пункты	25
2.3.5 Освещение переездов	27
2.3.6 Электрооборудование мостов	28
2.3.7 Объекты службы военизированной охраны железной дороги	29
2.3.8 Бытовые помещения, кладовые, гаражи и токоотборные точки дистанции пути	29
2.3.9 Обогрев стрелок	30
2.3.10 Объекты дистанции водоснабжения	31
3 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	32
3.1 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах	32
3.2 Расчет потерь электроэнергии в линиях электропередачи	35
4 АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	36
5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ.....	38
5.1 Основные положения методологии разработки мероприятий	38
5.2 Мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей	39
5.3 Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей.....	40
5.4 Мероприятия по реконструкции электрических сетей	40
5.5 Мероприятия по совершенствованию учета потребления электроэнергии	40
Приложение А Основные положения методики расчета технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков Белорусской железной дороги (РД РБ 09150 55.003-2003)	41
Приложение Б Технические параметры трансформаторов	60
Приложение В Параметры проводов воздушных линий	62
Приложение Г Технические параметры кабелей	64
Список литературы	65

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБ	– система электроснабжения автоматической блокировки.
ВЛ	– воздушная линия.
КЛ	– кабельная линия.
ПЭ	– система продольного электроснабжения.
СЖАТ	– система железнодорожной автоматики и телемеханики.
ТП	– трансформаторная подстанция.
ЭЦ	– пост электрической централизации.
СЦБ	– система централизованной блокировки.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на электроэнергию. В силу монопольного характера электроснабжения естественное установление тарифов на уровне баланса цен спроса и предложения с помощью рыночных механизмов невозможно, так как альтернативные возможности электроснабжения в большинстве случаев отсутствуют. Потребитель может получать электроэнергию только от «своей» энергоснабжающей организации.

В этой ситуации регулирование тарифов возлагается на государственные регулирующие органы. Энергоснабжающие организации должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а государственные органы – анализировать эти обоснования и принимать или корректировать их.

Проблема научного обоснования допустимого уровня потерь электроэнергии в электросетях в настоящее время заключается в том, что методология определения нормативов потерь еще не установилась и отсутствуют методы расчета технических потерь в отдельных типах электросетей, специфичных для железнодорожной отрасли.

Коллективом сотрудников научно-исследовательского центра «Экологическая безопасность и энергосбережение на транспорте» и кафедры «Электрический подвижной состав» Белорусского государственного университета транспорта под руководством профессора В. М. Овчинникова и канд. техн. наук, доцента В. С. Могилы в сотрудничестве с работниками Гомельского отделения Белорусской железной дороги, службами электроснабжения и научно-технической политики и инвестиций Белорусской железной дороги разработана методика поэлементного расчета потерь электроэнергии в фазовых координатах для линий АБ и ПЭ железнодорожных участков [41]. Методика согласована с Комитетом по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь и утверждена в Объединении «Белорусская железная дорога» приказом № 145НЗ от 25.03.2003 г.

Для улучшения качества расчетов потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ по вышеназванной методике коллективом разработчиков составлены рекомендации, в которых приводятся обширные справочные данные по линейным потребителям электроэнергии и режимам работы системы электропитания. Использование материалов данных рекомендаций упрощает сбор исходных данных и значительно снижает трудоемкость расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ.

Авторы выражают признательность за оказанную помощь в сборе статистических данных, проведении измерений, а также ценные советы и замечания:

Н. Н. Максимуку – заместителю главного инженера – начальнику отдела технической политики, энергосбережения и охраны труда Гомельского отделения Белорусской железной дороги;

С. Ю. Александрову – заместителю начальника отдела технической политики, энергосбережения и охраны труда Гомельского отделения Белорусской железной дороги;

Н. Н. Русому – ведущему инженеру отдела технической политики, энергосбережения и охраны труда Гомельского отделения Белорусской железной дороги;

И. В. Барышеву – начальнику Гомельской дистанции электроснабжения;

В. Н. Германовичу – начальнику отдела энергосбыта Гомельской дистанции электроснабжения;

О. В. Савко – заместителю начальника Гомельской дистанции сигнализации и связи по СЦБ.

Коллектив авторов выражает огромную благодарность В. А. Ивлеву за кропотливую работу по набору и редактированию материалов пособия.

Замечания и предложения направлять по адресу:
246653, г. Гомель, ул. Кирова, 34, БелГУТ, НИЦ ЭиЭТ
факс (8-0232) 95-36-68,
e-mail: eis@fromru.com (И.С. Евдасев)
e-mail: eps@belsut.gomel.by

1 НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1.1 Общие положения нормирования энергетических ресурсов

Энергетический менеджмент, заключающийся в комплексном подходе к управлению энергетическими потоками с целью оптимизации процессов распределения и использования топливно-энергетических ресурсов, можно условно разделить на следующие этапы:

- нормирование расходов топливно-энергетических ресурсов на производство продукции (работы, услуги);
- обеспечение необходимого количества всех видов топливно-энергетических ресурсов для выполнения планируемого объема производства;
- организация учета расхода топливно-энергетических ресурсов;
- контроль за расходом топливно-энергетических ресурсов и анализ динамики изменения удельных фактических расходов на выпуск продукции (работы, услуги);
- регулирование энергетических потоков, в том числе и проведение мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов.

Вышеприведенная структура энергетического менеджмента любым объектом (технологическим процессом, цехом, предприятием, отраслью и т. п.) позволяет понять необходимость нормирования расходов топливно-энергетических ресурсов на выпуск продукции (работы, услуги). Основная задача нормирования расходов топливно-энергетических ресурсов – обеспечить применение технически и экономически обоснованных удельных расходов топлива, тепловой и электрической энергии для рационального распределения энергоресурсов и наиболее эффективного их использования.

Нормирование расходов топливно-энергетических ресурсов должно осуществляться в соответствии с нормативно-правовыми документами Республики Беларусь по вопросам энерго- и ресурсосбережения и ведомственными методиками и инструкциями, согласованными с Комитетом по энергоэффективности в установленном порядке.

Нормированию подлежит весь расход топливно-энергетических ресурсов на основные и вспомогательные производственно-эксплуатационные нужды независимо от объема их потребления и источников снабжения, за исключением прочего производственного и иного потребления, определяемого инструкцией о порядке составления отчета по форме 11-СН [16].

1.2 Понятие норматива потерь электроэнергии в электрических сетях

Под потерями электроэнергии принято понимать технологический расход электрической энергии на передачу ее по электрическим сетям [23].

Фактическое количество электроэнергии, расходуемой на передачу ее по электрическим сетям, определяется как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной потребителям. Равна ли разность поступившей электроэнергии в сеть и полезный отпуск ее потребителям потерям электроэнергии, которые обусловлены физическими процессами в проводах и электрооборудовании, так называемым техническим потерям электроэнергии?

Исследования, проведенные в Научно-исследовательском институте электроэнергетики под руководством докт. техн. наук Ю. С. Железко, показывают, что для энергоснабжающих организаций необходимо учитывать при расчете норматива потерь электроэнергии в электрических сетях следующие составляющие [6]:

- технические потери электроэнергии;
- потери, обусловленные инструментальными погрешностями измерения расхода электроэнергии;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- коммерческие потери – потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии.

В настоящее время в нормативных документах по нормированию потерь электроэнергии в электросетях коммерческие потери не учитываются вообще, или учитываются в качестве сезонной составляющей [23], которая допускает несоответствие отчетных потерь техническим за отдельный месяц, но с оговоркой, что за год сумма месячных значений сезонных составляющих должна быть равна нулю. Фактически по данным энергоснабжающих организаций Республики Беларусь можно сделать вывод, что сумма сезонных составляющих потерь электроэнергии за год всегда положительна, т. е. имеются коммерческие потери электроэнергии.

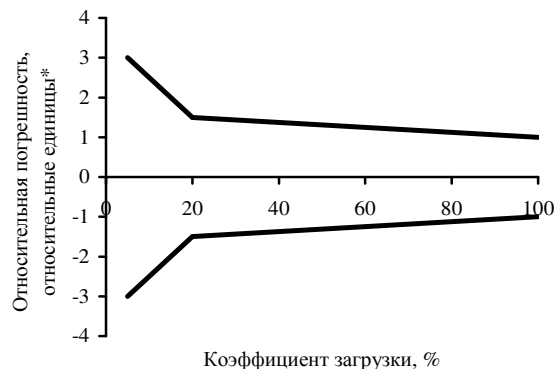
Предложение учитывать в нормативе составляющую коммерческих потерь многими воспринимается как одобрение воровства. Такой подход к нормированию коммерческих потерь по своей сути является неправильным. Известно, например, что в США и Франции хищения, не превышающие от 1 до 1,5 % потребления энергии физическими лицами, включаются в тариф [6]. Считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений в таких объемах, так как затраты на их поиск оказываются больше стоимости найденной электроэнергии. Тариф будет ниже, если включить в него разумную часть коммерческих потерь, чем затраты на их искоренение. Законопослушная часть потребителей (не только население, а все потребители, поэтому на население будет относиться лишь небольшая часть) фактически оплачивает хищения, и, хотя это представляется несправедливым, справедливый путь оказывается «себе дороже». Здравый смысл подсказывает, что в странах

с более низким уровнем жизни населения, чем в США и Франции, в тариф необходимо включать более высокую величину коммерческих потерь, так как в процесс хищений вовлечен гораздо больший круг лиц. И чем ниже уровень жизни в регионе, тем в большей степени определенная часть хищений, рассматриваемая как объективная, должна включаться в тариф. Именно такой подход внедряется в настоящее время в РАО «ЕЭС России» [12].

Цель нормирования коммерческих потерь – определения фактической структуры баланса расходов электроэнергии в электрических сетях. Если не ввести составляющую коммерческих потерь электроэнергии в электросетях в норматив, то этот расход энергоснабжающие организации будут «прятать» в технических потерях, завышая их значение при расчетах.

Статья расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций в настоящее время включается не в норматив потерь электроэнергии в электросетях, а в удельные нормы расхода электроэнергии на собственные нужды дистанций электроснабжения железной дороги. Этот вариант удовлетворяет основной идее нормирования, которая заключается в обосновании технически необходимого количества энергоресурсов для качественного производства технологического процесса и осуществления контроля за эффективностью использованием энергоресурсов. Однако в ближайшее время «ломать» сложившуюся отчетность потребления электроэнергии на собственные нужды дистанций, перекладывая часть расхода на потери, не представляется необходимым.

При разработке нормативов потерь электроэнергии в электросетях в настоящее время большой интерес представляет составляющая потеря электроэнергии, обусловленная погрешностями учета электроэнергии. В работах докт. техн. наук Железко Ю. С. [6, 9] приводятся данные о наличии при учете расхода электроэнергии систематической погрешности, которая в нынешних условиях эксплуатации приборов приводит к занижению полезного отпуска энергии и оказывается существенной составляющей структуры потерь в электросетях. Необходимо отметить, что в Республике Беларусь не только вопрос норматива потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями учета электроэнергии, но и методическая база расчета небаланса потребления электроэнергии в электросетях [32] не соответствует современным требованиям. При расчете небаланса потребления электроэнергии в Инструкции по организации учета электрической энергии [32], принятой в 1996 году, учитываются только три составляющие: погрешность счетчиков, класс точности трансформаторов тока и класс точности трансформаторов напряжения. Определение небаланса потребления электроэнергии на основании значений классов точности трансформаторов тока и трансформаторов напряжения является принципиально неверным, так как в реальных условиях загрузка первичных цепей трансформаторов тока намного ниже номинальной, что обуславливает более высокие относительные погрешности (рисунок 1.1).



*Под относительной единицей понимается класс точности трансформатора тока.

Рисунок 1.1 – Поле допустимых погрешностей трансформатора тока по ГОСТ 7746

В методике, разработанной и утвержденной РАО «ЕЭС России» [5] в 1999 году, кроме вышеназванных погрешностей учета расхода электроэнергии вводятся дополнительно: погрешность от потерь напряжения во вторичной цепи трансформатора напряжения; относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями трансформаторов тока и напряжения; погрешность системы учета при автоматизированном сборе и обработке информации счетчиков, суммарные дополнительные погрешности, вызванная влияющими факторами: несимметрией и несинусоидальностью токов и напряжений, отклонением напряжения, частоты, температуры окружающей среды, магнитного поля и др.

Вышеизложенный материал показывает, что понимание норматива потерь электроэнергии в электросетях в настоящее время до конца еще не сформировано. Предлагаются различные составляющие расходов электроэнергии в электросетях, учитываемых в нормативе потерь электроэнергии. Наиболее подходящей для электроснабжающих организаций железной дороги и отвечающей задачам эффективного использования энергоресурсов является структура потерь электроэнергии, включающая следующие составляющие: технические потери в сетях; потери, обусловленные погрешностью системы учета расхода электроэнергии; коммерческие потери.

1.3 Организация нормирования и учета потерь электрической энергии в системе электроснабжения

В положении о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь [27] оговаривает-

ся, что потери электрической энергии при ее передаче, преобразовании и распределении являются вспомогательными производственно-эксплуатационными нуждами предприятия, учреждения или организации и должны включаться в удельные нормы расхода электроэнергии на выпускаемую продукцию (работы, услуги).

В соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией [32] на предприятие, учреждение или организацию относятся потери электрической энергии до границы балансовой принадлежности электросети, которая устанавливается по взаимному согласию сторон и указывается в договоре с электроснабжающей организацией. В случае, если предприятие, учреждение или организация получает электроэнергию не от электроснабжающей организации, а через транзитные сети абонента электроснабжающей организации, то на предприятие, учреждение или организацию относятся потери электрической энергии во всей электросети абонента пропорционально доле потребления.

Вариант непосредственного распределения потерь электроэнергии во всех электросетях, находящихся на балансе дистанции электроснабжения Белорусской железной дороги, между железнодорожными подразделениями и другими абонентами применялся на всех отделениях Белорусской железной дороги до 2002 года. Основным недостатком этого варианта является незаинтересованность дистанций электроснабжения в снижении потерь электроэнергии в электросетях, так как данные предприятия самостоятельно не отчитываются за эти потери, а перекладывают их на своих потребителей. Потребители, в свою очередь, также не имеют возможности проводить технические мероприятия по снижению потерь энергии в электросетях, потому что эти сети не находятся на их балансе.

Устранить эту ситуацию можно отнесением потери энергии в электросетях дистанций электроснабжения на работы по передаче электроэнергии. В этом случае включение потерь электроэнергии в сетях в продукцию (работы, услуги) потребителей осуществляется не в натуральном выражении (кВт·ч), а в финансовом эквиваленте, учитываемом в себестоимости покупаемой электроэнергии абонентами у дистанций электроснабжения.

Для того чтобы организовать отчетность за потери электрической энергии в сетях дистанциями электроснабжения Белорусской железной дороги, необходимо:

- разработать ведомственные методики и инструкции расчета технических потерь электроэнергии для всех типов электросетей, а также определения нормативов коммерческих потерь и потерь, обусловленных погрешностями учета потребления электроэнергии;
- согласовать с Комитетом по энергоэффективности при СМ РБ и Министерством статистики РБ введение данной номенклатуры продукции (потери электроэнергии в электросетях) в отчет по форме 11-СН;

- разработать, согласовать с Комитетом по энергоэффективности при СМ РБ и утвердить в Управлении Белорусской железной дороги нормативные потери электроэнергии в электросетях для всех дистанций электрооборудования Белорусской железной дороги.

Организация отчетности за потери электроэнергии в электросетях дистанциями электрооборудования позволит упорядочить структуру баланса потребления электроэнергии в отделениях Белорусской железной дороги, что является необходимым шагом к эффективному энергетическому менеджменту.

1.4 Методы разработки норм расходов энергетических ресурсов

Основными методами разработки норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии являются опытный, отчетно-статистический, расчетно-статистический, расчетно-аналитический методы или их сочетание.

Опытный метод разработки норм расхода ТЭР заключается в определении удельных затрат топлива, тепловой и электрической энергии по данным, полученным в результате испытаний (эксперимента).

При этом оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режиме, предусмотренном технологическими регламентами и инструкциями.

Отчетно-статистический метод предусматривает определение норм расхода ТЭР на основе анализа статистических данных о фактических удельных расходах топлива, тепловой и электрической энергии и факторов, влияющих на их изменение, за ряд предшествующих лет. При этом учитываются изменения в технологии и выполнение заданий по экономии энергоресурсов.

