

ТКП 385-2012 (02230)

**НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 кВ
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО
НАЗНАЧЕНИЯ**

Издание официальное

**Минэнерго
Минск**

**НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 кВ
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ**

**НОРМЫ ПРАЕКТАВАННЯ ЭЛЕКТРЫЧНЫХ
СЕТАК ЗНЕШНЯГА ЭЛЕКТРАЗАБЕСПЯЧЭННЯ
НАПРУЖАННЕМ 0,4–10 кВ
СЕЛЬСКАГАСПАДАРЧАГА ПРЫЗНАЧЭННЯ**

Издание официальное

Министерство энергетики
Республики Беларусь

Минск

Ключевые слова: нормы, электроснабжение, надежность, линии электропередачи, наружное освещение, заземление, релейная защита и автоматика, средства связи, учет электроэнергии

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектно-исследовательским республиканским унитарным предприятием «Белэнерго-сетьпроект» (РУП «Белэнерго-сетьпроект»)

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 19 апреля 2012 г. № 18

В Национальном комплексе технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства настоящий технический кодекс установившейся практики входит в блок 4.04 «Электроснабжение, электросиловое оборудование и электрическое освещение, телефонизация, радиофикация и телефикация»

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

(с отменой НПС 0,38-10 Нормы проектирования электрических сетей напряжением 0,38–10 кВ сельскохозяйственного назначения)

© Минэнерго, 2012

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины и определения, обозначения и сокращения	4
3.1	Термины и определения	4
3.2	Обозначения	14
3.3	Сокращения	15
4	Общие положения	16
5	Нормы надежности электроснабжения	19
6	Схемы электрических сетей 10 кВ	21
7	Схемы электрических сетей 0,4 кВ	32
8	Параметры, материалы и строительные конструкции линий электропередачи 10 кВ	33
9	Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	37
10	Параметры, материалы и строительные конструкции линий электропередачи 0,4 кВ	38
11	Наружное освещение населенных пунктов	40
12	Совместная подвеска проводов ВЛ 0,4–10 кВ с линиями связи и проводного вещания	42
13	Выбор режима заземления нейтрали сетей 6–10 кВ	43
14	Требования к электромагнитной совместимости технических средств	46

15 Защита от перенапряжений, заземляющие устройства, электробезопасность.....	46
15.1 Нормирование электрических параметров заземляющих устройств.....	46
15.2 Выполнение заземляющих устройств ВЛ (ВЛП) 10 кВ, выполненных на железобетонных опорах.....	49
15.3 Выполнение заземляющих устройств ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ.....	51
15.4 Выполнение заземляющих устройств КЛ 0,4 кВ.....	52
15.5 Выполнение заземляющих устройств РП и ТП 10/0,4 кВ.....	52
15.6 Конструктивное выполнение заземляющих устройств.....	54
15.7 Электробезопасность.....	57
16 Релейная защита и автоматика.....	58
17 Автоматизация электрических сетей.....	59
18 Средства связи.....	62
19 Учет электроэнергии.....	62
19.1 Общие положения.....	62
19.2 Точки учета и точки измерения электроэнергии.....	63
19.3 Средства учета электроэнергии.....	65
19.4 Измерительные трансформаторы тока.....	66
19.5 Измерительные трансформаторы напряжения.....	67
19.6 Счетчики электрической энергии.....	67
19.7 Измерительные цепи.....	69
19.8 Места установки счетчиков электроэнергии.....	70
19.9 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).....	71
19.10 Требования к местам создания АСКУЭ.....	71
19.11 Структура систем АСКУЭ.....	72

19.12 Общие требования к системам АСКУЭ.....	72
19.13 Устройства сбора и передачи данных (УСПД).....	73
19.14 Каналы передачи данных	74
19.15 Установка технических средств АСКУЭ	75
19.16 Защита от несанкционированного доступа	75
20 Контроль параметров качества электроэнергии.....	76
21 Охрана окружающей среды	78
Приложение А (обязательное)	
Перечень сельскохозяйственных потребителей категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения.....	80
Приложение Б (обязательное)	
Перечень электроприемников сельскохозяйственных потребителей категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения	81
Библиография.....	86



МІНІСТЭРСТВА ЭНЕРГЕТЫКІ
РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ

ПАСТАНОВА

19 апреля 2012 г. № 18

г. Минск

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

г. Минск

Об утверждении и введении в действие технического кодекса установившейся практики

На основании статьи 18 Закона Республики Беларусь от 5 января 2004 года «О техническом нормировании и стандартизации» и подпунктом 5.9 пункта 5 Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2001 г. № 1595, Министерство энергетики Республики Беларусь, **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

Утвердить и ввести в действие с 10 июля 2012 г. прилагаемый технический кодекс установившейся практики «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения».

Первый заместитель Министра

Э.Ф.Товпенец

**ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ
ПРАКТИКИ****НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 кВ
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ****НОРМЫ ПРАЕКТАВАННЯ ЭЛЕКТРЫЧНЫХ
СЕТАК ЗНЕСНЯГА ЭЛЕКТРАЗАБЕСПЯЧЭННЯ
НАПРУЖАННЕМ 0,4–10 кВ
СЕЛЬСКАГАСПАДАРЧАГА ПРЫЗНАЧЭННЯ**

Norms of designing of electric networks of the external electrical supply
0,4–10 kV agricultural purpose

Дата введения 2012-07-10

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает основные требования к схемам, оборудованию и параметрам элементов электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения, обеспечивающим требуемую надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, повышение технического уровня электрических сетей и качества электроэнергии, а также уменьшение эксплуатационных затрат.

К электрическим сетям сельскохозяйственного назначения относятся сети, от которых снабжаются электроэнергией преимущественно (более 50 % по расчетной нагрузке) сельскохозяйственные потребители.

Настоящий технический кодекс распространяется на все организации, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, индивидуальных предпринимателей и граждан – владельцев электрических сетей.

Требования настоящего технического кодекса распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые объекты электрических сетей сельскохозяйственного назначения, кроме электропроводки силовых, осветительных цепей напряжением до 1 кВ внутри зданий и сооружений.

2 Нормативные ссылки

В техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 45-1.03-125-2008 (02250) Нормы продолжительности строительства объектов агропромышленного комплекса

ТКП 45-1.03-161-2009 (02250) Организация строительного производства

ТКП 45-1.03-212-2010 (02250) Нормы продолжительности строительства инженерных сетей и сооружений

ТКП 45-2.04-153-2009 (02250) Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.04-154-2009 (02250) Защита от шума. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-69-2007 (02250) Благоустройство территорий. Озеленение. Правила проектирования и устройства

ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования

ТКП 181-2009 (02230) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

ТКП 183.1-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии

ТКП 308-2011 (02230) Правила приемки в эксплуатацию автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии, установленных в жилых и общественных зданиях

ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний

СТБ 11.0.02-95 Система стандартов пожарной безопасности. Пожарная безопасность. Общие термины и определения

СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

СТБ 2174-2011 Изделия арматурные сварные для железобетонных конструкций. Технические условия

СТБ ГОСТ Р 52322-2007 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

СТБ ГОСТ Р 52323-2007 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

СТБ ГОСТ Р 52425-2007 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 12.1.009-76 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 8608-96 Изоляторы опорные штыревые, фарфоровые на напряжение выше 1000 В. Общие технические условия

ГОСТ 9467-75 Electroды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения

ГОСТ 13276-79 Арматура линейная. Общие технические условия

ГОСТ 14695-97 Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 15845-80 Изделия кабельные. Термины и определения

ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 17703-72 Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 17613-80 Арматура линейная. Термины и определения

ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 21027-75 Системы энергетические. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ 27744-88 Изоляторы. Термины и определения

ГОСТ 30331.1-95 Электроустановки зданий. Основные положения

СНиП II-35-76 Котельные установки

СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства

Примечания

1 При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверять действие ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по его соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

2 СНиП имеют статус ТНПА на переходный период до замены на ТНПА в соответствии с [1].

3 Термины и определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные ТКП 308, ТКП 339, СТБ 2096, ГОСТ 12.1.009, ГОСТ 27.002, ГОСТ 15845, ГОСТ 16504, ГОСТ 17703, ГОСТ 17613, ГОСТ 18311, ГОСТ 19431, ГОСТ 21027, ГОСТ 24291 и ГОСТ 27744, ГОСТ 30331.1, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 абонент: Потребитель электрической энергии (3.1.52), электроустановки которого непосредственно присоединены к электрическим сетям энергоснабжающей организации, заключивший с энергоснабжающей организацией договор электроснабжения.

3.1.2 аварийный режим электросетевого объекта: Рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов от момента возникновения отказа до его локализации.

3.1.3 автономный источник питания электроэнергией; АИП: Электроагрегат (электростанция), который(ая) позволяет осуществлять питание потребителей независимо от основных источников электроэнергии (энергосистемы). К АИП относятся: газотурбинные установки, газопоршневые агрегаты, микротурбины, дизельные электростанции, а также предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п. Различают:

– **передвижной АИП:** Электроагрегат (электростанция), конструкция которого(ой) предусматривает его (ее) перемещение и транспортирование без нарушения готовности к работе, а также может предусматривать возможность его (ее) работы при транспортировании;

– **стационарный АИП:** Электроагрегат (электростанция), предназначенный(ая) для работы без перемещения.

3.1.4 автоматизированная система управления технологическими процессами; АСУТП: Система управления, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации управления в соответствии с принятым критерием.

3.1.5 автоматическое включение резерва; АВР: Автоматическое включение дополнительного источника питания для обеспечения бесперебойной работы электроприемников.

3.1.6 анализ качества электрической энергии: Выявление причин несоответствия показателей качества электрической энергии установленным требованиям.

3.1.7 бытовой абонент: Абонент (гражданин), использующий электрическую энергию в жилых домах, квартирах, дачах, гаражах, сараях, других подсобных помещениях, за исключением использования электрической энергии для предпринимательской деятельности.

3.1.8 взаимно резервируемые линии электропередачи (ВЛ, КЛ): Две или более линии электропередачи в схеме внешнего электроснабжения потребителя электрической энергии (3.1.52), каждая из которых проектируется на полную расчетную электрическую нагрузку электроустановки потребителя электрической энергии для обеспечения требуемой категории по надежности электроснабжения как в нормальном, так и послеаварийном режимах.

3.1.9 воздушная линия электропередачи; ВЛ: Устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов

и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях.

3.1.10 воздушная линия электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами; ВЛП: Устройство для передачи электроэнергии по покрытым изолирующей оболочкой проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях.

3.1.11 воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами; ВЛИ: Устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений. Участок проводов от распределительного устройства трансформаторной подстанции до опоры относится к ВЛИ.

3.1.12 вводно-распределительное устройство; ВРУ: Совокупность конструкций, аппаратов и приборов, устанавливаемых на вводе питающей линии в здание или в его обособленную часть, а также на отходящих от него линиях.

3.1.13 вторичная цепь: Электрическая цепь напряжением до 1 кВ, используемая для передачи информации в виде дискретного или аналогового сигнала либо для питания электроприемников на территории данной электростанции или подстанции постоянным или переменным током.

3.1.14 главная заземляющая шина: Шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки напряжением до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

3.1.15 глобальный цифровой стандарт мобильной связи (Global System for Mobile Communications); GSM: Цифровой стандарт для мобильной сотовой связи, с разделением частотного канала и средней степенью безопасности.

3.1.16 глухозаземленная нейтраль: Нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству. Глухозаземленным может быть также вывод источника однофазного переменного тока или полюс источника постоянного тока в двухпроводных сетях, а также средняя точка в трехпроводных сетях постоянного тока.

3.1.17 грозозащитное заземляющее устройство: Заземляющее устройство, предназначенное для защиты электроустановок от грозовых перенапряжений.

3.1.18 группа электроприемников: Технологические линии, системы производства и переработки сельскохозяйственной продукции, системы жизнеобеспечения и освещения, технические средства противопожарной защиты и т.д.

3.1.19 допустимый вклад; ДВ: Расчетная доля нормированного показателя качества электрической энергии, установленная в договоре электроснабжения или в технических условиях на присоединение, которая определяет допустимое влияние искажающих электроприемников (3.1.26) потребителей в точке общего присоединения или в точке коммерческого контроля.

3.1.20 естественный заземлитель: Сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления.

3.1.21 заземлитель: Проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

3.1.22 заземляющий проводник: Проводящая часть, соединяющая заземленные части (точки) с заземлителем.

3.1.23 защитное заземляющее устройство: Заземляющее устройство, обеспечивающее электробезопасность людей и животных.

3.1.24 защитное автоматическое отключение питания: Автоматическое размыкание цепи одного или нескольких фазных проводников (и, если требуется, нулевого рабочего проводника), выполняемое в целях электробезопасности.

3.1.25 защитный проводник; РЕ: Проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

3.1.26 искажающий электроприемник: Приемник электрической энергии с нелинейной электрической характеристикой или с несимметричным или колебательным режимом работы, подключение которого к сети приводит или может привести к несинусоидальности, колебаниям напряжения или несимметрии трехфазной системы напряжений в электрической сети.

3.1.27 кабельная линия; КЛ: Линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

3.1.28 класс жесткости испытаний (входа) аппаратуры на устойчивость к данному виду помех: Определенный стандартами уровень испытательного воздействия данного вида, который прикладывается к аппаратуре (или ее конкретному входу) в условиях испытательной лаборатории ЭМС (3.1.91) с целью проверки устойчивости аппаратуры к помехам.

3.1.29 коммутационный аппарат: Аппарат, предназначенный для включения или отключения тока в одной или нескольких электрических цепях.

3.1.30 контроль качества электрической энергии: Проверка соответствия показателей качества электрической энергии установленным требованиям.

3.1.31 корректирующее мероприятие: Мероприятие, предпринятое для устранения причин существующего несоответствия и предотвращения его повторного возникновения.

3.1.32 линейные ответвления ВЛ (ВЛИ) до 1 кВ: Участок линии, присоединенный к магистрали, имеющий два и более пролетов.

3.1.33 линия проводного вещания; ЛПВ: Линия, обеспечивающая передачу программ звукового вещания и иной информации. В зависимости от номинального напряжения ЛПВ делятся на фидерные линии напряжением выше 360 В, фидерные линии напряжением до 360 В, абонентские линии с номинальным напряжением 15 В и 30 В.

3.1.34 магистраль ВЛ (ВЛИ) до 1 кВ: Участок линии от питающей трансформаторной подстанции до концевой опоры.

3.1.35 магистраль ВЛ (ВЛП) 10 кВ: Участок линии с неизменным по всей длине сечением фазных проводов.

3.1.36 населенная сельская местность: Территории сельсоветов, поселков городского типа, городов районного подчинения, являющихся административно-территориальными единицами, поселков городского типа и городов районного подчинения, являющихся территориальными единицами, а также иных населенных пунктов, не являющихся административно-территориальными единицами, входящих вместе с другими территориями в пространственные пределы сельсоветов [2].

3.1.37 ненаселенная сельская местность: Земли единого государственного земельного фонда, за исключением населенной и труднодоступной местности. К ненаселенной сельской местности относят незастроенные местности, хотя бы и частично посещаемые людьми, хозяйственные угодия, огороды, сады, местности с отдельными редко стоящими строениями и временными сооружениями.