Расчетно-статистический метод основан на разработке экономико-статистической модели в виде зависимости фактического удельного расхода ресурса от воздействующих факторов. Сущность расчетов сводится к следующему:

- определяются наиболее существенные факторы, от которых зависит удельный расход энергоресурсов (производительность, загрузка оборудования, режимы работы, параметры процесса и т. п.);

- формируется информационная база по данным статотчетности и оперативного учета о расходе энергии и величинах исследуемых факторов (планирование эксперимента);

- проводится регрессионный анализ и определяется эмпирическая зависимость расхода энергии от факторов.

Расчетно-аналитический метод предусматривает определение норм расхода ТЭР расчетным путем по статьям расхода этих ресурсов в производстве или путем математического описания закономерности протекания процесса с учетом нормообразующих факторов и прогрессивных показателей использования ТЭР.

Из вышеуказанных методов нормирования потребления ТЭР для расчета

нормативов технических потерь электрической энергии в электросетях может быть использован только расчетно-аналитический метод, так как с помощью остальных методов практически невозможно разделить составляющие потери электроэнергии.

Для расчета технических потерь электроэнергии в электросетях наибольшее распространение получили следующие расчетно-аналитические методы:

- графического интегрирования;
- поэлементных расчетов;
- среднеквадратического тока;
- времени потерь;
- характерных режимов;
- характерных суток;
- расчета потерь мощности и электроэнергии по потерям напряжения;
- вероятностно-статистические.

Подробное описание этих методов и рекомендуемые направления применения приведены в литературе [6, 7, 10, 13, 15, 21, 23, 29, 30, 31, 34, 50, 52].

Специфическими особенностями режимов работы линий АБ и ПЭ по сравнению с городскими, сельскими сетями 6-10 кВ и узловыми железнодорожными электросетями являются: большая протяженность, неразветвленность и наличие большого числа однофазных потребителей, распределенных через приблизительно одинаковые расстояния по длине линии. Исходя из этих особенностей и учитывая повышенные значения технических потерь электроэнергии в этих линиях [18], разработан метод расчета технических потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ синтезированием поэлементного метода и метода эффективного тока.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ АБ И ПЭ

2.1 Рекомендации по сбору исходных данных

Исходные данные для расчета технических потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ можно разделить на две группы:

- отражающие технические характеристики электросети;
- отражающие режимные характеристики электрооборудования.

К первой группе относятся: электрические однолинейные схемы линий АБ и ПЭ; электрические однолинейные схемы головных ТП; типы головных и линейных трансформаторов.

Все исходные данные по схемам линий АБ и ПЭ, ТП, типам и точкам подключения понижающих линейных трансформаторов должны быть в техническом отделе дистанции электрооборудования. Примерный вид схем, необходимых для расчета, приведен на рисунке 2.1.

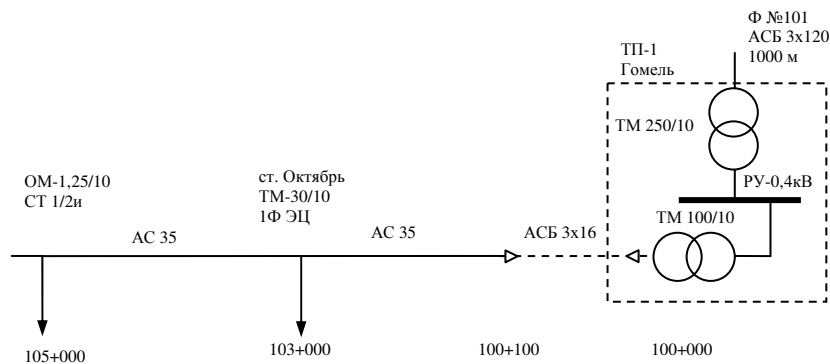


Рисунок 2.1 – Однолинейная электрическая схема секции линии АБ

Наибольшую трудоемкость представляет собой сбор исходных данных, отражающих режимные характеристики электроснабжения: потребление активной и реактивной электроэнергии за год и годовые графики нагрузки линейных потребителей.

В оптимальном варианте годовое потребление активной и реактивной электроэнергии электроприемниками определяется расчетно-аналитическим методом по коэффициенту использования установленной мощности электроприемников. Для большинства электроприемников расчет годового потребления электрической энергии определяется по формулам:

$$W_a = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k P_{y_j} k_{ij} t ; \quad (2.1)$$

$$W_p = W_a \operatorname{tg} \varphi_{cp} , \quad (2.2)$$

где W_a – потребление активной электроэнергии электроприемником, кВт·ч;

W_p – потребление реактивной электроэнергии электроприемником, квар·ч;

1...n – количество цехов, участков, помещений и т. д.;

1...k – количество электроприемников в цехе, на участке, в помещении и т. п.;

P_y – установленная мощность электроприемника, кВт;

k_{ij} – коэффициент использования мощности электроприемника;

t – время работы электроприемников за год, ч;

$\operatorname{tg} \varphi_{cp}$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности электроприемника;

$$k_{ij} = k_3 k_c , \quad (2.3)$$

где k_3 – коэффициент загрузки оборудования по мощности;

k_c – коэффициент загрузки оборудования по времени.

Коэффициент загрузки оборудования по мощности – это среднее в течение года отношение фактической мощности электроприемника к его установленной мощности. Данный коэффициент определяется инструментальными замерами или по справочной литературе [29].

В расчете расхода электроэнергии на осветительные установки необходимо учитывать не только установленную мощность ламп, но и потери в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА) [47].

Коэффициент загрузки оборудования по времени (коэффициент спроса) определяется технологическим процессом или на основании опытных данных.

Годовое число максимума осветительной нагрузки и коэффициенты спроса на освещение принимаются по справочным данным [25].

Достоверность расчетов по формуле (2.1) должна проверяться анализом полученных результатов в сопоставлении со средним фактическим потреблением по счетчикам электроэнергии за несколько предыдущих лет.

Учитывая значительную трудоемкость расчетов потребления электрической энергии электроприемниками по формуле (2.1) и вероятность появления субъективных погрешностей, в том случае, когда информация о годовом потреблении активной и реактивной энергии по счетчикам отсутствует, для практических расчетов рекомендуется использовать опытно-статистические данные потребления электроэнергии электроприемниками, приведенные ниже и в справочной литературе [29, 49, 51].

2.2 Характеристика электроприемников, подключенных к линиям АБ

АБ представляет собой систему расположенных вдоль железной дороги устройств СЖАТ (постов ЭЦ, сигнальных точек, переездов, устройств контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава).

Устройства электроснабжения должны обеспечивать надежное электроснабжение линий АБ как потребителей электрической энергии I категории [33].

2.2.1 Сигнальные точки

Сигнальная точка представляет собой один или два светофора автоматического действия и электрическую рельсовую цепь.

Сигнальные точки являются однофазной нагрузкой. Питание сигнальных точек напряжением 220 В осуществляется через однофазные масляные трансформаторы, смонтированные на опорах ВЛ СЦБ.

Сигнальные точки бывают одиночными (с одним светофором) или спа-

ренными (с двумя светофорами). На двухпутных железнодорожных участках две одиночные сигнальные точки по различным направлениям включают через один питающий трансформатор. Эти сигнальные точки условно назовем двойной сигнальной точкой¹⁾. Светофоры автоматического действия являются основными сигнальными приборами на железнодорожном транспорте и предназначены для подачи визуальных сигналов с целью организации безопасного движения поездов и маневровых передвижений.

Электрическая рельсовая цепь служит для непрерывной проверки состояния участка рельсового пути на перегоне или станции (свободность или занятость участка, целостность рельсов). Основными элементами рельсовой цепи являются: источник питания постоянного или переменного тока, дроссель-трансформаторы (на участках с электротягой), ограничивающий дроссель или резистор, рельсы со стыковыми и рельсовыми соединителями, изолирующие стыки для изоляции отдельных секций рельсовых цепей, путевой приемник (путевое реле).

В настоящее время на неэлектрифицированных участках в основном применяются рельсовые цепи с импульсным питанием постоянным током и кодовые переменного тока 50 Гц, на электрифицированных участках – кодовые переменного тока 25 Гц.

Режим работы рельсовой цепи включает следующие три периода [2]:

- нормальный (при незанятости рельсовых нитей подвижным составом);
- шунтовой (при занятости рельсовых нитей подвижным составом);
- контрольный (при наличии излома рельса рельсовой цепи).

Потребление электрической энергии сигнальной точкой зависит от количества пар проходящих поездов. Рекомендуемые для расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ значения годовых потреблений активной и реактивной электроэнергии сигнальной точкой приведены в таблицах (2.1) и (2.2).

Таблица 2.1 – Годовое потребление активной электроэнергии сигнальной точкой
В кВт·ч/год

Тип сигнальной точки	Число пар поездов в сутки					
	10	20	30	40	50	100
Кодовая автоблокировка 50 Гц:						
одиночная	752	751	749	748	747	740
спаренная	751	748	745	742	740	726
двойная	1327	1322	1318	1313	1309	1286
Импульсная автоблокировка:						
одиночная	668	670	672	674	676	686
спаренная	670	674	678	682	686	706
двойная	1159	1162	1165	1167	1170	1184

¹⁾ Введено авторами.

Таблица 2.2 – Годовое потребление реактивной электроэнергии сигнальной точкой
В квар·ч/год

Тип сигнальной точки	Число пар поездов в сутки					
	10	20	30	40	50	100
Кодовая автоблокировка 50 Гц:						
одиночная	594	595	597	598	599	605
спаренная	595	598	600	603	605	617
двойная	1188	1191	1193	1196	1198	1210
Импульсная автоблокировка:						
одиночная	703	704	706	707	708	715
спаренная	704	707	710	713	715	730
двойная	1291	1291	1291	1291	1291	1292

Значение коэффициента формы годового графика нагрузки для всех типов сигнальных точек рекомендуется принимать в диапазоне от 1,000 до 1,005 (большие значения соответствуют графикам нагрузки при числе пар поездов в сутки от 50 и выше).

2.2.2 Автоматическая переездная сигнализация

Автоматическая переездная сигнализация представляет собой совокупность рельсовой цепи и светофорной сигнализации. Переезд также может быть оборудован звуковой сигнализацией и шлагбаумом. В отдельных случаях автоматическая переездная сигнализация совмещается с сигнальной точкой.

Автоматическая переездная светофорная сигнализация работает в следующих режимах:

- при свободной рельсовой цепи – сигналы и звонок выключены;
- при занятой рельсовой цепи – периодическое переключение сигналов в светофоре (постоянно включены два сигнала), звонок постоянно включен, шлагбаум опущен.

Потребление электрической энергии автоматической переездной сигнализацией зависит от количества пар проходящих поездов. Рекомендуемые для расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ значения годовых потреблений активной и реактивной электроэнергии автоматической переездной сигнализацией приведены в таблицах (2.3) и (2.4).

Значения коэффициентов формы годовых графиков нагрузки переездов приведены в таблице (2.5).

Т а б л и ц а 2.3 – Годовое потребление активной электроэнергии автоматической переездной сигнализацией

Тип переезда	Число пар поездов в сутки					
	10	20	30	40	50	100
Участок с кодовой автоблокировкой (50 Гц)						
Переезд на однопутном участке	1667	1670	1672	1675	1677	1690
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1798	1801	1803	1806	1809	1821
Переезд на двухпутном участке	1865	1891	1916	1942	1967	2095
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	2128	2154	2179	2205	2230	2358
Участок с импульсной автоблокировкой						
Переезд на однопутном участке	331	347	362	378	394	472
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	462	478	494	510	525	604
Переезд на двухпутном участке	758	762	767	771	775	797
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1021	1025	1029	1034	1038	1060

Т а б л и ц а 2.4 – Годовое потребление реактивной электроэнергии автоматической переездной сигнализацией

Тип переезда	Число пар поездов в сутки					
	10	20	30	40	50	100
Участок с кодовой автоблокировкой (50 Гц)						
Переезд на однопутном участке	1021	1018	1015	1011	1008	992
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1030	1027	1023	1020	1017	1001
Переезд на двухпутном участке	1908	1917	1925	1933	1941	1982
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1918	1926	1934	1942	1950	1990
Участок с импульсной автоблокировкой						
Переезд на однопутном участке	416	418	421	424	427	442
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	424	427	430	433	436	451
Переезд на двухпутном участке	1470	1469	1469	1468	1468	1465
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1479	1478	1478	1477	1477	1474

Т а б л и ц а 2.5 – Коэффициент формы годового графика нагрузки автоматической переездной сигнализацией

Тип переезда	Число пар поездов в сутки					
	10	20	30	40	50	100
Участок с кодовой автоблокировкой (50 Гц)						
Переезд на однопутном участке	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Переезд на двухпутном участке	1,001	1,002	1,003	1,003	1,004	1,005
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1,001	1,002	1,002	1,003	1,003	1,005
Участок с импульсной автоблокировкой						
Переезд на однопутном участке	1,007	1,013	1,018	1,022	1,025	1,030
Переезд на однопутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1,006	1,011	1,015	1,018	1,021	1,025
Переезд на двухпутном участке	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Переезд на двухпутном участке, совмещенный с сигнальной точкой	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

2.2.3 Устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава

В настоящее время на железной дороге применяются три типа устройств централизованного контроля за прохождением поездов и диагностики технического состояния буксовых узлов: ПОНАБ, ДИСК и КТСМ.

ПОНАБ – система обнаружения перегретых букс [40].

ДИСК – дистанционная система контроля теплового состояния буксовых узлов колесных пар, а также комплексного контроля технического состояния вагонов (для выявления дополнительных дефектов) [40]. Существует множество разновидностей системы ДИСК. В дистанциях сигнализации и связи Гомельского отделения Белорусской железной дороги применяется система ДИСК-Б – система обнаружения перегретых букс [42].

КТСМ – комплекс технических средств модернизации, предназначенный для усовершенствования систем контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава путем цифровой обработки сигналов напольных устройств и информационного взаимодействия с автоматизированным рабочим местом оператора [40].

Система ПОНАБ в последние годы полностью заменена более совершенной и энергоэффективной системой КТСМ.

Системы ДИСК и КТСМ состоят из стационарного оборудования, находящегося на постах ЭЦ, и перегонного оборудования, расположенного в закрытом помещении вблизи железнодорожных путей [42]. Перегонное оборудование получает питание от линий АБ или ПЭ через понижающий однофазный масляный трансформатор. Так как системы ДИСК и КТСМ относят-

ся к потребителям I категории электроснабжения, то питание осуществляется двумя фидерами от линий АБ и ПЭ. В процессе эксплуатации происходит переключение питания систем с одного фидера на другой. Наибольшее время системы ДИСК и КТСМ подключены к фидеру № 1 (линия АБ). Понижающий трансформатор ОМ фидера № 2 находится в горячем резерве, т. е. подключен к линии электропередачи и работает в режиме холостого хода.

ДИСК и КТСМ находятся в постоянно включенном состоянии, что обуславливает потребление электроэнергии самой системой, практически постоянное во времени, т. е. коэффициент формы графика нагрузки близок к единице.

В комплект перегонного оборудования, кроме электронной части систем ДИСК и КТСМ, входят электрические нагревательные элементы, которые предназначены для поддержания температуры внутри помещения в допустимых пределах. На рисунках 2.2 и 2.3 приведены зависимости потребления электроэнергии перегонным оборудованием систем ДИСК-Б и КТСМ от температуры наружного воздуха, которые построены по статистическим данным Гомельской и Калинковичской дистанций сигнализации и связи [1]. Данные зависимости могут быть аппроксимированы сложными выражениями, использование которых при проведении инженерных расчетов затруднительно. Поэтому для практических расчетов рекомендуется использовать линейно-кусочные аппроксимации, вид которых изображен на рисунках 2.2 и 2.3, а алгебраические выражения приведены в таблице 2.6.

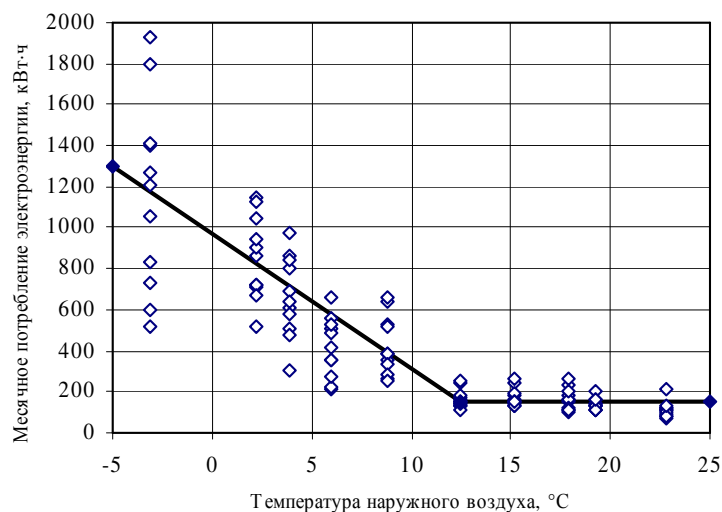


Рисунок 2.2 – Зависимость потребления электроэнергии перегонным оборудованием системы ДИСК-Б от температуры наружного воздуха

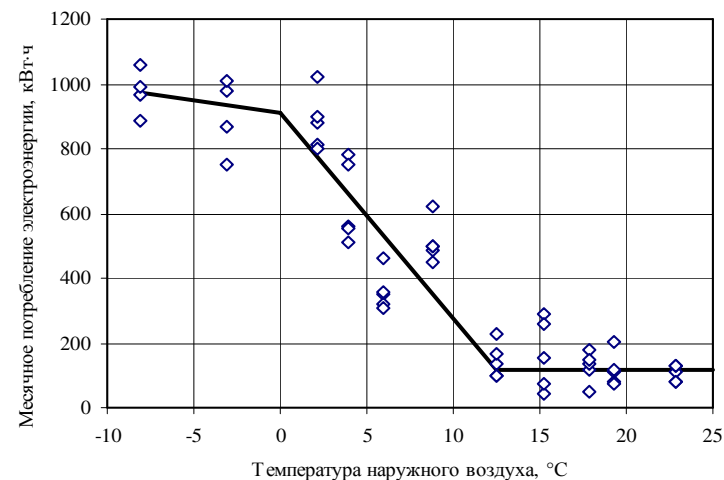


Рисунок 2.3 – Зависимость потребления электроэнергии перегонным оборудованием системы КТСМ от температуры наружного воздуха

Таблица 2.6 – Алгебраические выражения линейно-кусочной аппроксимации зависимостей потребления электроэнергии перегонным оборудованием систем ДИСК и КТСМ от температуры наружного воздуха

Система	Наружная температура t , °C	Потребление электроэнергии перегонным оборудованием системы
		ДИСК или КТСМ за месяц W_n , кВт·ч/в месяц
ДИСК-Б	Меньше 12,5	$971-65,7t$
	Свыше 12,5	150
КТСМ	Меньше 0	$910-7,5t$
	От 0 до 12,5	$910-63,2t$
	Свыше 12,5	120

По алгебраическим выражениям, приведенным в таблице 2.6, для нормируемых температур наружного воздуха всех областей Республики Беларусь рассчитаны годовое потребление электроэнергии и коэффициент формы графика нагрузки перегонного оборудования систем ДИСК-Б и КТСМ (таблица 2.7). Данные средние нормативные значения рекомендуется использовать в расчете потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ железнодорожных участков.

Таблица 2.7 – Годовые потребления электроэнергии и коэффициент формы графика нагрузки перегонного оборудования систем КТСМ и ДИСК-Б

Область	Потребление электроэнергии		Годовой коэффициент формы графика нагрузки
	активной, кВт·ч/год	реактивной, квар·ч/год	
КТСМ			
Минская	6391	1469	1,178
Гродненская	6264	1469	1,180
Брестская	6093	1469	1,187
Гомельская	6208	1469	1,187
Могилевская	6477	1469	1,178
Витебская	6570	1469	1,171
ДИСК-Б			
Минская	7963	1677	1,214
Гродненская	7654	1677	1,210
Брестская	7323	1677	1,215
Гомельская	7698	1677	1,222
Могилевская	8237	1677	1,219
Витебская	8346	1677	1,211

2.2.4 Посты ЭЦ

Посты электрической централизации являются связующим звеном в СЖАТ, которые управляют стрелками и сигнальными точками по командам с поста ДЦ и путевых контролирующих устройств. Электропитание постов ЭЦ линейных станций осуществляется от линии АБ. Резервное питание осуществляется от линии ПЭ.

Основная часть электроприемников поста ЭЦ работает круглосуточно в малоизменяющемся режиме, вследствие чего суточный график нагрузки поста ЭЦ является стабильным [29].

Неравномерность годового потребления электрической энергии постом ЭЦ обусловлена применением электрообогрева приводов стрелок в зимнее время (50 Вт на стрелку) и изменением режима работы рельсовой цепи. Разница среднего потребления электроэнергии между зимним и летним месяцами составляет около 20 % [29]. Коэффициент формы годового графика нагрузки k_f поста ЭЦ равен 1,006.

Годовое потребление электрической энергии, кВт·ч, постом ЭЦ определяется как сумма потреблений обслуживаемых стрелок, сигнальных точек, рельсовых цепей и трансляционных усилителей радиосвязи по формуле

$$W_a^{\text{ЭЦ}} = w_{\text{рц}} n_{\text{рц}} + w_{\text{ст}} n_{\text{ст}} + (w_{\text{стр}} + w_{\text{обстр}}) n_{\text{стр}} + w_{\text{му}} n_{\text{му}} + w_{\text{кр}} n_{\text{кр}} + w_{\text{пт}}, \quad (2.4)$$

где $w_{\text{рц}}$ – годовое потребление электроэнергии рельсовой цепью, кВт·ч;
 $n_{\text{рц}}$ – количество рельсовых цепей, обслуживаемых постом ЭЦ, шт.;
 $w_{\text{ст}}$ – годовое потребление электроэнергии светофором, кВт·ч;
 $n_{\text{ст}}$ – количество светофоров, обслуживаемых постом ЭЦ, шт.;
 $w_{\text{стр}}$ – годовое потребление электроэнергии приводом стрелки, кВт·ч;
 $w_{\text{обстр}}$ – годовое потребление электроэнергии на обогрев привода стрелки, кВт·ч;
 $n_{\text{стр}}$ – количество стрелок, обслуживаемых постом ЭЦ, шт.;
 $w_{\text{му}}$ – годовое потребление электроэнергии маршрутным указателем, кВт·ч;
 $n_{\text{му}}$ – количество маршрутных указателей, обслуживаемых постом ЭЦ, шт.;
 $w_{\text{кр}}$ – годовое потребление электроэнергии контрольным реле стрелки, кВт·ч;
 $n_{\text{кр}}$ – количество контрольных реле стрелок на посту ЭЦ, шт.;
 $w_{\text{пт}}$ – годовое потребление электроэнергии пультом-табло, кВт·ч.

В соответствии со справочной литературой [29] баланс суточного расхода электроэнергии на производственные нужды ЭЦ ориентировочно можно представить в следующем виде:

- рельсовые цепи – от 30 до 40 %;
- сигнальные указатели – от 25 до 35 %;
- стрелки – от 15 до 25 %;
- маршрутные указатели – от 5 до 7 %;
- контрольные реле стрелок – от 2 до 4 %;
- пульт-табло – от 1 до 2 %.

Помимо вышеуказанного оборудования на посту ЭЦ имеется следующее вспомогательное оборудование: электрообогреватели помещения релейной, вентиляция и др.

Определение годового потребления электроэнергии постами ЭЦ по формуле (2.4) в настоящее время крайне затруднительно, так как отсутствуют достоверные данные потребления электроэнергии отдельными приемниками.

В качестве альтернативного варианта предлагается рассчитывать потребление электрической энергии постом ЭЦ по удельному потреблению, отнесенному к одной обслуживаемой стрелке [24]. Эта величина определяется статистической обработкой потребления электроэнергии постами ЭЦ за предыдущие годы. Например, результаты статистической обработки потребления электрической энергии постами ЭЦ Гомельской и Калинковичской дистанциями сигнализации и связи приведены на рисунке 2.4.

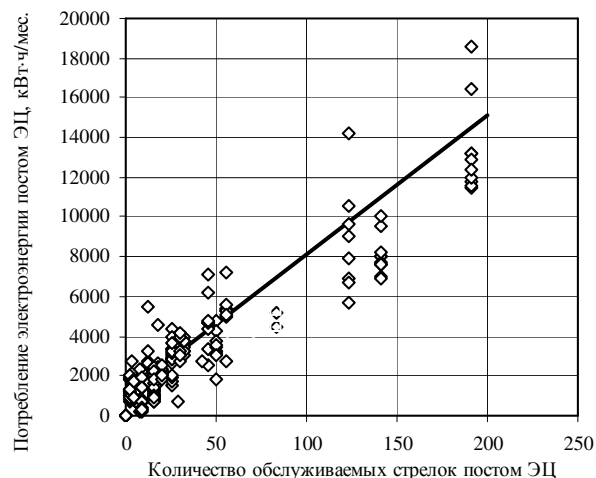


Рисунок 2.4 – Зависимость потребления электроэнергии постом ЭЦ от количества обслуживаемых стрелок

Эмпирическая формула для расчета годового потребления электрической энергии, кВт·ч, постом ЭЦ имеет следующий вид:

$$W_a^{\text{ЭЦ}} = 13200 + 840n_{\text{стр}}. \quad (2.5)$$

При проведении расчетов потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ для конкретной дистанции сигнализации и связи формула (2.5) может быть скорректирована по фактическим результатам статистической обработки потребления электрической энергии постами ЭЦ за предыдущие годы.

При среднем коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,68$ [29] потребление реактивной энергии постом ЭЦ за год определяется по формуле

$$W_p^{\text{ЭЦ}} = 1,08W_a^{\text{ЭЦ}}. \quad (2.6)$$

Потребление электроэнергии постами ЭЦ на железнодорожных участках с ЦАБ нельзя рассчитывать по вышеприведенным формулам, так как все элементы автоблокировки в данном типе автоблокировки получают питание с постов ЭЦ.

Регрессионный анализ потребляемой мощности ЦАБ от количества обслуживаемых сигналов, рельсовых цепей, стрелок, поездов и от охватываемого расстояния показал, что наблюдается близкая к линейной зависи-

мость потребляемой мощности ЦАБ от количества рельсовых цепей.

По данным экспериментальных замеров выведена величина удельной потребляемой мощности ЦАБ, приходящейся на одну обслуживаемую рельсовую цепь, которая равна 0,12 кВт/рельсовую цепь. При этом годовой расход электроэнергии, кВт·ч, поста ЭЦ на участке с ЦАБ рассчитывается по формуле

$$W_a^{\text{ЦАБ}} = 1050N_{\text{рц}}, \quad (2.7)$$

где $N_{\text{рц}}$ – суммарное количество перегонных и станционных рельсовых цепей на участках с ЦАБ.

Потребление реактивной энергии постом ЭЦ на участке с ЦАБ рекомендуется определять по формуле (2.6).

2.2.5 Указатель “V”

Указатель “V” предназначен для передачи машинисту визуальной информации о неисправности буксового узла с систем ДИСК или КТСМ. Указатель представляет собой пять ламп накаливания мощностью 25 Вт каждая, которые загораются по сигналу с поста ЭЦ¹⁾.

Среднее годовое потребление электроэнергии и коэффициент формы годового графика нагрузки указателя “V” приведены в таблице 2.8.

Т а б л и ц а 2.8 – Годовое потребление электроэнергии указателем “V”

Тип электроприемника	Годовое потребление электроэнергии		Коэффициент формы графика нагрузки
	активной, кВт·ч	реактивной, квар·ч	
Указатель “V”	69	203	1,206

2.3 Характеристика электроприемников, подключенных к линиям ПЭ

2.3.1 Электроприемники дистанции сигнализации и связи

Так как электроприемники дистанции сигнализации и связи (посты ЭЦ, сигнальные точки, поезды, устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава, указатели “V”) относятся к потребителям I категории, то для них предусматривается резервное питание с линии ПЭ. Резервное питание с линии ПЭ имеют только сигнальные точки с кодовой автоблокировкой переменного тока. Для сигнальных точек с импульсной автоблокировкой постоянного тока в качестве резервного источника питания применяются аккумуляторные батареи.

¹⁾ В последнее время указатели “V” переделываются с целью запитывания их не с линии АБ, а от поста ЭЦ.

Так как питание с линии ПЭ является резервным, то при расчете технически обоснованных потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ можно принимать, что потребление электроэнергии для вышеназванных электроприемников осуществляется только с линии АБ.

Более точные результаты расчета технических потерь в линиях АБ и ПЭ могут быть получены анализом вероятности повреждений на линии АБ, при которых осуществляется переключение потребителей на линию ПЭ.

2.3.2 Жилые дома и дачи

Для газифицированных домов и дач в пунктах преимущественно новой застройки (более 40 % домов построены менее 20 лет тому назад) в соответствии со справочной литературой [51] принимают среднее годовое потребление электроэнергии, равное 800 кВт·ч/дом. При среднем коэффициенте мощности $\cos \varphi$, равном 0,7, годовое потребление реактивной энергии одним жилым абонентом составит 816 квар·ч/дом.

Среднегодовое потребление электроэнергии одной дачей рассчитывается из предположения, что на даче проживают два дня в неделю в течение 7 месяцев. При этом среднее потребление электроэнергии равно 133 кВт·ч.

Потребление реактивной энергии одной дачей по аналогии с жильем составляет 136 квар·ч/год.

2.3.3 Линейные станции

Основными потребителями электрической энергии на железнодорожных станциях являются: наружное технологическое освещение, освещение вокзалов и служебных помещений, устройства вычислительной техники, электрообогрев помещений. Объем потребляемой электрической энергии вышеназванным оборудованием зависит от множества факторов (числа отправления и пропуска поездов, сортировки и переработки вагонов, формирования составов, отправления пассажиров, погодных условий и т. п.). Для расчета нормативных потерь электрической энергии в линиях ПЭ рекомендуется принимать потребление электроэнергии станцией на уровне технически обоснованного расхода, рассчитанного в соответствии с методической литературой [25].

2.3.4 Остановочные пункты

Основными электроприемниками на остановочных пунктах являются:

- наружное освещение платформ;

- освещение здания вокзала;
- кассы;
- электрообогрев помещений.

Наружное освещение платформ осуществляется светильниками с лампами ДРЛ-250, ДНаТ-150.

Наружное освещение платформ на остановочных пунктах должно включаться в соответствии с расписанием движения, только на время прибытия поезда. Среднее годовое потребление электроэнергии для освещения платформ одного остановочного пункта определяется по формуле

$$W_a^{op} = P^{лампы} k^{пра} n^{св} T, \quad (2.8)$$

где $P^{лампы}$ – мощность лампы в осветительном приборе, кВт;

$k^{пра}$ – коэффициент мощности потерь в пускорегулирующем аппарате; определяется по таблице 2.9;

$n^{св}$ – количество осветительных приборов;

T – среднее время работы осветительного оборудования, ч.

Т а б л и ц а 2.9 – Коэффициенты мощности потерь электроэнергии в ПРА осветительных приборов

Тип источника света	Тип ПРА	Средний коэффициент мощности потерь в ПРА
Люминесцентная лампа	Электромагнитный	1,22
	Электромагнитный с пониженными потерями	1,14
	Электронный	1,1
Компактная люминесцентная лампа	Электромагнитный	1,27
	Электромагнитный с пониженными потерями	1,15
	Электронный	1,1
ДРЛ, ДРИ	Электромагнитный	1,08
	Электронный	1,06
ДНаТ	Электромагнитный	1,1

Среднее время работы T осветительного оборудования платформ остановочных пунктов за год согласно рекомендациям [36] принимается 1642 ч.

При среднем коэффициенте мощности $\cos \varphi$ осветительных приборов с лампами ДРЛ без компенсации, равном 0,5 [47], годовое потребление реактивной энергии на освещение платформ одного остановочного пункта

$$W_p^{op} = 1,73 W_a^{op}. \quad (2.9)$$

Коэффициент формы графика нагрузки освещения платформ остановочного пункта равен 2,310.

Для каждого остановочного пункта установленная мощность и режим работы таких электроприемников, как освещение здания вокзала, кассы и другое технологическое оборудование, электрообогрев помещений, – индивидуальны. Поэтому потребление электроэнергии этими приемниками определяется по фактическому потреблению за предыдущие годы или на основании расчета по установленной мощности оборудования.