3.1.38 несоответствие: Отличие одного или нескольких показателей качества электрической энергии от установленных требований.

3.1.39 нормальный режим электросетевого объекта: Рабочее состояние объекта, при котором обеспечиваются значения заданных параметров режима работы и резервирования в установленных пределах.

3.1.40 нулевой защитный проводник: Защитный проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для присоединения открытых проводящих частей к глухозаземленной нейтрали источника питания.

3.1.41 нулевой рабочий (нейтральный) проводник; N: Проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для электропитания электроприемников и соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной точкой источника в сетях постоянного тока.

3.1.42 однофазное замыкание на землю; ОЗЗ: Случайное электрическое соединение токоведущей части одной фазы непосредственно с землей, или нетоковедущими проводящими конструкциями, или предметами, не изолированными от земли, в сети с изолированной, компенсированной или заземленной через резистор нейтралью.

3.1.43 опорная трансформаторная подстанция; ОТП: ТП 10/0,4 кВ с развитым РУ 10 кВ, к которому присоединяются более четырех ответвлений линий 10 кВ. Как правило, с ОТП дистанционно управляются другие подстанции электрической сети 10 кВ и контролируется их работа.

3.1.44 определитель места повреждения; ОМП: Микропроцессорное устройство или функция микропроцессорного устройства (например, устройства релейной защиты), обеспечивающая определение места повреждения (расстояния до места повреждения) с учетом физических параметров линии по результатам замера токов и напряжений в момент короткого замыкания.

3.1.45 открытая проводящая часть: Доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции.

3.1.46 пакетная радиосвязь общего пользования (General Packet Radio Service); GPRS: Надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных.

3.1.47 периодический контроль качества электрической энергии: Контроль, осуществляемый с целью проверки выполнения установленных требований к качеству электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходят периодически с интервалами, определяемыми организацией, осуществляющей контроль качества электрической энергии.

3.1.48 подстанция: Электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобладания той или иной функции подстанций они называются **трансформаторными (ТП)** или **преобразовательными (ПП)**.

3.1.49 покрытый провод для ВЛП: Металлический токопроводящий провод, покрытый защитной изолирующей оболочкой из светостабилизированного сшитого полиэтилена, обеспечивающий работу ВЛП при уменьшенных по сравнению с воздушной линией электропередачи с неизолированными проводами (ВЛ 10 кВ) расстояниях между проводами на опорах и в пролете. При этом исключается замыкание между проводами при схлестывании и снижается вероятность замыкания на землю.

3.1.50 послеаварийный режим электросетевого объекта: Рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов после локализации отказа до установления нормального режима (3.1.39).

3.1.51 потенциальное несоответствие: Несоответствие показателей качества электрической энергии установленным требованиям, возникновение которого возможно через некоторый промежуток времени или при определенных условиях.

3.1.52 потребитель электрической энергии: Юридическое лицо или гражданин, в том числе индивидуальный предприниматель, использующие электрическую энергию и имеющие группу электроприемников первой (включая особую), второй и третьей категорий по надежности электроснабжения. В зависимости от выполняемых функций, схем электроснабжения, величины и режимов потребления электрической энергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией определяются следующие основные группы потребителей: промышленные и приравненные к ним; электрифицированный транспорт; сельскохозяйственные потребители (3.1.53); непромышленные потребители и потребители, использующие электроэнергию для бытового потребления (далее – бытовые потребители).

3.1.53 потребитель электрической энергии сельскохозяйственный; сельскохозяйственный потребитель: Юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, основным видом деятельности которого является производство (выращивание) и (или) переработка сельскохозяйственной продукции, обслуживание сельского населения, эксплуатация мелиоративных систем и гидротехнических сооружений

сельскохозяйственного назначения; крестьянское (фермерское) хозяйство; физическое или юридическое лицо, оказывающее услуги в сфере агротуризма; бытовой потребитель, проживающий в сельской местности; садоводческое товарищество; дачный кооператив; район индивидуальной жилой застройки в пределах административных границ населенного пункта. Эта группа охватывает производственных, бытовых и общественно-коммунальных потребителей.

3.1.54 предупреждающее мероприятие: Мероприятие, предпринятое для устранения возможных причин потенциального несоответствия (3.1.51) и предотвращения его возникновения.

3.1.55 приемник электрической энергии; электроприемник: по ГОСТ 19431: Устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

3.1.56 присоединенная мощность: Сумма номинальных полных мощностей трансформаторов и (или) электроприемников потребителя, непосредственно подключенных к электрической сети энергоснабжающей организации.

3.1.57 проводящая часть: Часть, которая может проводить электрический ток.

3.1.58 прямое прикосновение: Электрический контакт людей или животных с токоведущими частями, находящимися под напряжением.

3.1.59 пункт контроля качества электрической энергии; ПКК: Пункт электрической сети, в котором проводят измерение показателей качества электрической энергии при контроле качества электрической энергии.

3.1.60 пункт сбора и обработки данных; ПСОД: Промежуточный центр, оснащенный программно-техническими средствами и предназначенный для сбора данных в АСКУЭ с уровней объектов и субъектов учета, их обработки и дальнейшей передачи в ЦСОД (3.1.86).

3.1.61 рабочее заземление: Заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения работы электроустановки (не в целях электробезопасности).

3.1.62 рабочее заземляющее устройство: Заземляющее устройство, обеспечивающее нормальную работу электроустановки.

3.1.63 распределительное устройство; РУ: Электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

3.1.64 распределительный пункт; РП: Распределительное устройство (3.1.63), предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции.

3.1.65 расчетный пролет ВЛ: Значение пролета, установленное проектировщиком для определения нормального режима работы ВЛ.

3.1.66 ремонтный режим электросетевого объекта: Технологическое состояние электросетевого объекта, при котором объект в целом или часть его элементов находятся в ремонте.

3.1.67 самонесущий изолированный провод; СИП: Скрученные в жгут изолированные жилы, причем несущая жила может быть как изолированной, так и неизолированной. Механическая нагрузка может восприниматься или несущей жилой, или всеми проводниками жгута.

3.1.68 секционирующий пункт; СП: Пункт, предназначенный для секционирования (с автоматическим или ручным управлением) участка линий 6–10 кВ.

3.1.69 совмещенные нулевой защитный и нулевой рабочий проводники; PEN: Проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ, совмещающие функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников.

3.1.70 сопротивление заземляющего устройства: Отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

3.1.71 средства измерения (первичные средства учета) электроэнергии: Счетчики электроэнергии (далее – СЭ) и масштабные преобразователи (измерительные трансформаторы тока и напряжения).

3.1.72 субабонент: Потребитель электрической энергии (3.1.52), электроустановки которого непосредственно присоединены к электрическим сетям абонента (3.1.1), имеющий с ним договор электроснабжения.

3.1.73 счетчик электроэнергии электронный: Счетчик электроэнергии с электронной схемой измерения и отображения данных измерения и времени. Счетчик электроэнергии является средством измерения операции измерения электроэнергии (мощности), режимных параметров электрической сети и времени.

3.1.74 техническое средство; ТС: Конструктивно завершенное изделие, выполняющее определенную функцию для конечного пользователя, содержащее электрические и электронные устройства.

3.1.75 технология коммуникации по силовым линиям (Power Line Communications); PLC: Технология, направленная на использование кабельной и проводной инфраструктуры силовых электросетей

для организации высокоскоростной передачи голоса и данных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ), телемеханики и др.

3.1.76 точка на линии электропередачи промежуточная: Физическая точка на линии электропередачи, вне трансформаторных и иных подстанций, распределительных устройств и другого оборудования.