2.3.5 Освещение переездов

Освещение переездов осуществляется в темное время суток лампами ДРЛ-250 или ДРЛ-125. Суммарное время работы освещения переезда зависит от географической широты его расположения. Значения времени работы освещения в темное время суток согласно справочной литературе [25] приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Время работы освещения переездов

Градус широты	Месяц												В часах Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
52 (г. Гомель, г. Брест)	452	366	345	271	220	183	208	263	316	388	429	470	3911
53 (г. Гродно)	456	368	344	268	214	175	201	259	315	389	432	475	3896
54 (г. Минск, г. Могилев)	460	370	343	264	208	167	194	254	314	390	436	480	3880
55	465	372	342	259	202	159	187	250	312	392	440	486	3866
56 (г. Витебск)	469	373	342	257	194	146	176	246	311	393	444	491	3842

Годовое потребление электроэнергии осветительным оборудованием переезда определяется по формуле

$$W_a^{\text{пер}} = P^{\text{лампы}} k^{\text{пра}} n^{\text{св}} T. \quad (2.10)$$

Количество осветительных приборов и мощность установленных в них ламп определяются в соответствии с необходимой освещенностью полотна переезда, которая зависит от его категории [26].

При среднем коэффициенте мощности $\cos \phi$ осветительных приборов с лампами ДРЛ без компенсации, равном 0,5 [47], годовое потребление реактивной энергии на освещение переезда

$$W_p^{\text{пер}} = 1,73 W_a^{\text{пер}}. \quad (2.11)$$

Средний коэффициент формы годового графика нагрузки освещения переезда равен 1,497.

2.3.6 Электрооборудование мостов

При эксплуатации железнодорожных мостов используется следующее электрооборудование:

- освещение моста и запретной зоны в темное время суток;
- компрессор для обдува железнодорожного пути от снега;
- освещение помещений службы военизированной охраны.

Потребление электроэнергии оборудованием моста зависит от периода года. В зимний период потребление возрастает из-за увеличения времени темного времени суток и снежных осадков. На примере данных потребления электроэнергии оборудованием моста через реку Днепр можно показать, что количество потребленной электроэнергии в месяц электроприемниками моста зависит от температуры наружного воздуха (рисунок 2.5).

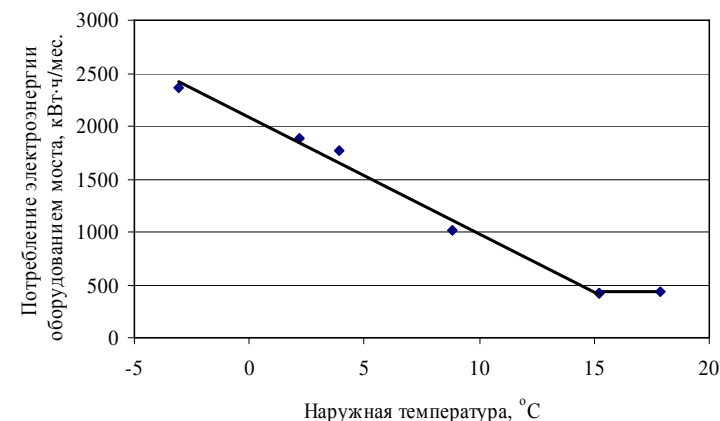


Рисунок 2.5 – Зависимость потребления электроэнергии оборудованием моста через реку Днепр от наружной температуры

Зависимость, представленная на рисунке 2.5, аппроксимирована расчетными выражениями, которые приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Аппроксимирующие зависимости потребления электроэнергии оборудованием моста через реку Днепр от температуры наружного воздуха

Наружная температура t , °C	Потребление электроэнергии оборудованием моста за месяц W_a , кВт·ч/мес.
Меньше 15	$-110t + 2080$
Больше 15	430

По алгебраическим выражениям, приведенным в таблице 2.11, для нормируемых температур наружного воздуха Гомельской области рассчитаны

годовые графики нагрузки электрооборудования моста через реку Днепр (таблица 2.12).

Т а б л и ц а 2.12 – Результаты расчета годовых графиков нагрузки электрооборудования моста

Показатель	Месяц												Всего
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Температура по месяцам, °С	-7	-6,1	-1,5	6,6	13,9	17	18,5	17,4	12,5	6,5	0,7	-4,1	
Потребление энергии:													
- активной, кВт·ч;	2850	2751	2245	1354	551	430	430	430	705	1365	2003	2531	17645
- реактивной, квар·ч;	2908	2807	2290	1381	562	439	439	439	719	1393	2043	2582	18002
- полной, кВА·ч	4071	3930	3207	1934	787	614	614	614	1007	1950	2861	3616	25207
Коэффициент формы графика нагрузки	1,18												

Определение годового нормативного расхода электроэнергии электрооборудованием моста осуществляется по вышеизложенному алгоритму расчета на примере моста через реку Днепр. Если все мосты объединить по примерно одинаковой установленной мощности, то количество расчетов значительно уменьшается.

2.3.7 Объекты службы военизированной охраны железной дороги

Стрелковые команды (СК ОВО) службы военизированной охраны осуществляют охрану железнодорожных мостов. В помещении охраны установлены следующие электроприемники: телевизор, холодильник, электрический чайник, охранная сигнализация, осветительное оборудование. Питание электроприемников стрелковых команд осуществляется от линий ПЭ. Потребление электроэнергии данными объектами $W_a^{воxp}$ рассчитывается по установленной мощности электроприемников и коэффициенту использования. Потребление реактивной энергии рассчитывается при среднем групповом коэффициенте мощности электроприемников $\cos \varphi = 0,7$ по формуле

$$W_p^{воxp} = 1,02 W_a^{воxp} . \quad (2.12)$$

Коэффициент формы годового графика нагрузки рекомендуется принимать равным 1,33.

2.3.8 Бытовые помещения, кладовые, гаражи и токоотборные точки дистанции пути

К линиям ПЭ подключены электроприемники дистанции пути, к которым относятся: бытовые помещения, кладовые, гаражи и токоотборные точ-

ки. Если отсутствуют данные о фактическом потреблении электроэнергии данными объектами за предыдущие годы, то значения потребляемой электроэнергии рекомендуется принимать по таблице 2.13.

Т а б л и ц а 2.13 – Среднее годовое потребление электроэнергии объектами службы пути

Объект	Потребление электроэнергии	
	активной, кВт·ч/год	реактивной, квар·ч/год
Бытовые помещения, кладовые, гаражи	180	37
Токоотборные точки	60	61

2.3.9 Обогрев стрелок

В зимнее время для нормальной работы стрелочных переводов производится их размораживание электрическим обогревом. Установленная мощность ТЭНов на одну стрелку составляет 4,4 кВт (2 ТЭНа по 2,2 кВт).

Удельное потребление электроэнергии на одну стрелку определяется по статистическим данным фактического потребления электроэнергии на обогрев стрелок за предыдущие годы. Например, для Калинковичской дистанции пути по данным фактического потребления электроэнергии за 1997–2001 гг. определено удельное потребление электроэнергии на одну стрелку (таблица 2.14), которое составляет 2908 кВт·ч/(стрелку·год).

Т а б л и ц а 2.14 – Годовое потребление электрической энергии на обогрев стрелок

Электроэнергия	Год					Среднее
	1997	1998	1999	2000	2001	
Фактическое (при количестве стрелок 49 шт.)						
Активная, кВт·ч	103194	189490	173903	139591	106269	142489
Реактивная*, квар·ч	20954	38478	35313	28345	21579	28934
Удельное на одну стрелку						
Активная, кВт·ч/стрелку	2106	3867	3549	2849	2169	2908
Реактивная, квар·ч/стрелку	428	785	721	578	440	590
* Потребление реактивной энергии определено при среднем коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,98$.						

Годовое потребление электроэнергии на обогрев стрелочных переводов на отдельных линейных объектах рассчитывается по формуле

$$W_a^{ОбСП} = w^{ОбСП} \cdot n^{ОбСП} , \quad (2.13)$$

где $w^{ОбСП}$ – удельное потребление электрической энергии на обогрев стрелок, кВт·ч/(стрелку·год);

$n^{ОбСП}$ – количество обогреваемых стрелочных переводов на рассматриваемом линейном объекте, стрелок.

Среднегодовое время работы электрообогрева стрелочных переводов определяется по формуле

$$T_{\text{вкл}}^{\text{ОбСП}} = \frac{w^{\text{ОбСП}}}{4,4}, \quad (2.14)$$

где $w^{\text{ОбСП}}$ – удельное потребление электрической энергии на обогрев стрелок, кВт·ч/(стрелку·год).

Коэффициент формы графика нагрузки электрообогрева стрелочных переводов определяется по формуле

$$k_{\phi}^{\text{ОбСП}} = \sqrt{\frac{8760}{1} \frac{\sqrt{T_{\text{вкл}}^{\text{ОбСП}} 4,4^2}}{T_{\text{вкл}}^{\text{ОбСП}} 4,4}}. \quad (2.15)$$

2.3.10 Объекты дистанции водоснабжения

На линейных станциях находятся пункты водоснабжения, осуществляющие подъем воды и подачу к потребителям. Годовое потребление электроэнергии линейными объектами водоснабжения рассчитывается по удельным общецеховым¹⁾ нормам потребления электроэнергии на подъем воды по формуле

$$W_{\text{а}}^{\text{пв}} = V w^{\text{пв}}, \quad (2.16)$$

где V – объем поднимаемой на пункте водоснабжения воды, тыс. м³;

$w^{\text{пв}}$ – удельная общецеховая норма потребления электроэнергии на подъем воды, кВт·ч/тыс. м³.

Удельные общецеховые нормы потребления электроэнергии на подъем воды определяются в соответствии с методикой [35].

Потребление реактивной энергии пунктами водоснабжения рассчитывается при среднем групповом коэффициенте мощности электроприемников $\cos \phi = 0,75$ по формуле

$$W_{\text{р}}^{\text{пв}} = 0,88 W_{\text{а}}^{\text{пв}}. \quad (2.17)$$

¹⁾ С учетом расхода электроэнергии на вспомогательные процессы, санитарно-технические нужды, освещение и регламентированных потерь электроэнергии в цехе.

3 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Потери электрической энергии в трехфазном двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{а}}^{\text{т}} = T_{\text{п}} \Delta P_{\text{хх}} + \frac{W_{\text{а}}^2 + W_{\text{р}}^2}{T_{\text{п}} U_{\text{н}}^2} R_{\text{кз}} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}}^2 \cdot 10^{-3}, \quad (3.1)$$

где $T_{\text{п}}$ – число часов включения трансформатора в электросеть за год, ч;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – мощность потерь холостого хода трансформатора, кВт;

$W_{\text{а}}$ – годовое потребление активной энергии электроприемниками, подключенными к трансформатору, кВт·ч;

$W_{\text{р}}$ – годовое потребление реактивной энергии электроприемниками, подключенными к трансформатору, квар·ч;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ;

$R_{\text{кз}}$ – активное сопротивление обмоток трансформатора, Ом;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки;

$k_{\text{нс}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки фаз.

Формулу (3.1) можно записать в более универсальном виде

$$\Delta W_{\text{а}}^{\text{т}} = T_{\text{п}} \Delta P_{\text{хх}} + k_{\text{н}}^2 k_{\phi}^2 k_{\text{нс}}^2 \Delta P_{\text{кз}} T_{\text{п}}, \quad (3.2)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент нагрузки трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

Потери электрической энергии в трансформаторах можно разделить на две составляющие: потери холостого хода $\Delta W_{\text{х}}^{\text{т}}$ (условно-постоянные) и нагрузочные потери $\Delta W_{\text{н}}^{\text{т}}$ (переменные).

Потери холостого хода трансформатора определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{х}}^{\text{т}} = T_{\text{п}} \Delta P_{\text{хх}}. \quad (3.3)$$

Нагрузочные потери в трансформаторах рассчитываются по формуле

$$\Delta W_{\text{н}}^{\text{т}} = \frac{W_{\text{а}}^2 + W_{\text{р}}^2}{T_{\text{п}} U_{\text{н}}^2} R_{\text{кз}} k_{\phi}^2 k_{\text{нс}}^2 \cdot 10^{-3} \quad (3.4)$$

или по формуле

$$\Delta W_n^T = k_n^2 k_\phi^2 k_{nc}^2 \Delta P_{кз} T_n. \quad (3.5)$$

Потери короткого замыкания трансформатора определяются по формуле

$$\Delta P_{кз} = \frac{S_n^2}{U_n^2} R_{кз} \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Средний коэффициент нагрузки трансформатора за время T_n рассчитывается по формуле

$$k_n = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{T_n S_n}, \quad (3.7)$$

Коэффициент неравномерности нагрузки фаз определяется по формулам:
для четырехпроводной системы электроснабжения

$$k_{nc} = \sqrt{3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} (1 + 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}) - 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}}; \quad (3.8)$$

для трехпроводной системы электроснабжения

$$k_{nc} = \sqrt{3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{I_A + I_B + I_C}}, \quad (3.9)$$

где I_A – модуль вектора тока нагрузки фазы А, А;

I_B – модуль вектора тока нагрузки фазы В, А;

I_C – модуль вектора тока нагрузки фазы С, А;

R_n – сопротивление нейтрального провода участка линий электропередачи, Ом;

R_ϕ – сопротивление фазного провода участка линий электропередачи, Ом.

Так как определение коэффициента неравномерности для каждого трансформатора является крайне трудоемким, то в практических расчетах потерь электроэнергии в трансформаторах рекомендуется принимать коэффициент неравномерности нагрузки k_{nc} :

- в диапазоне от 1,15 до 1,55 [6] – для линий с распределенной нагрузкой (жилые здания, линейные станции, остановочные пункты и т. д.), причем большее значение коэффициента применяется при сечении нулевого провода (жилы) в 1,5 раза меньше сечения фазного провода (жилы);

- в диапазоне от 1,0 до 1,1 [6] – для линий с сосредоточенной нагрузкой

(пункты водоснабжения и т. д.), причем большее значение коэффициента применяется при сечении нулевого провода (жилы) в 1,5 раза меньше сечения фазного провода (жилы);

- равный единице для линейных однофазных понижающих трансформаторов;

- одинаковый для понижающих и повышающих головных трансформаторов, рассчитанный по линейным токам, протекающим в отдельных фазах на головном участке секции линий АБ и ПЭ.

Потребление реактивной энергии трансформатором определяется по формуле

$$\Delta W_p^T = T_n \Delta Q_{xx} + \frac{W_a^2 + W_p^2}{T_n U^2} X_{кз} k_n^2 k_\phi^2 k_{nc}^2 \cdot 10^{-3}, \quad (3.10)$$

где ΔQ_{xx} – потребление реактивной мощности трансформатором в режиме холостого хода, квар;

$X_{кз}$ – индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

После проведения некоторых преобразований можно записать формулу (3.10) в более универсальном для расчетов виде

$$\Delta W_p^T = T_n \Delta Q_{xx} + k_n^2 k_\phi^2 k_{nc}^2 \Delta Q_{кз} T_n, \quad (3.11)$$

где $\Delta Q_{кз}$ – прирост потребления реактивной мощности трансформатором в режиме номинальной нагрузки, квар.

Если в справочных данных на трансформатор [45, 13, 29, 44] отсутствуют данные о реактивной мощности холостого хода, то эту величину можно определить по формуле

$$\Delta Q_{xx} = \sqrt{\left(\frac{i_{xx} S_n}{100}\right)^2 - \Delta P_{xx}^2} \quad (3.12)$$

или по упрощенной формуле

$$\Delta Q_{xx} = \frac{i_{xx} S_n}{100}, \quad (3.13)$$

где i_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %.

Прирост реактивной мощности, потребляемой трансформатором при номинальной нагрузке, определяется по справочным данным на трансформатор [45, 13, 29, 44] или по формулам:

$$\Delta Q_{кз} = \sqrt{\left(\frac{u_{кз} S_n}{100}\right)^2 - \Delta P_{кз}^2} \quad (3.14)$$

или

$$\Delta Q_{кз} = \frac{S_H^2}{U^2} X_{кз} \cdot 10^{-3}, \quad (3.15)$$

где $u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

3.2 Расчет потерь электроэнергии в линиях электропередачи

Алгоритм и расчетные формулы для определения потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ в полном объеме изложен в методике [41] (приложение А). Единственным дополнением к данному методу расчета может быть рекомендовано более точное определение активного и реактивного сопротивления стального однопроволочного провода марки ПСО, который применяется на отдельных секциях линий АБ.