3.1.77 точка измерения электроэнергии: Физическая точка электроустановки, в которой проводится прямое измерение величины и направления тока, напряжения и которая совпадает с точкой подключения трансформатора тока и (или) СЭ.

3.1.78 точка общего присоединения; ТОП: Точка электрической сети общего назначения, электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии, к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей электрической энергии.

3.1.79 уравнивание потенциалов: Электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. Защитное уравнивание потенциалов – уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности.

3.1.80 установленные требования: Требования, установленные в ТНПА, договорах электроснабжения, технических условиях на присоединение электроустановок потребителей, а также в иных нормативных правовых актах.

3.1.81 устройство ограничения перенапряжений: Электрический аппарат, предназначенный для ограничения уровня перенапряжений в сети до допустимой величины (ОПН, разрядник, варистор).

3.1.82 учет контрольный (технический) электроэнергии: Учет потребляемой электроэнергии для контроля и технических целей в энергоснабжающей организации и у потребителя.

3.1.83 учет расчетный (коммерческий) электроэнергии: Учет потребляемой электроэнергии для расчетов за нее между энергоснабжающей организацией и потребителем.

3.1.84 фактический вклад; ФВ: Измеренные в точке общего присоединения или в точке коммерческого контроля значения показателей качества электрической энергии, характеризующие фактическое влияние искажающих электроприемников рассматриваемого потребителя на качество электрической энергии в этой точке.

3.1.85 центр питания; ЦП: Для сетей 6–10 кВ – распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство понизительной подстанции энергоснабжающей организации, к которым присоединены линии 6–10 кВ. Для

сетей 0,4 кВ – распределительное устройство 0,4 кВ в ТП 10(6)/0,4 кВ, к которым присоединены линии 0,4 кВ.

3.1.86 центр сбора и обработки данных; ЦСОД: Центр, оснащенный программно-техническими средствами и предназначенный для сбора, хранения, отображения, документирования и обработки данных в АСКУЭ с уровней ПСОД (3.1.60), а также с уровней объектов и субъектов учета.

3.1.87 цифровой измерительный канал (комплекс); ЦИК: Измерительный канал (комплекс), на выходе которого результат измерения представлен в виде цифрового результата в именованных единицах.

3.1.88 электрическая сеть общего назначения: Электрическая сеть энергоснабжающей организации, предназначенная для передачи электрической энергии различным потребителям (приемникам электрической энергии).

3.1.89 электромагнитная обстановка: Совокупность электромагнитных явлений и процессов с заданной областью пространства.

3.1.90 электромагнитная помеха: Электромагнитное явление или процесс, которые снижают или могут снизить качество функционирования технического средства (3.1.74).

3.1.91 электромагнитная совместимость; ЭМС: Способность технического средства (3.1.74) функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке (1.1.89) и не создавать недопустимых электромагнитных помех (3.1.90) другим техническим средствам.

3.1.92 электросетевые объекты: Линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные устройства и другое оборудование, подключенные к электроэнергетической системе и предназначенные для передачи и распределения электрической энергии.

3.1.93 энергоемкий потребитель: Потребитель электрической энергии (3.1.52) с присоединенной мощностью 750 кВ·А и более.

3.1.94 энергообъекты: Имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи и распределения электрической энергии и подключенные к электроэнергетической системе, а также магистральные тепловые сети и котельные, подключенные к магистральным тепловым сетям.

3.2 Обозначения

3.2.1 потребитель категории 1: Потребитель электрической энергии (3.1.52), имеющий группу электроприемников (3.1.18), отнесенных настоящим техническим кодексом к категории 1 (5.3).

3.2.2 потребитель особой категории 1: Потребитель электрической энергии (3.1.52), имеющий группу электроприемников (3.1.18), отнесенных настоящим техническим кодексом к особой категории 1 (5.3).

3.2.3 потребитель категории 2: Потребитель электрической энергии (3.1.52), имеющий группу электроприемников (3.1.18), отнесенных настоящим техническим кодексом к категории 2 (5.4).

3.2.4 потребитель категории 3: Потребитель электрической энергии (3.1.52), имеющий группу электроприемников (3.1.18), отнесенных настоящим техническим кодексом к категории 3 (5.5).

3.3 Сокращения

В настоящем техническом кодексе применяют следующие сокращения:

АВР – автоматический ввод резерва;

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

ВНИВ – выключатель нагрузки интеллектуальный внутренней установки;

ВНИН – выключатель нагрузки интеллектуальный наружной установки;

ГРСИ РБ – Государственный реестр средств измерения Республики Беларусь;

ЗИП – запасной инвентарь и принадлежности;

ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИК – измерительный канал (комплекс);

ИП – источник питания;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КТПБ – КТП в бетонной оболочке;

КТПП – КТП проходного типа;

ЛС – линия связи;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;

ПРВТ – предохранитель-разъединитель выхлопного типа;

РЭС – район электрических сетей;

СТП – столбовая трансформаторная подстанция;

СЭ – счетчик электроэнергии;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;
ФЭС – филиал электрических сетей;
ЦУЭ – щиток учета электроэнергии выносного типа;
ЭСО – энергоснабжающая организация.

4 Общие положения

4.1 При проектировании электрических сетей внешнего электро-снабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения следует выполнять требования настоящего технического кодекса и других ТНПА в той части, в которой они не противоречат настоящему техническому кодексу.

4.2 Техническим кодексом следует руководствоваться при:

- разработке схем развития электрических сетей 10 кВ района электрических сетей;
- выдаче технических условий на электроснабжение сельскохозяйственных потребителей;
- выполнении проектов электросетевых объектов;
- проектировании электроснабжения объектов сельскохозяйственного назначения в составе проектов этих объектов;
- разработке мероприятий по повышению надежности электро-снабжения сельскохозяйственных потребителей, выполняемых организациями, осуществляющими эксплуатацию сетей электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

4.3 При проектировании электрических сетей должны быть обеспечены:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- внедрение прогрессивных технических решений, обеспечивающих снижение материалоемкости, трудоемкости, стоимости строительства и эксплуатационных затрат;
- совершенствование технологии и повышение качества строительных и монтажных работ;
- безопасное обслуживание и ремонт оборудования;
- рациональное использование земель;
- охрана окружающей среды.

4.4 При проектировании конкретных объектов следует применять типовые и прогрессивные, повторно используемые проекты. В проектах должны предусматриваться серийно выпускаемое оборудование, унифицированные или типовые строительные изделия и конструкции.

Количество типоразмеров оборудования, строительных конструкций и изделий, применяемых в одном проекте, должно быть минимальным.

4.5 Применяемые энергетическое оборудование и электротехнические материалы должны соответствовать требованиям [1] и [3].

4.6 Обоснование решений по схеме и техническим параметрам электрических сетей должно проводиться, исходя из обеспечения необходимого уровня надежности с наименьшими капитальными вложениями.

4.7 Выбор схем и параметров электрических сетей следует проводить по потокам мощности в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

4.8 Распределение потерь напряжения между элементами электрической сети следует проводить на основании расчета, исходя из уровней напряжения на шинах центра питания с учетом допустимого отклонения напряжения у электроприемников. При этом потери напряжения не должны превышать:

- 10 % – в электрических сетях напряжением 10 кВ;
- 8 % – в электрических сетях напряжением 0,22–0,4 кВ;
- 1 % – в электропроводках одноэтажных жилых домов;
- 2 % – в электропроводках зданий, сооружений и многоэтажных жилых домов.

При отсутствии исходных данных для расчета отклонения напряжения у электроприемников потери напряжения рекомендуется принимать в линиях 0,4 кВ, питающих:

- 8 % – преимущественно коммунально-бытовых потребителей;
- 6 % – производственных потребителей;
- 4 % – животноводческие комплексы и птицеводческие организации (предприятия).

4.9 При определении электрических нагрузок должны быть учтены все приемники электроэнергии, в том числе производственных, непромышленных и бытовых потребителей, находящихся в зоне проектируемого объекта.

Электрические нагрузки следует принимать на перспективу 10 лет для выбора сечений проводов и жил кабелей и 5 лет для выбора мощности трансформаторов, считая от года ввода их в эксплуатацию.

4.10 Расчетную электрическую нагрузку бытовых потребителей электроэнергии следует принимать:

- для эксплуатируемых многоквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домов – в соответствии с договорами электроснабжения, но не менее 4 кВт на дом (квартиру, блок);

– для вновь строящихся многоквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домов – согласно их проектам привязки или техническим условиям, выданным ЭСО, но не менее 4 кВт на дом (квартиру, блок).

Расчетная электрическая нагрузка прочих потребителей электроэнергии принимается в соответствии с договорами электроснабжения. Суммирование нагрузок на отдельных участках сети 0,4 кВ проводится в соответствии с [4].

4.11 При проектировании электрических сетей 0,4–10 кВ мощность компенсирующих устройств должна определяться:

– исходя из необходимого регулирования с целью поддержания нормальных уровней напряжения;

– по условию обеспечения оптимального коэффициента реактивной мощности ($\cos \varphi$), при котором эффект от результирующего снижения потерь электроэнергии, включая сети высших номинальных напряжений, обеспечивает минимум приведенных затрат.

4.12 Электрические схемы при ответвлении от ВЛИ (ВЛ) до 1 кВ к вводу в вводно-распределительные устройства электроустановок бытовых абонентов (многоквартирные, блокированные жилые дома) следует выполнять, исходя из следующего:

– при величине разрешенной ЭСО к использованию мощности потребления электрической энергии, в том числе для целей нагрева (расчетной нагрузке на вводе в дом (квартиру) до 11 кВт), рекомендуется применять однофазный ввод;

– при разрешенной ЭСО к использованию мощности потребления электрической энергии, в том числе для целей нагрева (расчетной нагрузке на вводе в дом (квартиру) более 11 кВт), как правило, – трехфазный ввод.

Выборный по условиям расчетной нагрузки на вводе в дом (квартиру) номинальный ток теплового расцепителя защитно-коммутационного аппарата, устанавливаемого во ВРУ электроустановки бытового абонента (многоквартирный, блокированный жилой дом), не должен превышать величины фазного тока разрешенной ЭСО к использованию мощности потребления электрической энергии.

4.13 Нормативные механические нагрузки для расчета конструкций воздушных линий по скоростному напору ветра и толщине стенки гололеда следует определять, исходя из их повторяемости один раз в 25 лет.

4.14 Характеристика климатических условий зон прохождения трасс ВЛ (районы по гололеду и по ветру) принимается на основании региональных карт территории Республики Беларусь.

Заказчик проектной документации (по согласованию с ЭСО) при выдаче заданий на проектирование может при необходимости уточнять параметры расчетных условий по гололеду и ветру по материалам многолетних наблюдений гидрометеорологических станций за скоростью ветра, массой, размерами и видом гололедно-изморозевых отложений.

4.15 Проекты, не реализованные в течение трех лет со дня окончания срока действия экспертного заключения, не могут служить основанием для строительства и подлежат перепроектированию.

5 Нормы надежности электроснабжения

5.1 Требования к надежности электроснабжения устанавливаются применительно к вводу устройству здания, в котором имеются электроприемники или группы электроприемников (потребители).

5.2 Сельскохозяйственные потребители и их электроприемники в отношении требований к надежности электроснабжения разделяются на три категории. Перечень сельскохозяйственных потребителей и электроприемников по надежности электроснабжения приведен соответственно в приложениях А и Б.

5.3 Электроприемники категории 1 – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, технических средств противопожарной защиты по СТБ 11.0.2.

5.3.1 В состав электроприемников категории 1 может входить особая группа электроприемников. Электроприемники категории 1 в нормальных режимах должны обеспечиваться электрической энергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического включения резервного питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников категории 1 должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

5.3.2 Потребитель категории 1 может иметь один или несколько электроприемников категории 1, количество электроприемников категорий 2 и 3 не ограничивается.

5.4 Электроприемники категории 2 – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продук-

ции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной жизнедеятельности значительного количества сельских жителей.

5.4.1 Электроприемники категории 2 в нормальных режимах должны обеспечиваться электрической энергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников категории 2 при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной бригады.

5.4.2 Потребитель категории 2 должен иметь не менее 50 % (по мощности) электроприемников категории 2, если иное не оговорено потребителем согласно 5.8.

5.5 Электроприемники категории 3 – все остальные электроприемники, не подпадающие под определения категории 1 (5.3) и категории 2 (5.4).

5.5.1 Для электроприемников категории 3 электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 24 часов (1 сутки).

5.5.2 Потребители категории 3 – все остальные потребители, не относящиеся к категориям 1 (5.3.2) и 2 (5.4.2).

5.6 В качестве третьего независимого источника электроснабжения для особой группы категории 1 могут быть использованы АИП.

5.7 Требования к надежности электроснабжения потребителей, не относимых к сельскохозяйственным и присоединенных к электрическим сетям сельскохозяйственного назначения, устанавливаются локальными нормативными правовыми актами и ТНПА.

5.8 При новом строительстве и реконструкции электрических сетей категории по надежности электроснабжения потребителей определяются ЭСО на основании выданных технических условий на присоединение электроустановок потребителей к электрической сети и договоров электроснабжения, удовлетворяющих требованиям ведомственных (локальных) нормативных правовых актов и настоящего технического кодекса.

Требования по надежности электроснабжения, указываемые ЭСО в технических условиях на присоединение электроустановок потребителей к электрической сети, формируются на основании заявленных потребителем сведений согласно [5].

Категории по надежности электроснабжения, заявленные потребителем, не могут быть ниже приведенных в настоящем техническом кодексе.

5.9 Устройство АВР следует устанавливать:

- у потребителей категории **1** – в ТП и во вводных устройствах зданий, в которых расположены электроприемники категории **1** (рисунки 3 и 5);
- у потребителей категории **2**, имеющих отдельные электроприемники категории **1** (системы жизнеобеспечения, технические средства противопожарной защиты и т.д.), – во вводных устройствах зданий, в которых расположены эти электроприемники.

Целесообразность установки устройств АВР для остальных категорий потребителей определяется путем технико-экономического сравнения затрат на автоматизацию и эффекта от снижения недоотпуска электрической энергии.

5.10 В зоне централизованного электроснабжения вторым источником питания служит другая подстанция 35–110/10 кВ с двухсторонним питанием по сети 35–110 кВ или вторая секция шин 10 кВ двухтрансформаторной подстанции 35–110/10 кВ с двухсторонним питанием по сети 35–110 кВ, от которой осуществляется основное питание.

Для потребителей категорий **2** и **3** при наличии их документально подтвержденного согласия в качестве второго независимого источника питания могут быть использованы АИП.

5.11 Установку АИП для электроприемников категории **1** дополнительно к резервному питанию по электрическим сетям ЭСО следует предусматривать только при наличии технико-экономического обоснования.

5.12 Тип, количество и единичная мощность АИП определяются проектом в зависимости от:

- мощности, количества, технологического режима работы и территориальной компоновки электроприемников, питаемых от АИП;
- минимального времени, необходимого для организации электроснабжения от АИП;
- технико-экономических характеристик АИП и эксплуатационных затрат.

Рекомендуется применение электростанций на дизельном топливе.

Принятое проектом решение согласовывается с потребителем.