Активное сопротивление стальных проводов зависит от поверхностного эффекта, значения тока в проводе и частоты напряжения. Поверхностный эффект в стальных проводах из-за их высокой магнитной проницаемости развит сильнее, чем в алюминиевых или медных. Зависимость активного сопротивления стального провода от частоты напряжения обусловлена потерями на гистерезис.

Индуктивное сопротивление стального провода можно представить в виде двух составляющих: индуктивное сопротивление, обусловленное внешним магнитным потоком, не зависящее от материала провода, и внутреннее индуктивное сопротивление, зависящее от тока в проводе. Хотя область провода у оси почти обесточена, внутренний магнитный поток вследствие магнитной проницаемости стали велик и внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов значительно больше, чем проводов из цветного металла.

Учитывая вышесказанное, значения активного и реактивного сопротивления стального провода ПСО обычно представляют в виде зависимостей от тока (рисунки В.1 и В.2).

Обычно расчет потерь электроэнергии в линиях начинается с расчета активного и реактивного сопротивления участков линии. В случае, если участок линии выполнен из стального провода ПСО, для более точного расчета рекомендуется сначала определить ток в линейном проводе, а потом подобрать по графику (рисунки В.1 и В.2) значения активного и реактивного сопротивления провода на данном участке. Вышеприведенные рекомендации усложняют расчет потерь электроэнергии в линиях электропередачи и могут быть рекомендованы только при расчете мероприятия по замене проводов ПСО на сталеалюминиевые.

4 АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Анализ потерь электроэнергии осуществляется со следующими основными целями:

- выявления зон и конкретных элементов с повышенными техническими потерями;
- выявление линий с повышенными коммерческими потерями;
- оценки общего потенциала экономии электроэнергии в электросетях.

Выявление зон и конкретных элементов сети с повышенными техническими потерями проводят на основе результатов расчета потерь и их структуры. В первом приближении к очагам повышенных нагрузочных потерь относят линии с плотностью тока более 1 А/мм², а к очагам повышенных потерь холостого хода – трансформаторы, загруженные в режиме максимальных нагрузок менее чем на 50 % на однострансформаторных подстанциях и менее чем на 35 % – на двухтрансформаторных подстанциях.

Для оценки потенциала экономии электроэнергии в электросетях за счет снижения технических потерь обычно составляется баланс потерь электрической энергии. Например, баланс потерь электроэнергии в линиях АБ Гомельской дистанции электроснабжения [18] представлен на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Баланс потерь электрической энергии в линиях АБ

По представленному балансу можно сделать вывод, что основной объем потерь электроэнергии (84,3 %) в линиях АБ приходится на трансформаторы. Такие

потери обусловлены необходимостью постоянного резервирования питания (нахождения головного повышающего трансформатора на нерабочем конце секции во включенном состоянии) и низкой загрузкой трансформаторов. Средняя загрузка головных трансформаторов второй трансформации составляет 30,9 % установленной мощности, а понижающих трансформаторов на линии – 15,7 %. Основной резерв экономии электроэнергии в данной ситуации находится в замене трансформаторов на менее мощные с целью снижения потерь холостого хода.

Выявление линий с повышенными коммерческими потерями осуществляют на основе расчета разницы между значением отпуска электроэнергии в линию и суммы расходов электроэнергии, включающих:

- полезный отпуск электроэнергии потребителям, питающимся от данной линии;
- расчетные технические потери электроэнергии в линии;
- потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями учета электроэнергии.

Факт переноса части отчетных потерь между месяцами определяют, рассчитывая для каждого месяца значения

$$E = \frac{\Delta W_a^{\text{отч}} - \Delta W_a^{\text{пост}}}{(W_a^{\text{пол}})^2}, \quad (4.1)$$

где $\Delta W_a^{\text{отч}}$ – отчетные потери электроэнергии в электросетях, кВт·ч;

$\Delta W_a^{\text{пост}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в электросетях, кВт·ч;

$W_a^{\text{пол}}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителям, кВт·ч.

Если отчетные потери не содержат коммерческой составляющей и фактов переноса потерь между месяцами, то разность $\Delta W_a^{\text{отч}} - \Delta W_a^{\text{пост}}$ представляет собой нагрузочные потери, пропорциональные значению квадрата полезного отпуска. В этом случае значение E должно быть приблизительно одинаковым для всех месяцев. В связи с выводом в ремонт в летний период части линий и оборудования значение E должно быть даже несколько выше для летних месяцев. Если значение E для зимних месяцев выше, чем для летних, то можно сделать вывод о повышенных коммерческих потерях электроэнергии в зимние месяцы (отчетные потери выше расчетных) и заниженных в летние месяцы (отчетные потери ниже расчетных).

Дополнительно при анализе потерь электроэнергии в электросетях могут быть выявлены зависимости основных параметров поступления и отпуска электроэнергии из сети на технические потери, так называемые нормативные характеристики потерь [6]. Нормативная характеристика потерь электроэнергии в сетях представляется в виде

$$\Delta W_a = A \frac{W_a^2}{T} + CT + B, \quad (4.2)$$

где A – коэффициент нагрузочных потерь электроэнергии в электросети, характеризующийся техническими и режимными параметрами системы электроснабжения, кВт⁻¹;

W_a – количество поступившей электроэнергии в электросети, кВт·ч;

T – расчетный период времени, ч;

C – коэффициент потерь электроэнергии холостого хода, характеризующийся техническими параметрами системы электроснабжения, кВт;

B – коэффициент, характеризующий потери, обусловленные учетом электроэнергии, и коммерческие потери, кВт·ч.

Параметры нормативной характеристики достаточно стабильны и поэтому, один раз рассчитанные, согласованные и утвержденные, они могут использоваться в течение длительного периода – до тех пор, пока не произойдет существенных изменений схем сетей. При нынешнем относительно низком уровне сетевого строительства нормативные характеристики, рассчитанные для существующих схем сетей, могут использоваться в течение 5 – 7 лет. При этом погрешность определения по ним потерь не превышает 6 – 8 % [6]. В случае же ввода (вывода) в работу в этот период элементов электрических сетей или подключения сетей по другой схеме такие характеристики дают надежные базовые значения потерь, относительно которых может оцениваться влияние проведенных изменений схемы на потери.

5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ

5.1 Основные положения методологии разработки мероприятий

Разработка мероприятий по уменьшению потерь электрической энергии в электросетях должна осуществляться в комплексной программе оптимизации системы электроснабжения по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии. Необходимо помнить, что оптимизация системы электроснабжения или ее отдельных элементов по критерию минимума потерь электрической энергии может значительно увеличить стоимость основных фондов, что, в свою очередь, приведет к росту цены электрической энергии.

При разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии необходимо определить механизм формирования эффекта экономии и техническую суть предлагаемого усовершенствования.

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электросетях могут быть разделены на четыре группы, имеющие различные механизмы формирования энергоэффекта. Это мероприятия:

- по совершенствованию управления режимами электрических сетей;
- автоматизации управления режимами электрических сетей;
- реконструкции электрических сетей;
- совершенствованию учета электроэнергии.

На этапе экспертизы энергосберегающих проектов исключаются мероприятия, которые экономически не целесообразны. Критерием оценки эко-

номической эффективности мероприятия служит срок окупаемости затрат на его реализацию. По сроку окупаемости мероприятия принято классифицировать по следующим группам: организационные и малозатратные (срок окупаемости до года), среднезатратные (срок окупаемости 2 – 3 года); долгосрочные и высокозатратные (срок окупаемости более 3 лет).

Проводится классификация мероприятий по экономии электроэнергии на энергосберегающие и устраняющие нерациональный расход. Мероприятия классифицируются как энергосберегающие, если они не противоречат Постановлению Министерства экономики от 30 июля 1998 г. № 56 «О критериях отнесения мероприятий к энергосберегающим». Не относятся к энергосберегающим мероприятия, при проведении которых уменьшение потребления энергоресурсов осуществляется за счет приведения параметров объектов к нормативным значениям или замены оборудования, отслужившего свой амортизационный срок, без улучшения показателей энергоэффективности.

5.2 Мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей

Выбор оптимальной рабочей схемы сети необходимо осуществлять на основе вариантных расчетов по критериям минимума потерь электроэнергии и минимума стоимости передачи электроэнергии по электросетям.

Перевод неиспользуемых генераторов в режим синхронного компенсатора производят с целью получения дополнительного источника реактивной мощности. Целесообразность такого перевода определяют на основе сравнения снижения потерь электроэнергии в сети за счет использования этого источника и расхода электроэнергии на его работу.

Оптимальный закон регулирования напряжения в центре питания радиальной сети определяют с учетом регулировочных возможностей трансформаторов с РПН 35-110/6-20 кВ и 10/0,4 кВ (выпускаются по согласованию между потребителем и изготовителем), а также трансформаторов с ПБВ. Основным критерием при этом является минимизация количества электроэнергии, отпускаемой потребителям с шин трансформаторов с ПБВ с недопустимыми отклонениями напряжения. Регулировочные ответвления трансформаторов с ПБВ устанавливают на уровне, обеспечивающем минимальные потери электроэнергии в сети.

Оптимизация мест размыкания сетей 6-35 кВ с двухсторонним питанием осуществляется на основе перебора точек возможного размыкания сети с оценкой изменения потерь, обусловленного перенесением нагрузки с одной узловой подстанции на другую. При этом учитываются потери как в размыкаемой сети 6-35 кВ, так и в трансформаторах питающих подстанций 110-220 кВ.

Отключение одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами в режимах малых нагрузок производят в случае, если снижение потерь холостого хода превышает происходящее при этом увеличение нагрузочных потерь. Такое отключение может осуществляться как в часы

ночных провалов нагрузки, так и в периоды ее сезонного снижения.

Выравнивание нагрузок фаз в сетях 6-10 кВ АБ и ПЭ и 0,4 кВ производят путем переключения части абонентов с перегруженных фаз на недогруженные.

5.3 Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей

Оптимальные режимы работы ряда устройств определяются местными параметрами текущего режима электрической сети. Их регулирование целесообразно осуществлять с помощью автоматических устройств, установленных непосредственно в точке размещения оборудования. Эффект от их установки заключается в более тщательном отслеживании изменений режима, чем это могло бы быть выполнено диспетчером.

5.4 Мероприятия по реконструкции электрических сетей

Реконструкцию схем сетей проводят исходя из рассмотрения комплекса условий, в которых уровень потерь электроэнергии является одним из параметров, но, как правило, неосновным. Поэтому такую реконструкцию относят к мероприятиям с сопутствующим снижением потерь.

Ввод компенсирующих устройств и технических средств регулирования напряжения производят исходя из снижения потерь как основного фактора, а также с целями увеличения пропускной способности сети или нормализации отклонений напряжения.

5.5 Мероприятия по совершенствованию учета потребления электроэнергии

Необходимость обеспечения допустимых условий работы приборов учета, их периодических проверок и выявления хищений электроэнергии не требует особых пояснений.

Установка приборов технического учета электроэнергии на отходящих от подстанции линиях целесообразна на радиальных линиях 35-110 кВ, фидерах 6-10 кВ и линиях 0,4 кВ. Их установка позволяет определять фактические небалансы электроэнергии, увеличить точность расчета технических потерь электроэнергии и локализовать очаги коммерческих потерь.

Замена измерительных трансформаторов и приборов учета на оборудование с улучшенными характеристиками должна осуществляться на основе расчета повышения достоверности учета и, следовательно, снижения потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями приборов учета.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

**Основные положения методики расчета
технических потерь электроэнергии в линиях
автоблокировки и продольного электроснабжения
участков Белорусской железной дороги
(РД РБ 09150 55.003-2003)**

А.1 Область применения

А.1.1 Настоящая методика предназначена для определения технических потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ (под линиями АБ и ПЭ здесь и далее по тексту следует понимать сети электроснабжения линейных железнодорожных потребителей) участков Белорусской железной дороги.

А.1.2 Применение данной методики является обязательным для службы и дистанций электроснабжения Белорусской железной дороги при определении нормативов потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ железнодорожных участков.

А.2 Нормативные ссылки

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения;
- ГОСТ 19880-74 Электротехника. Термины и определения;
- ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения;
- Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении». Принят Палатой представителей 19 июня 1998 г. Введен в действие 20 августа 1998 г.;
- Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 16 октября 2002 г. № 17 по согласованию с Министерством экономики (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 6 ноября 2002 г., № 8/8732);
- Положение о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь. Утверждено по-

становлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 9 ноября 2002 г. №9 по согласованию с Министерством экономики (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2 декабря 2002 г., № 8/8822);

- Правила пользования электрической и тепловой энергией. Утверждены приказом министра топлива и энергетики от 30 апреля 1996 г. № 28 по согласованию с Министерством юстиции, Министерством финансов, Министерством экономики и Национальным банком Республики Беларусь (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 3 июля 1996 г., № 1488/12 и № 1489/12).

А.3 Основные понятия

В настоящей методике применяются следующие основные понятия.

Энергоснабжение (электроснабжение) – обеспечение потребителей энергией (электрической энергией) по ГОСТ 19431-84.

Приемник электрической энергии (далее – **электроприемник**) – устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования по ГОСТ 19431-84.

Электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии по Инструкции [14].

Потребитель электрической энергии (далее – **потребитель**) – предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию по ГОСТ 19431-84. Основными потребителями, присоединенными к линиям АБ и ПЭ, являются: посты электрической централизации, сигнальные точки, переезды, устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава, линейные станции и остановочные пункты, осветительные установки мостов, устройства электрообогрева стрелок, токоотборные точки дистанции пути, пункты водоснабжения, жилые дома, дачи и т.д.

Линия электропередачи (далее – **линия**) – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором по ГОСТ 24291-90.

Электрическая подстанция (подстанция) – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энер-

гии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств по ГОСТ 24291-90.

Система электроснабжения – совокупность взаимосвязанных электроустановок, осуществляющих электроснабжение района, города, предприятия по ГОСТ 19431-84.

Электрическая сеть (далее – **сеть**) – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии по ГОСТ 19431-84.

Однолинейная схема (далее – **схема**) – схема соединения электрической части линий электропередачи, подстанций и т. п., в которой многофазные связи показаны для одной фазы по ГОСТ 24291-90.

Электроснабжающая организация (**энергоснабжающая организация**) – организация, осуществляющая на договорной основе снабжение электрической энергией потребителей через присоединенные электрические сети.

Абонент энергоснабжающей организации – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электрической сети и заключенный договор на снабжение электрической энергией [14].

График нагрузки энергоустановки потребителя (далее – **график нагрузки**) – кривая изменений во времени нагрузки энергоустановки потребителя по ГОСТ 19431-84.

Электрический ток проводимости (далее – **электрический ток**) – явление направленного движения свободных носителей электрического заряда в веществе или в вакууме по ГОСТ 19880-74.

Модуль вектора тока – значение модуля вектора, равное действующему значению тока.

Действительная составляющая вектора тока – проекция модуля вектора тока на условно выбранную действительную ось комплексной плоскости.

Мнимая составляющая вектора тока – проекция модуля вектора тока на условно выбранную мнимую ось комплексной плоскости.

Синусоидальный электрический ток (далее – **ток**) – периодический электрический ток, являющийся синусоидальной функцией времени по ГОСТ 19880-74.

Эффективный ток – это условный неизменный по действующему значению ток, при протекании которого по элементу электросети в течение определенного времени в нем преобразуется в другие виды энергии такое же количество электроэнергии, как и при протекании изменяющегося согласно графику нагрузки этого элемента электросети значения тока I_3 , А:

$$I_3 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i}{T}}, \quad (\text{A.3.1})$$

где i – порядковый номер интервала времени, в течение которого действующее значение тока, протекающего по элементу сети, считается постоянным;

n – количество расчетных интервалов времени;

I_i – действующее значение тока в i -м интервале времени, А;

Δt_i – величина i -го интервала времени, ч;

T – рассматриваемый период времени, ч.

Форма графика нагрузки – свойство графика нагрузки, характеризующееся законом изменения величины нагрузки во времени.

Коэффициент формы графика нагрузки – это отношение значения эффективного тока нагрузки к среднему значению тока за данный период времени [19].

Коэффициент неравномерности нагрузки фаз – это отношение среднеквадратичного значения токов нагрузки фаз к среднему току нагрузки фаз k_{nc} :

$$k_{nc} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^m I_j^2}}{\sum_{j=1}^m I_j}, \quad (\text{A.3.2})$$

где m – число фаз;

j – порядковый номер фазы;

I_j – действующее значение тока j -й фазы, А.