6 Схемы электрических сетей 10 кВ

6.1 Схема электрической сети 10 кВ должна строиться по принципу кольцевания магистральных линий, обеспечивающих взаимное резервирование от независимых источников питания. К линиям подключаются ОТП 10/0,4 кВ и сетевые РП 10 кВ.

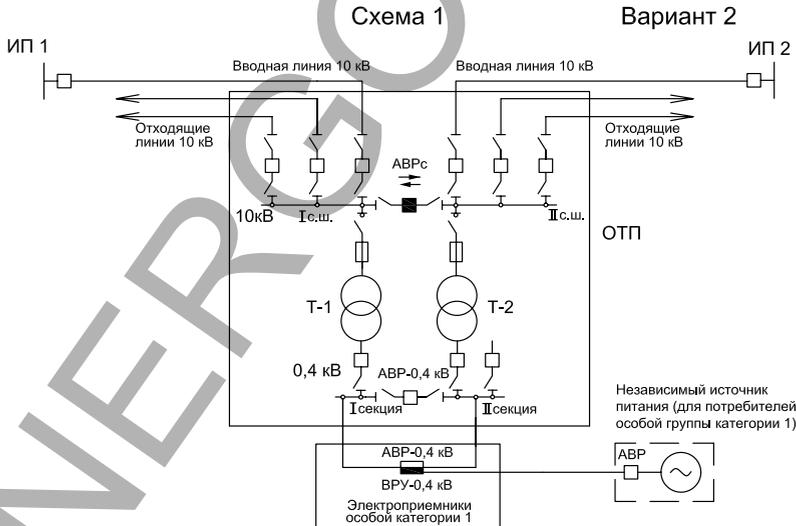
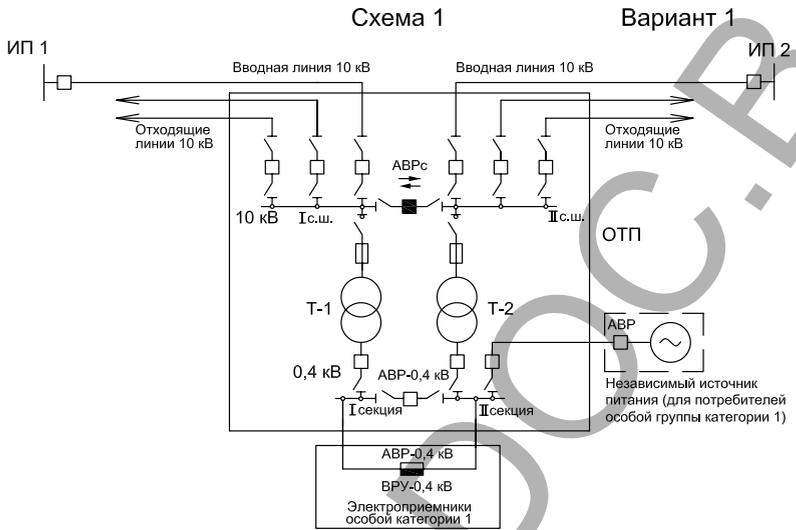


Рисунок 1 – Схемы вариантов присоединения ОТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей особой группы категории 1

Питание энергоемких потребителей категорий 1 и 2 может быть выполнено по двухлучевой схеме.

6.2 РУ 10 кВ ОТП предназначено также для установки устройств автоматического секционирования и резервирования линий, размещения устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики.

6.3 ОТП устанавливаются для секционирования разветвленных линий в центрах электрических нагрузок энергоемких потребителей категорий 1 и 2 и присоединяются в расщелку магистрали линий электропередачи.

6.4 Примеры выполнения схем электроснабжения потребителей приведены на рисунках 1–14.

Схема 1 на рисунке 1 применяется для электроснабжения особой группы потребителей категории 1. Подключение независимого источника питания осуществляется к шинам 0,4 кВ в ОТП (вариант 1) либо непосредственно у электроприемника категории 1 во ВРУ 0,4 кВ с АВР (вариант 2).

Для электроснабжения потребителей категории 1 применяются схемы ТП 10/0,4 кВ, приведенные на рисунках 2–5.

Схема 1 на рисунке 1 и схема 2 на рисунке 2 позволяют осуществлять автоматическое сетевое резервирование на секционном выключателе и автоматическое отключение поврежденных участков линий 10 кВ. Применяются при необходимости автоматизации разветвленной сети с протяженными (более 5 км) ответвлениями от магистрали.

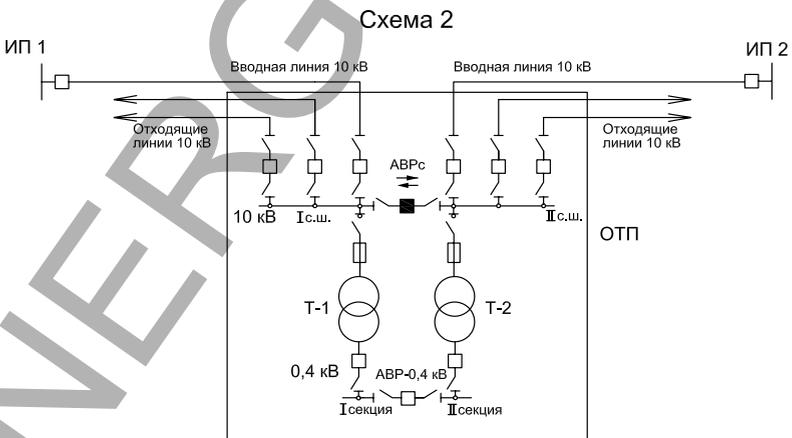


Рисунок 2 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 1

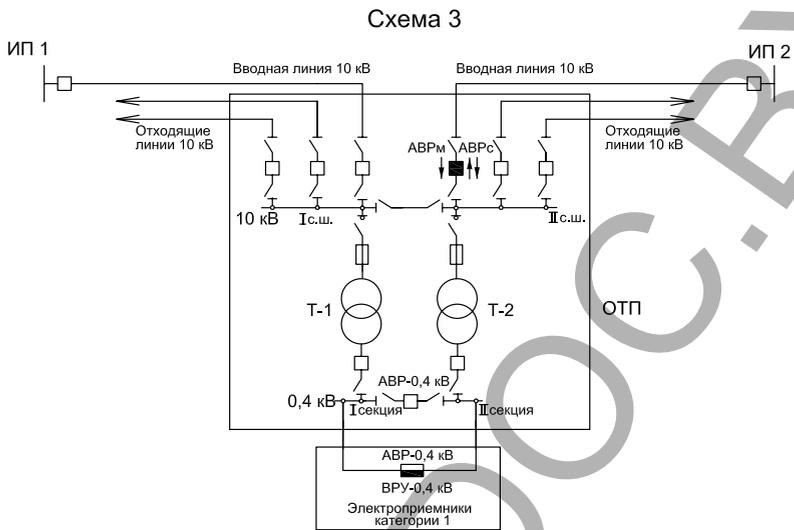


Рисунок 3 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 1

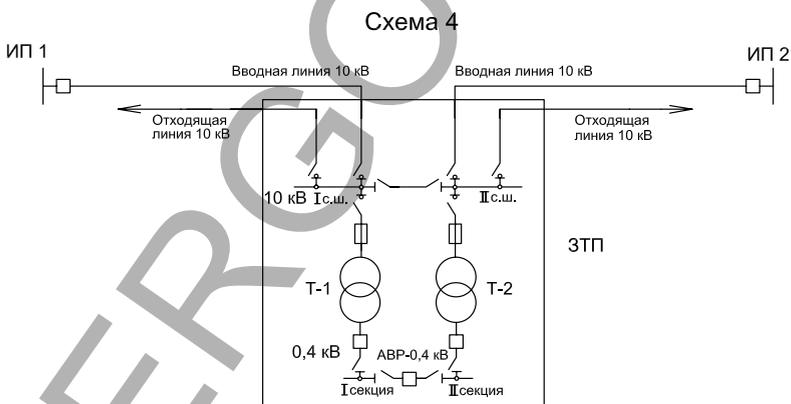


Рисунок 4 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 1

Схема 3 на рисунке 3 позволяет осуществлять местное и сетевое резервирование. Применяется при необходимости осуществления местного резерва, при незначительной протяженности ответвлений от магистрали. На отходящих линиях допускается установка выключа-

Схема 5

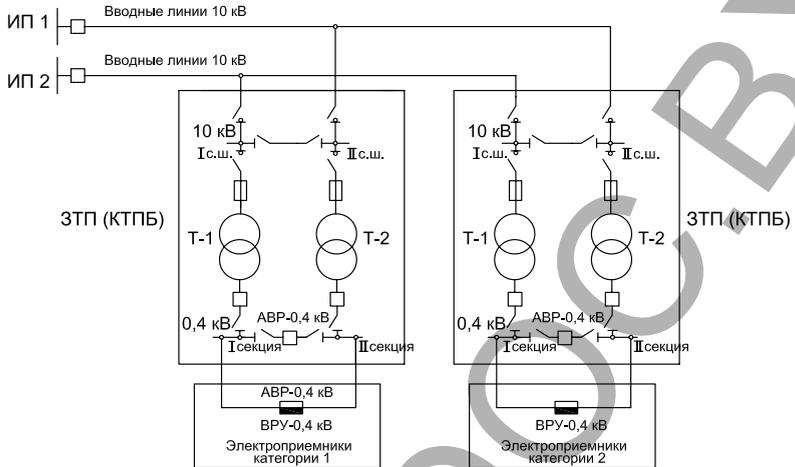


Рисунок 5 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 1 и 2

Схема 6

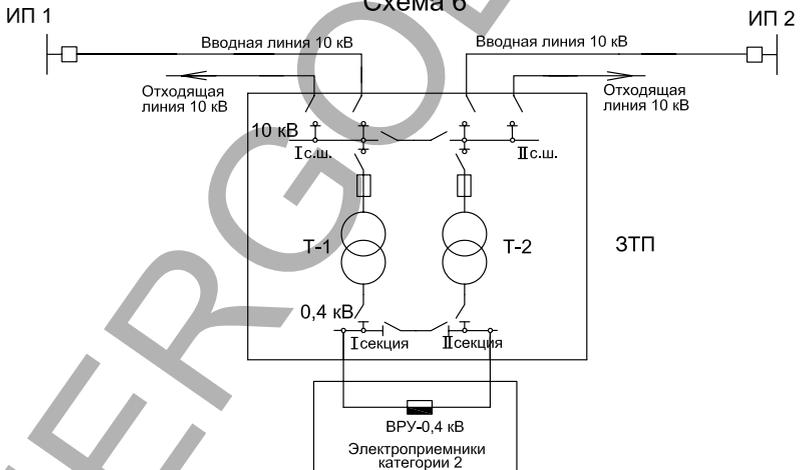


Рисунок 6 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 2

телей нагрузки. На схеме показано подключение электроприемников категории 1 с АВР 0,4 кВ во ВРУ.

Схема 4 на рисунке 4 и схема 5 на рисунке 5 применяются при двухлучевых схемах питания потребителя по сети 10 кВ.

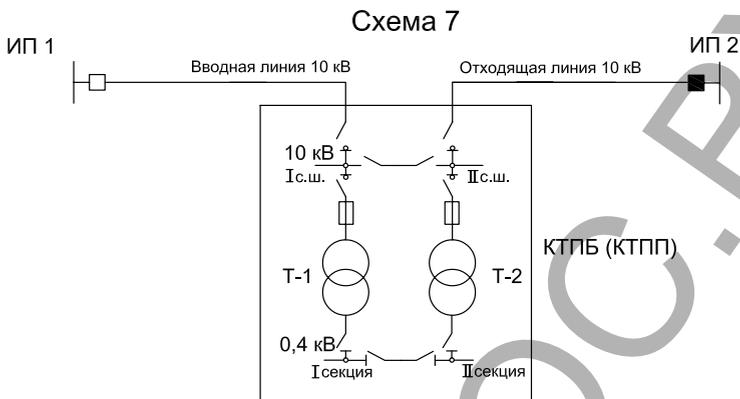


Рисунок 7 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 2

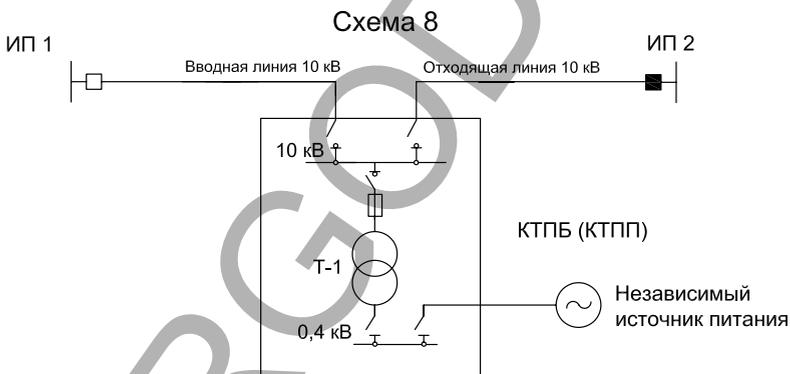


Рисунок 8 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 2

Схема 5 на рисунке 5 используется для питания нескольких ТП 10/0,4 кВ, расположенных на небольшой территории, например, крупного сельскохозяйственного комплекса (объекта). На ней показано подключение электроприемников категории 1 с АВР 0,4 кВ и категории 2 во ВРУ.

6.5 Для электроснабжения потребителей категории 2 применяются схемы, приведенные на рисунках 5–12.

На схемах 5 (см. рисунок 5), 6 (см. рисунок 6) и 10 (см. рисунок 10) показано подключение электроприемников категории 2 во ВРУ 0,4 кВ.