Коэффициент нагрузки трансформатора – это отношение среднего значения тока нагрузки потребителей, подключенных к трансформатору, за данный период времени к номинальному значению тока трансформатора.

Установленная мощность электроустановки (установленная мощность) – наибольшая полная электрическая мощность, развивая которую электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование по ГОСТ 19431-84.

Коэффициент использования установленной мощности электроустановки – отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за установленный интервал времени по ГОСТ 19431-84.

Коэффициент мощности – отношение активной мощности электроустановки к ее полной мощности.

Полная электрическая энергия – условное значение энергии, опреде-

ляемое напряжением и током элемента системы электроснабжения. Полная электрическая энергия W , ВА·ч, определяется по выражению

$$W = \sqrt{m} \sum_{i=1}^n U_i I_i \Delta t_i, \quad (\text{A.3.3})$$

где i – порядковый номер интервала времени, в течение которого действуют значения напряжения и тока элемента сети считаются постоянными;

n – количество расчетных интервалов времени;

U_i – действующее значение напряжения в i -м интервале времени, В.

Активная составляющая электрической энергии (электрическая энергия, активная энергия) – часть полной электрической энергии, которая преобразуется в элементах системы электроснабжения в другие виды энергии.

Реактивная составляющая электрической энергии (далее – реактивная энергия) – часть полной электрической энергии, не преобразующаяся в другие виды энергии, а накапливаемая в элементах электрической сети в виде электрического или магнитного поля.

Емкостная зарядная мощность – реактивная мощность, генерируемая кабельной линией электропередачи.

Потери электрической энергии (потери) – разность между количеством произведенной в данной системе электроснабжения, с учетом полученной от сторонних источников питания, электрической энергии и количеством энергии, потребленной в данной системе на совершение полезной работы, а также переданной сторонним потребителям.

Нагрузочные потери электроэнергии (нагрузочные потери) – потери электрической энергии в электроустановке, имеющие зависимость от тока.

Потери электрической энергии в режиме холостого хода трансформатора (далее – потери холостого хода трансформатора) – количество электрической энергии, расходуемое в трансформаторе при отсутствии нагрузки на его вторичных обмотках.

Потери короткого замыкания трансформатора – количество электрической энергии, расходуемое в трансформаторе с закороченной вторичной обмоткой при пониженном напряжении питания. Напряжение питания устанавливается таким, чтобы токи в обмотках были равны номинальным значениям.

Транспозиция – перемена взаимного расположения фаз линии электропередачи с целью компенсации электромагнитной несимметрии линии электропередачи по ГОСТ 24291-90.

Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов – использование всех видов энергии экономически оправданными, прогрессивными способами при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении законодательства [11].

Принятая на железной дороге система координат – система линейных координат, которая берет свое начало от оси соответствующей станции и направлена вдоль железнодорожного пути. Данная система координат предназначена для однозначного указания места расположения любого железнодорожного объекта в технологических документах, используемых на предприятиях железнодорожного транспорта.

Двойная трансформация напряжения – с целью гальванической развязки линии автоблокировки и других электросетей в точке питания (на подстанции) применяется последовательное преобразование напряжения с 10 (6) до 0,4 кВ, а потом повышение напряжения с 0,4 до 10 кВ.

Экономический эквивалент реактивной мощности – коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в системе электроснабжения при передаче по элементам этой системы реактивной электроэнергии.

A.4 Общие положения

A.4.1 Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов на предприятиях Белорусской железной дороги входит в комплекс наиболее актуальных задач, решение которых обеспечит энергетическую и экологическую безопасность отрасли и улучшит экономическую ситуацию в ней.

Так как железная дорога имеет развитую систему электроснабжения, охватывающую большую территорию, то одним из наиболее актуальных вопросов на Белорусской железной дороге является эффективное использование электрической энергии при ее передаче, преобразовании и распределении.

A.4.2 Первостепенным шагом в стратегии эффективного использования топливно-энергетических ресурсов является нормирование и контроль расходов топливно-энергетических ресурсов во всех технологических процессах, осуществляемых на железной дороге.

Основная задача нормирования расхода топливно-энергетических ресурсов – обеспечить применение при планировании производства продукции (работ, услуг) технически и экономически обоснованных и (или) прогрессивных норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии [27].

A.4.3 Потери электрической энергии при ее передаче, преобразовании и распределении являются вспомогательными производственно-эксплуатационными нуждами железной дороги и абонентов, получающих питание от электросетей Белорусской железной дороги.

A.4.4 Учет и контроль потерь электрической энергии в электросетях железной дороги осуществляют дистанции электроснабжения отделений Белорусской железной дороги.

С периодичностью один раз в три года, а также в других случаях, предусмотренных Положением о нормировании расхода топлива, тепловой и элект-

трической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь [27], дистанции электроснабжения должны осуществлять разработку научно обоснованных нормативов потерь электрической энергии в сетях электроснабжения.

Для дистанций электроснабжения, суммарное годовое потребление ТЭР которых составляет более 1,5 тысячи тонн условного топлива, разрабатываются прогрессивные нормативы потерь электрической энергии в электросетях. Прогрессивный норматив потерь электроэнергии в сетях электроснабжения отражает новейшие технические и технологические достижения в части минимизации потребления ТЭР при производстве продукции (работ, услуг) и устанавливается в соответствии с результатами проведенного энергетического обследования [27].

А.4.5 Ежегодно норматив потерь электрической энергии в электросетях Белорусской железной дороги должен пересматриваться со снижением с целью достижения наиболее экономичных показателей использования ТЭР (отечественных и зарубежных).

А.5 Методология расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ

А.5.1 Линии АБ и ПЭ железнодорожных участков относятся к линиям электропередачи 6 – 10 кВ. Отличительными особенностями этих линий от городских, сельских сетей и узловых железнодорожных электросетей являются: большая протяженность, малая разветвленность и наличие большого числа однофазных потребителей, распределенных через приблизительно одинаковые расстояния по длине линии.

А.5.2 Потери электроэнергии в линиях АБ и ПЭ разделяются на следующие составляющие:

- потери холостого хода в линейных понижающих трансформаторах;
- нагрузочные потери в линейных понижающих трансформаторах;
- потери в линии электропередачи;
- потери холостого хода в повышающих трансформаторах 0,4/10 кВ, установленных на головных подстанциях (для линий АБ);
- нагрузочные потери в повышающих трансформаторах 0,4/10 кВ, установленных на головных подстанциях (для линий АБ);
- потери холостого хода в понижающих трансформаторах 10/0,4 кВ или 6/0,4 кВ, установленных на головных подстанциях;
- нагрузочные потери в понижающих трансформаторах 10/0,4 кВ или 6/0,4 кВ, установленных на головных подстанциях;
- потери в питающем фидере подстанции.

А.5.3 Потери электроэнергии в линиях АБ и ПЭ определяются как сумма потерь по отдельным фазам во всех элементах сети при протекании эффективного тока.

А.5.4 Средний ток нагрузки I_{cp} , А, определяется по формуле

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{m} U_n T}, \quad (A.5.1)$$

где W_a – расход активной электроэнергии за рассматриваемый период, кВт·ч;

W_p – расход реактивной электроэнергии за рассматриваемый период, квар·ч;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

T – период времени, за который определяются потери электроэнергии в электросети, ч.

А.5.5 Коэффициент формы графика нагрузки k_ϕ при допущении, что величина напряжения питания электроприемника U_n и угол сдвига фаз постоянны во времени, рассчитывается по формуле

$$k_\phi = \sqrt{T/\Delta t} \frac{\sqrt{\sum S_i^2}}{\sum S_i}, \quad (A.5.2)$$

где S_i – полная мощность электроприемника, потребляемая в i -м интервале времени, кВА.

В практических расчетах величина интервала времени Δt принимается постоянной (1 ч; сутки [15]), а S_i определяется по формуле

$$S_i = \frac{\sqrt{W_{ai}^2 + W_{pi}^2}}{\Delta t}, \quad (A.5.3)$$

где W_{ai} – расход активной электроэнергии за i -й интервал времени, кВт·ч;

W_{pi} – расход реактивной электроэнергии за i -й интервал времени, квар·ч;

А.6 Исходные данные для расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ

А.6.1 При расчете потерь электрической энергии в линиях АБ и ПЭ необходимо иметь следующие исходные данные:

- электрические схемы линий АБ и ПЭ с указанием на них головных подстанций отдельных секций и мест подключения потребителей в принятой на железной дороге системе координат;

- электрические схемы головных подстанций с указанием типов установленных трансформаторов (в том числе находящихся в резерве) и напряжения вводов и подключенных линий электропередачи;

- в местах подключения потребителей должны быть указаны типы понижающих линейных трансформаторов и наименование подключенных потребителей;

- параметры электропотребителей (потребление активной энергии за год; потребление реактивной энергии за год; коэффициент формы годового графика нагрузки).

А.6.2 Годовое потребление активной и реактивной составляющей электрической энергии определяется на основе анализа статистических данных о фактическом потреблении электроэнергии за три предыдущих года с учетом проводимых технических и организационных мероприятий по снижению годового потребления активной и, особенно, реактивной составляющей электроэнергии.

Для потребителей с малой установленной мощностью (сигнальные точки, автоматическая переездная сигнализация, указатель «V», освещение переездов и т. п.) расходы активной энергии определяются по коэффициенту использования установленной мощности электроприемников или по опытно-статистическим данным, приведенным в справочниках [29, 49, 51].

Потребление реактивной энергии W_p , квар·ч, электроприемником рассчитывается по формуле

$$W_p = W_a \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}, \quad (\text{А.6.1})$$

где W_a – потребление активной электроэнергии электроприемником, кВт·ч; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}$ – средний коэффициент реактивной мощности.

А.6.3 Коэффициент формы годового графика нагрузки равен произведению коэффициентов формы суточного (получасового, часового), недельного (по дням недели) и сезонного (по месяцам) графиков нагрузки, рассчитываемых по формуле (А.5.2).

А.7 Расчет потерь электроэнергии в понижающих линейных трансформаторах

А.7.1 Полные потери электрической энергии в трехфазном двухобмоточном трансформаторе ΔW_a^T , кВт·ч, определяются по формуле

$$\Delta W_a^T = T_{\text{п}} \Delta P_{\text{xx}} + k_{\text{н}}^2 k_{\text{ф}}^2 k_{\text{нс}}^2 \Delta P_{\text{кз}} T_{\text{п}}, \quad (\text{А.7.1})$$

где ΔP_{xx} – мощность потерь холостого хода трансформатора (приложение Б), кВт;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент нагрузки трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – мощность потерь короткого замыкания трансформатора (приложение Б), кВт;

$T_{\text{п}}$ – число часов включения трансформатора в электросеть за год, ч; для високосного года принимается 8784, для невисокосного – 8760 ч.

А.7.2 Потери холостого хода трансформатора ΔW_x^T , кВт·ч, определяются по формуле

$$\Delta W_x^T = T_{\text{п}} \Delta P_{\text{xx}}. \quad (\text{А.7.2})$$

А.7.3 Нагрузочные потери в трансформаторе $\Delta W_{\text{н}}^T$, кВт·ч, определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{н}}^T = k_{\text{н}}^2 k_{\text{ф}}^2 k_{\text{нс}}^2 \Delta P_{\text{кз}} T_{\text{п}}. \quad (\text{А.7.3})$$

А.7.4 Средний коэффициент нагрузки трансформатора $k_{\text{н}}$ за время $T_{\text{п}}$ определяется по формуле

$$k_{\text{н}} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{T_{\text{п}} S_{\text{н}}}. \quad (\text{А.7.4})$$

А.7.5 Коэффициент неравномерности нагрузки фаз для трехпроводной сети $k_{\text{нс}}$ определяется по формуле

$$k_{\text{нс}} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}}{I_A + I_B + I_C}, \quad (\text{А.7.5})$$

где I_A – модуль вектора тока нагрузки фазы А, А;

I_B – модуль вектора тока нагрузки фазы В, А;

I_C – модуль вектора тока нагрузки фазы С, А.

А.7.6 Потребление реактивной энергии трансформатором W_p^T , квар·ч, определяется по формуле

$$\Delta W_p^T = T_{\text{п}} \Delta Q_{\text{xx}} + k_{\text{н}}^2 k_{\text{ф}}^2 k_{\text{нс}}^2 \Delta Q_{\text{кз}} T_{\text{п}}, \quad (\text{А.7.6})$$

где ΔQ_{xx} – потребление реактивной мощности трансформатором в режиме холостого хода (см. приложение Б), квар;

$\Delta Q_{\text{кз}}$ – прирост потребления реактивной мощности трансформатором в режиме номинальной нагрузки (см. приложение Б), квар.

А.7.7 Потери полной энергии в трансформаторе W^T , кВА·ч, определяются по формуле

$$W^T = \sqrt{(\Delta W_a^T)^2 + (W_p^T)^2}. \quad (\text{A.7.7})$$

А.7.8 Расчет потерь электрической энергии в однофазных трансформаторах типа ОМ, ОМП или ОЛ производится аналогично по вышеприведенным формулам (А.7.1), (А.7.6).

А.8 Расчет эффективного тока нагрузки

А.8.1 Для расчета потерь энергии в линиях АБ и ПЭ необходимо знать величины эффективных токов нагрузки потребителей, подключенных к рассматриваемому участку линии. Так как к линиям АБ и ПЭ подключены не только трехфазные потребители, но и однофазные, включенные на линейное напряжение, то эффективный ток необходимо определять по каждой фазе в отдельности.

А.8.2 Ток нагрузки фазы А \underline{I}_A , А, определяется по формуле

$$\underline{I}_A = A \cos \varphi - j A \sin \varphi; \quad (\text{A.8.1})$$

ток нагрузки фазы В \underline{I}_B , А, определяется по формуле

$$\underline{I}_B = A \cos(-120 - \varphi) + j A \sin(-120 - \varphi); \quad (\text{A.8.2})$$

ток нагрузки фазы С \underline{I}_C , А, определяется по формуле

$$\underline{I}_C = A \cos(120 - \varphi) + j A \sin(120 - \varphi); \quad (\text{A.8.3})$$

где

$$A = \frac{\sqrt{(W_a + \Delta W_a^T)^2 + (W_p + W_p^T)^2}}{\sqrt{m} T_n U_n} k_\Phi; \quad (\text{A.8.4})$$

$$\varphi = \frac{180}{\pi} \arctg \frac{W_p + W_p^T}{W_a + \Delta W_a^T}. \quad (\text{A.8.5})$$

А.8.3 При подключении однофазных потребителей на линейное напряжение токи в линейных проводах определяются по следующим формулам:

подключение к фазам А и В

$$\underline{I}_A^{AB} = \underline{I}_A; \quad (\text{A.8.6})$$

$$\underline{I}_B^{AB} = -\underline{I}_A; \quad (\text{A.8.7})$$

$$\underline{I}_C^{AB} = 0; \quad (\text{A.8.8})$$

подключение к фазам В и С

$$\underline{I}_A^{BC} = 0; \quad (\text{A.8.9})$$

$$\underline{I}_B^{BC} = \underline{I}_B; \quad (\text{A.8.10})$$

$$\underline{I}_C^{BC} = -\underline{I}_B; \quad (\text{A.8.11})$$

подключение к фазам С и А

$$\underline{I}_A^{CA} = -\underline{I}_C; \quad (\text{A.8.12})$$

$$\underline{I}_B^{CA} = 0; \quad (\text{A.8.13})$$

$$\underline{I}_C^{CA} = \underline{I}_C. \quad (\text{A.8.14})$$

$\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ определяются по формулам (А.8.1) – (А.8.3).

А.8.4 В расчете тока, протекающего в отдельном линейном проводе линии АБ и ПЭ, учитывается порядок подключения однофазных потребителей. Однофазные потребители подключаются к двум нижним линейным проводам. Необходимо помнить, что фазы нижних линейных проводов меняются через каждые три километра в соответствии с правилом транспозиции. Например, если от ТП двумя нижними линейными проводами являются провода фаз А и В, то через три километра нижними будут линейные провода фаз В и С, а через следующие три километра – С и А.

А.9 Расчет потерь электроэнергии в линиях

А.9.1 Воздушная линия автоблокировки выполняется: стальными однопроволочными оцинкованными проводами диаметром 5 мм (ПСО-5), стальными многопроволочными проводами ПС-25, ПС-35, а также сталеалюминиевыми проводами АС-25, АС-35 и АС-50. Воздушная линия продольного электроснабжения в основном выполняется сталеалюминиевыми проводами АС-25, АС-35 и АС-50. Присоединение линий к трансформаторным подстанциям осуществляется кабелями АСБ 3х16, АСБ 3х35, АСБ 3х50 и т.д.

А.9.2 Потери электрической энергии в линиях электропередачи $\Delta W_a^{A(B,C)}$, кВт·ч, определяются отдельно для линейного провода каждой фазы по формуле

$$\Delta W_a^{A(B,C)} = I_{л}^2 R_{л} T_{п} \cdot 10^{-3}, \quad (A.9.1)$$

где $I_{л}$ – ток, протекающий в линейном проводе, на участке линии, А;
 $R_{л}$ – активное сопротивление участка линии, Ом.

А.9.3 Активное сопротивление участка линии $R_{л}$, Ом, определяется по формуле

$$R_{л} = \sum r_0 l, \quad (A.9.2)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление провода воздушной линии или жилы кабеля (приложения В и Г), Ом/км;
 l – длина кабеля или воздушной линии, км.

А.9.4 Ток, протекающий в линейном проводе, на участке линии определяется по формулам:

действительная составляющая вектора тока $I_{лд}$, А,

$$I_{лд} = I_{д}^н + I_{лд}^{пу}, \quad (A.9.3)$$

мнимая составляющая вектора тока $I_{лм}$, А,

$$I_{лм} = I_{м}^н + I_{лм}^{пу}, \quad (A.9.4)$$

модуль вектора тока $I_{л}$, А,

$$I_{л} = \sqrt{(I_{д}^н + I_{лд}^{пу})^2 + (I_{м}^н + I_{лм}^{пу})^2}, \quad (A.9.5)$$

где $I_{д}^н$ – действительная составляющая вектора тока нагрузки (с учетом потерь в трансформаторе 10/0,4; 10/0,23; 6/0,4; 6/0,23), А;

$I_{лм}^{пу}$ – мнимая составляющая вектора тока, протекающего по предыдущему участку, А;

$I_{м}^н$ – мнимая составляющая вектора тока нагрузки (с учетом потерь в трансформаторе 10/0,4; 10/0,23; 6/0,4; 6/0,23), А;

$I_{лд}^{пу}$ – действительная составляющая вектора тока, протекающего по предыдущему участку, А.

А.9.5 Суммарные потери электрической энергии на участке линии $\Delta W_a^л$, кВт·ч, равны сумме потерь в каждой фазе:

$$\Delta W_a^л = \Delta W_a^A + \Delta W_a^B + \Delta W_a^C. \quad (A.9.6)$$

А.9.6 Потребление реактивной энергии линией $\Delta W_p^{A(B,C)}$, квар·ч, определяется по формуле

$$\Delta W_p^{A(B,C)} = (I_{л}^2 X_{л} \cdot 10^{-3} - \Delta Q_{л}/3) T_{п}, \quad (A.9.7)$$

где $X_{л}$ – реактивное сопротивление участка линии, Ом;

$\Delta Q_{л}$ – емкостная зарядная мощность участка линии, квар.

А.9.7 При расчете потребления реактивной энергии линиями электропередачи 6 (10) кВ величина $\Delta Q_{л}$ учитывается только для кабельных вставок и рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{л} = \sum (\Delta q_{л} l), \quad (A.9.8)$$

где $\Delta q_{л}$ – удельная емкостная зарядная мощность кабельной линии (см. приложение Г), квар/км.

А.9.8 Реактивное сопротивление участка линии $X_{л}$, Ом, определяется по формуле

$$X_{л} = \sum x_0 l, \quad (A.9.9)$$

где x_0 – погонное реактивное сопротивление провода воздушной линии или жилы кабеля (см. приложения В и Г), Ом/км.

А.9.9 Суммарное потребление реактивной энергии на участке линии $W_p^л$, квар·ч, равно сумме потерь в каждой фазе:

$$W_p^л = W_p^A + W_p^B + W_p^C. \quad (A.9.10)$$

А.10 Расчет потерь электроэнергии в головных повышающих трансформаторах

А.10.1 С целью обеспечения надежности электроснабжения линейных потребителей первой категории, которые подключены к линиям АБ, на головных ТП предусматривается двойная трансформация напряжения. Сначала напряжение 10(6) кВ понижается до 0,4 кВ, а потом снова повышается до 10 кВ. Двойная трансформация обеспечивает гальваническую развязку линий АБ с питающими вводами.

А.10.2 Потери электроэнергии в головных повышающих трансформаторах $\Delta W_a^{гт}$ рассчитываются по формуле (А.7.1).

А.10.3 Средний коэффициент нагрузки трансформатора k_n за время T_n определяется по формуле

$$k_n = \frac{\sqrt{(W_a + \Delta W_a^т + \Delta W_a^л)^2 + (W_p + \Delta W_p^т + \Delta W_p^л)^2}}{T_n S_n}. \quad (\text{А.10.1})$$

А.10.4 Потребление реактивной электроэнергии головными повышающими трансформаторами $W_p^{гт}$ рассчитывается по формуле (А.7.6).

А.11 Расчет потерь электроэнергии в головных понижающих трансформаторах

А.11.1 Головные понижающие трансформаторы осуществляют трансформацию напряжения 10 кВ питающих вводов до напряжения, необходимого для питания промышленных и других потребителей 0,4 кВ. От распределительных устройств 0,4 кВ подстанции питаются трансформаторы второй трансформации, а также линейные железнодорожные и прочие потребители.

А.11.2 Потери электроэнергии в головных понижающих трансформаторах $\Delta W_a^{гт}$ рассчитываются по формуле (А.7.1).

А.11.3 Средний коэффициент нагрузки трансформатора k_n за время T_n определяется по формуле

$$k_n = \frac{\sqrt{(W_a + \Delta W_a^т + \Delta W_a^л + \Delta W_a^{гт} + W_a^{гт})^2 + (W_p + W_p^т + W_p^л + W_p^{гт})^2}}{T_n S_n}, \quad (\text{А.11.1})$$

где $W_a^{гт}$ – потребление электрической энергии электроприемниками, подключенными непосредственно к распределительному устройству 0,4 кВ ТП, кВт·ч;

$W_p^{гт}$ – потребление реактивной энергии электроприемниками, подключенными непосредственно к распределительному устройству 0,4 кВ ТП, квар·ч.

А.11.4 Потребление реактивной электроэнергии головными понижающими трансформаторами $W_p^{гт}$ рассчитывается по формуле (А.7.6).

А.12 Расчет потерь электроэнергии в питающем фидере подстанции

А.12.1 Потери электроэнергии в питающем фидере головной подстанции $\Delta W_a^{нф}$, кВт·ч, определяются по формуле

$$\Delta W_a^{нф} = \frac{(W_a^{гт})^2 + (W_p^{гт})^2}{T_n U_n^2} R_n k_\phi^2 k_{нс}^2 \cdot 10^{-3}. \quad (\text{А.12.1})$$

где $W_a^{гт}$ – потребление электрической энергии головной подстанцией, кВт·ч;

$W_p^{гт}$ – потребление реактивной энергии головной подстанцией, квар·ч.

А.12.2 Потребление активной и реактивной электроэнергии головной подстанцией складывается из потребления понижающим головным трансформатором с учетом потерь в нем и потребления линий, подключенных непосредственно к распределительному устройству 10 кВ подстанции (в большинстве случаев линии ПЭ).

А.13 Алгоритм расчета потерь электроэнергии

А.13.1 Линии автоблокировки и продольного электроснабжения напряжением свыше 1000 В должны разделяться на отдельные секции [33]. Расчет потерь в линиях проводится по отдельным секциям.

А.13.2 Необходимый перечень исходных данных для расчета потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ приведен в разделе А.6.

А.13.3 Первым этапом расчета является определение потерь электроэнергии и потребляемой реактивной энергии понижающими линейными трансформаторами по формулам (А.7.1) и (А.7.6). Параметры трехфазных трансформаторов типа ТМ и однофазных трансформаторов типа ОМ, ОМП и ОЛ приведены в приложении Б.

А.13.4 На втором этапе расчета необходимо определить параметры участ-

ков линии электропередачи между двумя смежными точками подключения. Активное и реактивное сопротивление, а также емкостная зарядная мощность кабельных вставок участка линии определяются по формулам (А.9.2), (А.9.8) и (А.9.9). Погонное активное и реактивное сопротивление проводов ПСО-5 и АС приведено в приложении В, а кабелей – в приложении Г.

А.13.5 На третьем этапе определяются потери электроэнергии в линейных проводах. Расчет потерь проводится отдельно по участкам между двумя смежными подключениями. Начинается расчет с участка, наиболее отдаленного от точки подключения секции (от питающей подстанции). Расчет тока в линейном проводе определяется по формуле (А.9.5) как сумма тока нагрузки и тока, протекающего по рассматриваемому линейному проводу на предыдущем участке. Суммирование токов производится отдельно по действительным и мнимым составляющим токов.

Ток нагрузки, протекающий по линейному проводу, определяется: для трехфазного электроприемника – по формулам (А.8.1) – (А.8.3), для однофазного – по формулам (А.8.6) – (А.8.14).

В расчете тока, протекающего в отдельном линейном проводе линии АБ и ПЭ, учитывается порядок подключения однофазных потребителей.

А.13.6 Потери электроэнергии в линиях АБ и ПЭ и потребление реактивной энергии линиями определяются сначала отдельно по каждой фазе на участках между двумя смежными подключениями по формулам (А.9.1) и (А.9.7), а после суммируются в пределах расчетных участков по формулам (А.9.6) и (А.9.10). Суммарные потери электроэнергии в линии и потребление реактивной энергии линиями определяются отдельно для каждой секции суммированием значений потерь по расчетным участкам.

А.13.7 Заключительным этапом расчетов потерь электроэнергии являются расчеты потерь в головных трансформаторах (трансформаторах, питающих линии АБ и ПЭ), выполняемые по разделам 10 и 11, и в питающем фидере подстанции – по разделу 12.

А.13.8 После определения потерь электроэнергии во всех элементах линий АБ и ПЭ рекомендуется составить сводный баланс потребления электроэнергии по образцу таблицы А.13.1.

Т а б л и ц а А.13.1 – Сводный баланс потребления электроэнергии по линиям АБ и ПЭ дистанции электроснабжения ...

Элемент схемы электроснабжения	Потребление, тыс. кВт·ч	Потери, тыс. кВт·ч (%)				
		холостого хода	нагрузочные	в линии	всего	%
Головные трансформаторы				-		
Вторая трансформация				-		
Линии АБ						
Линии ПЭ						
Итого по линиям АБ и ПЭ:						

А.14 Мероприятия по уменьшению потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ

А.14.1 Уменьшение установленной мощности трансформаторов

А.14.1.1 Экономия электрической энергии при замене трансформатора на трансформатор меньшей установленной мощности складывается из двух составляющих: уменьшение потерь электрической энергии в самом трансформаторе $\mathcal{E}W_a^T$ и уменьшение потерь электрической энергии в питающих линиях $\mathcal{E}W_a^H$.

А.14.1.2 Уменьшение потерь электрической энергии в трансформаторе $\mathcal{E}W_a^T$, кВт·ч, при его замене определяется по формуле

$$\mathcal{E}W_a^T = (\Delta P_{xx1} - \Delta P_{xx2})T_{\Pi} + (k_{H1}^2 \Delta P_{K31} - k_{H2}^2 \Delta P_{K32}) k_{\Phi}^2 k_{HC}^2 T_{\Pi}, \quad (A.14.1)$$

где ΔP_{xx1} , ΔP_{xx2} – потери холостого хода существующего и планируемого трансформаторов, кВт;

ΔP_{K31} , ΔP_{K32} – потери короткого замыкания существующего и планируемого трансформаторов, кВт;

k_{H1} , k_{H2} – коэффициент нагрузки существующего и планируемого трансформаторов;

T_{Π} – полное время работы трансформаторов, ч.

А.14.1.3 Уменьшение потерь электрической энергии в питающих линиях обусловлено снижением потребления реактивной энергии трансформатором, а следовательно, уменьшением тока в линии. В практических расчетах экономии активной электроэнергии в сетях при разгрузке их от реактивного тока определяют по экономическому эквиваленту реактивной мощности k_3 [20].

Уменьшение потерь электрической энергии в питающих линиях $\mathcal{E}W_a^H$, кВт·ч, при замене трансформатора определяется по формуле

$$\mathcal{E}W_a^H = k_3 [(\Delta Q_{xx1} - \Delta Q_{xx2}) + (k_{H1}^2 \Delta Q_{K31} - k_{H2}^2 \Delta Q_{K32}) k_{\Phi}^2 k_{HC}^2] T_{\Pi}, \quad (A.14.2)$$

где ΔQ_{xx1} , ΔQ_{xx2} – реактивная мощность, потребляемая существующим и планируемым трансформаторами в режиме холостого хода, квар;

ΔQ_{K31} , ΔQ_{K32} – прирост потребления реактивной мощности для существующего и планируемого трансформаторов в режиме номинальной нагрузки, квар;

k_3 – экономический эквивалент реактивной мощности (таблица А.14.1).

Т а б л и ц а А.14.1 – Экономический эквивалент реактивной мощности

Характеристика трансформатора и системы электроснабжения	K_{Σ} , кВт/квар	
	в часы максимума нагрузки энергосистемы	в часы минимума нагрузки энергосистемы
Трансформаторы, питающиеся непосредственно от шин электростанций	0,02	0,02
Сетевые трансформаторы, питающиеся от электростанций на генераторном режиме	0,07	0,04
Понижающие трансформаторы 110/35/10 кВ, питающиеся от районных сетей	0,10	0,06
Понижающие трансформаторы 10-6/0,4 кВ, питающиеся от районных сетей	0,15	0,10

А.14.2 Применение энергоэффективных однофазных трансформаторов

А.14.2.1 Снижения потерь электроэнергии в линиях АБ и ПЭ можно добиться применением современных однофазных трансформаторов с меньшими потерями мощности в режиме холостого хода.

А.14.2.2 Наиболее целесообразной является замена трансформаторов старого образца ОМ 0,66/10 и ОМ 1,2/10 на трансформаторы ОМ 1,25/10. Годовая экономия электроэнергии от уменьшения потерь холостого хода трансформаторов при замене ОМ 0,66/10 и ОМ 1,2/10 на ОМ 1,25/10 представлена в таблице А.14.2.

Т а б л и ц а А.14.2 – Годовая экономия электроэнергии при замене однофазных трансформаторов

Тип трансформатора		Годовая экономия электроэнергии, кВт·ч
заменяемого	замещающего	
ОМ 0,66/10	ОМ 1,25/10	87,6
ОМ 1,2/10	ОМ 1,25/10	131,4
ОМ 1,2/6	ОМ 1,25/6	78,8

А.14.3 Применение сталеалюминиевых проводов

Для снижения потерь электроэнергии в линиях АБ рекомендуется заменить стальной провод ПСО-5 на сталеалюминиевый провод, активное погонное сопротивление которого в 8,74 раза меньше.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Технические параметры трансформаторов

Т а б л и ц а Б.1 – Технические параметры трехфазных силовых трансформаторов типа ТМ 6 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Мощность потерь, кВт		Потребляемая реактивная мощность, квар	
		хх	кз	хх	кз
ТМ-10/6	10	0,105	0,369	1,0	0,6
ТМ-20/6	20	0,180	0,667	1,8	1,2
ТМ-25/6	25	0,115	0,694	0,8	1,3
ТМ-30/6	30	0,250	0,940	2,4	1,8
ТМ-40/6	40	0,165	1,022	1,2	2,0
ТМ-50/6	50	0,350	1,458	3,5	3,0
ТМ-63/6	63	0,243	1,510	1,7	3,2
ТМ-100/6	100	0,338	2,333	2,6	5,1
ТМ-160/6	160	0,500	3,200	3,8	8,2
ТМ-180/6	180	0,700	4,410	7,2	10,9
ТМ-250/6	250	1,040	4,167	8,8	13,7
ТМ-320/6	320	1,600	6,827	12,8	19,3
ТМ-400/6	400	1,000	6,222	8,4	20,0
ТМ-530/6	530	1,550	6,242	12,6	26,5
ТМ-1000/6	1000	2,300	13,056	14,0	88,9
ТМ-1600/6	1600	3,050	19,200	20,8	99,6
ТМ-2500/6	2500	4,250	26,042	25,0	151,0
ТМ-4000/6	4000	5,975	35,556	36,0	284,4
ТМ-6300/6	6300	8,325	55,125	50,4	441,0
ТМ-10000/6	10000	29,000	111,111	300,0	833,3

Т а б л и ц а Б.2 – Технические параметры трехфазных силовых трансформаторов типа ТМ 10 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Мощность потерь, кВт		Потребляемая реактивная мощность, квар	
		хх	кз	хх	кз
ТМ-10/10	10	0,140	0,369	1,0	0,6
ТМ-20/10	20	0,220	0,660	2,0	1,2
ТМ-25/10	25	0,120	0,688	0,8	1,3
ТМ-30/10	30	0,300	0,927	2,7	1,8
ТМ-40/10	40	0,165	1,035	1,2	2,0
ТМ-50/10	50	0,440	1,463	4,0	3,0
ТМ-63/10	63	0,243	1,512	1,8	3,2
ТМ-100/10	100	0,338	2,340	2,6	5,1
ТМ-160/10	160	0,500	3,174	3,8	8,1
ТМ-180/10	180	0,700	4,471	7,2	10,9
ТМ-250/10	250	0,720	4,313	5,8	12,6
ТМ-320/10	320	1,125	6,758	12,8	19,5
ТМ-400/10	400	1,000	6,240	8,4	20,2
ТМ-560/10	560	2,900	10,035	33,6	33,9
ТМ-630/10	630	1,550	8,732	12,6	38,1
ТМ-750/10	750	4,100	13,050	45,0	45,6
ТМ-1000/10	1000	2,275	13,000	14,0	60,0
ТМ-1600/10	1600	8,000	26,368	72,0	97,3
ТМ-1800/10	1800	8,000	25,920	81,0	110,2
ТМ-3200/10	3200	11,000	40,960	128,0	194,6
ТМ-5600/10	5600	18,000	62,720	224,0	345,0
ТМ-6300/10	6300	8,300	51,597	50,4	452,5
ТМ-7500/10	7500	24,000	78,750	262,0	618,8

Т а б л и ц а Б.3 – Технические параметры однофазных трансформаторов типа ОМ и ОМП 10/0,23кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Мощность потерь, кВт		Потребляемая реактивная мощность, квар	
		хх	кз	хх	кз
ОМ-0,63/10	0,63	0,013	0,042	0,28	0,00
ОМ-0,66/10	0,66	0,030	0,056	0,30	0,00
ОМ-1,2/10	1,2	0,035	0,065	0,30	0,01
ОМ-1,25/10	1,25	0,02	0,06	0,31	0,03
ОМ-2,5/10	2,5	0,04	0,09	0,50	0,10
ОМП-4/10	4	0,045	0,14	0,60	0,00
ОМП-10/10	10	0,07	0,27	1,00	0,22

Т а б л и ц а Б.4 – Технические параметры однофазных трансформаторов типа ОМ и ОМП 6/0,23кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Мощность потерь, кВт		Потребляемая реактивная мощность, квар	
		хх	кз	хх	кз
ОМ-0,63/6	0,63	0,018	0,042	0,28	0,00
ОМ-0,66/6	0,66	0,025	0,046	0,30	0,00
ОМ-1,2/6	1,2	0,032	0,066	0,24	0,00
ОМ-1,25/6	1,25	0,023	0,060	0,31	0,03

Т а б л и ц а Б.5 – Технические параметры однофазных трансформаторов типа ОЛ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Мощность потерь, кВт		Потребляемая реактивная мощность, квар	
		хх	кз	хх	кз
ОЛ-1,25/6	1,25	0,05	0,055	0,44	0,01
ОЛ-1,25/10	1,25	0,05	0,055	0,44	0,01

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Параметры проводов воздушных линий

Т а б л и ц а В.1 – Параметры проводов воздушных линий 6 – 20 кВ

Марка провода	Площадь сечения, мм ²	Погонное сопротивление, Ом/км	
		активное (при температуре 20 °С)	индуктивное
АС-16	16	1,772	0,390
АС-25	25	1,140	0,380
АС-35	35	0,812	0,370
АС-50	50	0,630	0,360
АС-70	70	0,450	0,350
АС-95	95	0,330	0,340
АС-120	120	0,270	0,340
ПСО-3,5	9,6	14,9*	1,38*
ПСО-4	12,6	11,5*	1,02*
ПСО-5	19,6	7,1*	0,79*

* Для стального оцинкованного провода ПСО приведены значения погонного активного и реактивного сопротивления при переменном токе 0,5 А и среднегеометрическом расстоянии между проводами 0,4 м.

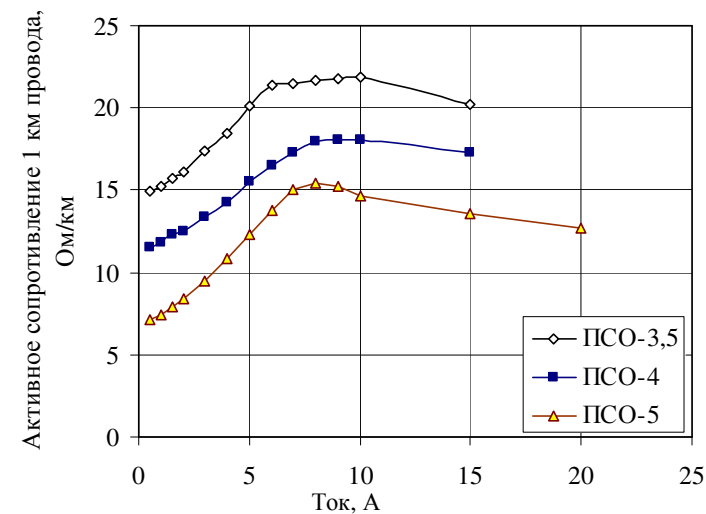


Рисунок В.1 – Зависимость активного сопротивления стального провода ПСО от тока

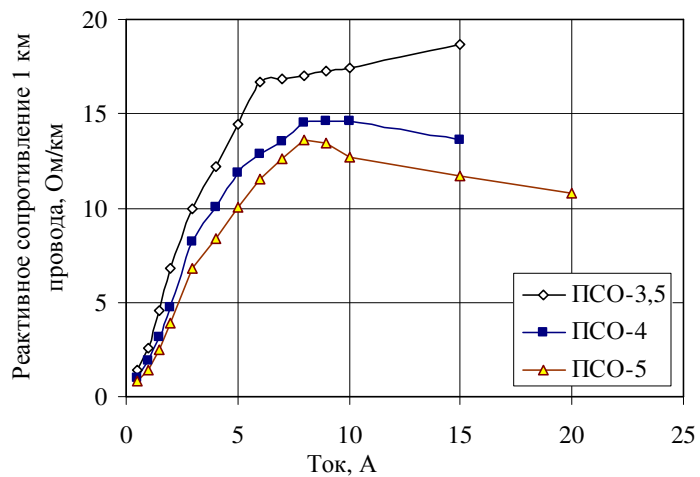


Рисунок В.2 – Зависимость полного реактивного сопротивления стального провода ПСО от тока при среднегеометрическом расстоянии между проводами 0,4 м

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)
Технические параметры кабелей

Т а б л и ц а Г.1 – Параметры кабелей с бумажной изоляцией

Площадь сечения жилы, мм ²	Погонное активное сопротивление при температуре 20 °С, Ом/км		6 кВ		10 кВ	
			погонное реактивное сопротивление, Ом/км	удельная емкостная мощность, квар/км	погонное реактивное сопротивление, Ом/км	удельная емкостная мощность, квар/км
	медные жилы	алюминиевые жилы				
10	1,84	3,1	0,11	2,3	-	-
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7
70	0,26	0,443	0,080	5,6	0,086	13,5
95	0,194	0,325	0,078	8,7	0,083	15,6
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3
185	0,099	0,187	0,073	11,7	0,077	20,0
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5
300	0,061	0,103	-	-	-	-
400	0,046	0,077	-	-	-	-

Список литературы

1 Анализ потребления электроэнергии и оценка потенциала энергосбережения Гомельской дистанции сигнализации и связи: Отчет по НИР № 2837 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2002. – 60 с.

2 *Архинов Е.В., Гуревич В.Н.* Справочник электромонтера СЦБ. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Транспорт, 2000. – 351 с.

3 *Глазунов А.А., Глазунов А.А.* Электрические сети и системы. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 360 с.

4 ГОСТ 8053-56. Провода стальные голые.

5 Дополнения к сборнику нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 146 с.

6 *Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савенков О.В.* Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 280 с.

7 *Железко Ю.С.* Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

8 *Железко Ю.С.* Классификация методов расчета потерь электрической энергии в электрических сетях по ширине интервала неопределенности получаемого результата // Повышение экономичности работы электрических сетей и качества электроэнергии: Сб. науч. тр. / ВНИИЭ. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 7–15.

9 *Железко Ю.С.* Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 19–24.

10 *Залесский А.М.* Передача электрической энергии. – М.: Госэнергоиздат, 1948. – 355 с.

11 Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении». Введ. 20.08.98 г. – Мн.: СП «ТопПРИНТ», 1999. – 16 с.

12 Инструкция по нормированию, анализу и снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций (проект). – М.: ОАО ВНИИЭ, 2002. – 53 с.

13 Инструкция по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и линиях электропередачи, учитываемых при финансовых расчетах за электроэнергию между энергосистемой и потребителем – Мн., 1986. – 54 с.

14 Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 16 октября 2002 г. №17 по согласованию с Министерством экономики // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. 6 ноября 2002 г. № 8/8732.

15 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87. – М.: Союзтехэнерго, 1987. – 34 с.

16 Инструкция по заполнению формы государственной статистической о ре-

зультатах использования топлива, тепловой и электрической энергии (форма 11-сн). Утверждена постановлением Министерства статистики и анализа Республики Беларусь от 31 августа 2000 г. № 66.

17 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-029-86. – М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987. – 84 с.

18 Исследование эффективности передачи электрической энергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения железнодорожных участков Гомельского отделения Белорусской железной дороги: Отчет по НИР № 2774 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2002. – 78 с.

19 *Конюхова Е.А.* Электроснабжение объектов: Учебное пособие для студ. – М.: Мастерство; Высшая школа, 2001. – 320 с.

20 *Кузнецов Б.В.* Расчеты экономии электроэнергии. – Мн.: Беларусь, 1983. – 80 с.

21 *Лычев П.В., Федин В.Т.* Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие. – Мн.: Універсітэцкае, 1999. – 255 с.

22 Методика планирования расходов на потребляемую электроэнергию на эксплуатационные нужды по хозяйствам железных дорог. – Мн.: ВНИИЖТ, 1999. – 77 с.

23 Методика расчета нормативов технических потерь энергии в электрических сетях. – Мн.: Энергосетьпроект, 1998. – 41 с.

24 Методические указания по определению норм расхода электроэнергии для дистанции сигнализации и связи. – Мн., 1998. – 31 с.

25 Методические указания по определению норм расхода электроэнергии для станций. – Мн., 1999. – 20 с.

26 ОСТ 32-9-81. Система стандартов безопасности труда. Нормы искусственного освещения объектов железнодорожного транспорта.

27 Положение о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь. – Мн.: Комэнергоэффективности, 2002. – 16 с.

28 *Поплавский А.Н., Морозов Б.М., Нейкирх С.В.* Потребление и экономия электроэнергии в деповском хозяйстве. – Мн.: Транспорт, 1970. – 132 с.

29 *Поплавский А.Н., Краснов Б.Д., Недачин В.В.* Стационарная электроэнергетика железнодорожного узла. – Мн.: Транспорт, 1986. – 279 с.

30 *Поспелов Г.Е., Сыч Н.М.* Потери мощности и энергии в электрических сетях / Под ред. *Г.Е. Поспелова.* – Мн.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

31 Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / *В.Э. Воротицкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев* и др.; Под ред. *В.Н. Казанцева.* – Мн.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

32 Правила пользования электрической и тепловой энергией. – Мн., 1996. – 176 с.

33 Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации. С изменениями и дополнениями, внесенными приказами МПС России: от 24.04.1995 г. №7Ц, от 06.03.1996 г. №6Ц, от 15.04.1997 г. №7Ц, от 20.08.1997 г. №21Ц, от 03.03.1998 г. №5Ц, от 20.07.1998 г. №14Ц, от 29.03.1999 г. №17Ц.

34 Разработка методики и программного обеспечения для расчета потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения Белорусской железной дороги: Отчет по НИР № Э/Ю-1364-2798 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2003. – 58 с.

35 Разработка удельных норм расхода тепловой и электрической энергии на ус-

луги Гомельской дистанции гражданских сооружений Гомельского отделения Белорусской железной дороги: Отчет по НИР № 2449 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2001. – 65 с.

36 Разработка прогрессивных норм расхода электроэнергии на производственную деятельность для линейных станций Гомельского отделения Белорусской железной дороги: Отчет по НИР № 0298 НОД-4/2263 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Черномашенцев В.Г.* – Гомель, 2000. – 42 с.

37 Разработка удельных норм расхода электрической и тепловой энергии на работы Гомельского отряда военизированной охраны Белорусской железной дороги: Отчет по НИР № 2738 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2002. – 73 с.

38 Разработка удельных норм расхода энергоресурсов на ремонтные работы вагонного депо Жлобин: Отчет по НИР № 2524 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2001. – 65 с.

39 Разработка удельных норм расхода энергоресурсов на ремонтные работы локомотивного депо Калинковичи: Отчет по НИР № 2337 / Белорусский государственный университет транспорта. Рук. темы *Овчинников В.М.* – Гомель, 2000. – 72 с.

40 РД РБ 09150.18.009-2002. Централизованный контроль за прохождением поездов по гарантийным участкам по показаниям аппаратуры КТСМ, ДИСК, ПОНАБ. – Мн., 2002. – 15 с.

41 РД РБ 09150 55.003-2003. Методика расчета технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков Белорусской железной дороги. – Мн., 2003. – 44 с.

42 РД РБ БЧ 19.025-97. Инструкция по размещению, установке и эксплуатации средств автоматического контроля технического состояния подвижного состава на ходу поезда. – Мн., 1997. – 21 с.

43 *Рябков А.Я.* Электрический расчет электрических сетей. – М.: Госэнергоиздат, 1950. – 400 с.

44 Свердловский завод трансформаторов тока: Технический каталог 2001 г.

45 Силовые трансформаторы: Каталог продукции / Государственное предприятие «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова».

46 СНБ 2.04.02-2000. Строительная климатология. – Мн.: Министерство архитектуры, 2000. – 38 с.

47 Справочная книга по светотехнике / Под ред. *Ю.Б. Айзенберга*. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 528 с.

48 Справочник по проектированию электрических систем / Под ред. *С.С. Рокотьяна* и *И.М. Шапиро*. – Мн.: Энергия, 1977. – 288 с.

49 Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1 / Под ред. *К.Г. Марквардта*. – Мн.: Транспорт, 1980. – 256 с.

50 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.1: Электроснабжение / Под общ. ред. *А.А. Федорова*. – Мн.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

51 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т.2: Электрооборудование / Под общ. ред. *А.А. Федорова*. – Мн.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

52 *Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И.* Пути экономии электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве. – Мн.: Стройиздат, 1980. – 240 с.

Учебное издание

МОГИЛА Владимир Степанович
ОВЧИННИКОВ Вячеслав Михайлович
КОНОНЦОВ Виталий Викторович
ЕВДАСЕВ Игорь Сергеевич

Расчет технических потерь электроэнергии в линиях автоблокировки и продольного электроснабжения участков железной дороги

Пособие для практических расчетов

Редактор *Н. А. Дашкевич*
Технический редактор *В. Н. Кучерова*

Подписано в печать 21.07.2003 г. Формат бумаги 60x84 1/16.

Бумага газетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная.

Усл. печ. л. 3,95. Уч.-изд. л. 4,08. Тираж 60 экз.

Изд. № 3976. Зак. №

Редакционно-издательский отдел БелГУТа, 246653, г. Гомель, ул. Кирова, 34.
Лицензия ЛВ № 57 от 22.10.2002 г.

Типография БелГУТа, 246022, г. Гомель, ул. Кирова, 34.
Лицензия ЛП № 360 от 26.07.1999 г.