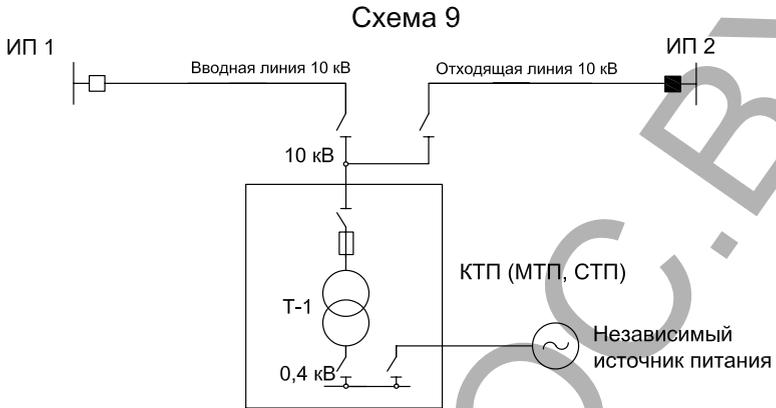


Рисунок 9 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 2

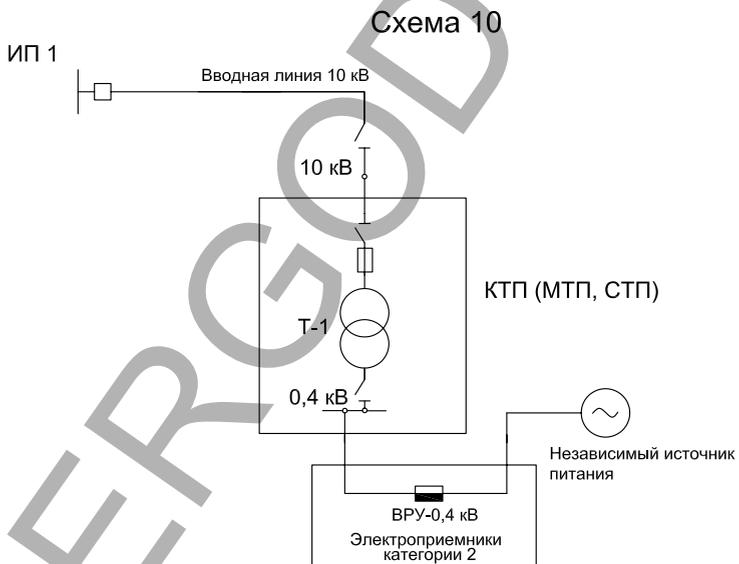


Рисунок 10 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категории 2

Для схем 8 (см. рисунок 8), 9 (см. рисунок 9), 10 (см. рисунок 10) и 14 (см. рисунок 12) резервирование по сети 0,4 кВ организуется посредством подключения независимого источника к ТП 10/0,4 кВ или непосредственно у электроприемника категории 2.

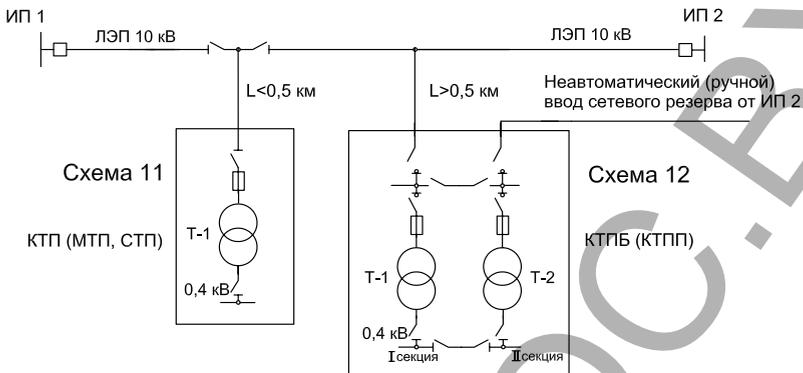


Рисунок 11 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категорий 2 и 3

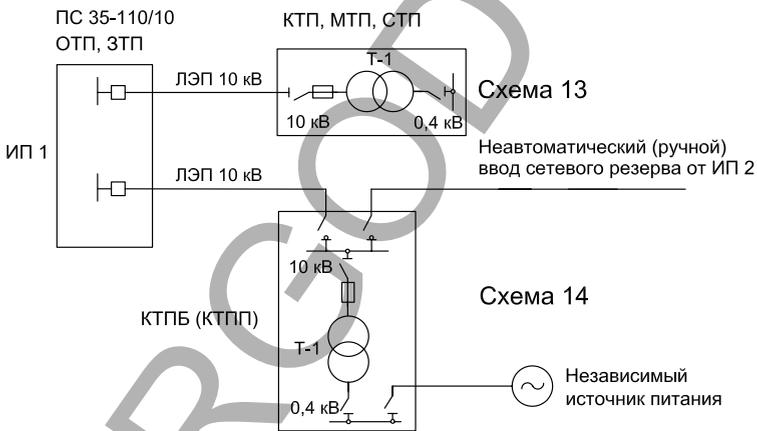


Рисунок 12 – Схема присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей категорий 2 и 3

На рисунках 11, 12 приведены схемы сети 10 кВ с подключением ТП 0,4 кВ, питающей потребителей категории 2, и неавтоматическим (ручным) вводом сетевого резерва.

Для электроснабжения потребителей категории 3 применяются схемы 11 (см. рисунок 11), 13 (см. рисунок 12).

На схеме 15 (см. рисунок 13) показана схема сети с подключением потребителей категорий 1, 2 и 3.

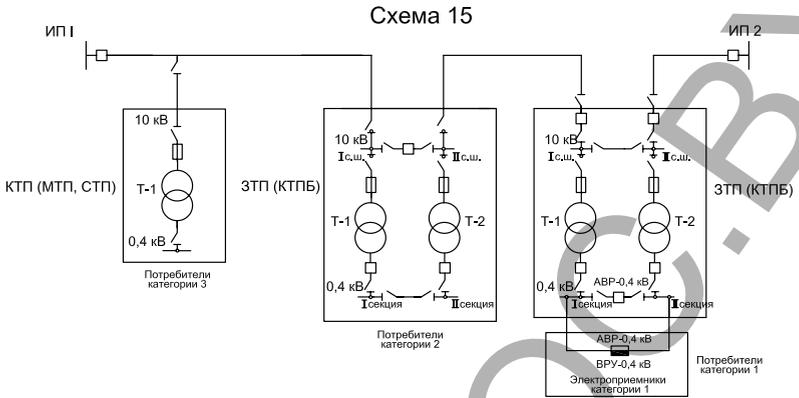


Рисунок 13 – Схема сети 10 кВ с подключением потребителей категорий 1, 2 и 3

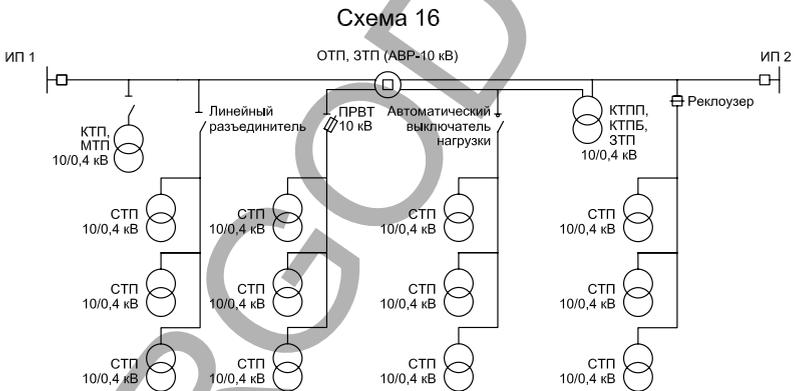


Рисунок 14 – Схема сети с переносом источников трансформации (СТП 10/0,4 кВ) к потребителю в сельских населенных пунктах

На схеме 16 (см. рисунок 14) приведены варианты присоединения СТП 10/0,4 кВ к сети 10 кВ.

6.6 Для электроснабжения потребителей категории 2 мощностью выше 160 кВА следует применять двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, как правило, ЗТП и КТПБ.

При меньших нагрузках следует применять однострансформаторные подстанции с организацией резервирования по сети 0,4 кВ посредством подключения независимого источника к ТП 10/0,4 кВ или

непосредственно у электроприемника категории 2 (схема 8 на рисунке 8, схема 10 на рисунке 10, схема 14 на рисунке 12).

По конструктивному исполнению рекомендуется применение двух- и однотрансформаторных ЗТП и КТПБ, допускается применение КТПП, МТП и СТП.

6.7 Для питания потребителей категории 3 мощностью до 100 кВА рекомендуется применять МТП и СТП, для потребителей мощностью выше 100 кВА – КТП и МТП.

6.8 В сетях 10 кВ рекомендуется применять реклоузеры (устройства с выключателями 10 кВ).

Реклоузеры применяются для:

- автоматического пункта секционирования сети с односторонним и двухсторонним питанием;
- пункта сетевого резервирования;
- защитного аппарата на ответвлении.

6.9 Ответвления от магистрали должны выполняться от шин 10 кВ ОТП (РП).

При невозможности подключения к РУ 10 кВ или дополнительном удлинении трассы более 1,0 км допускается выполнять ответвления непосредственно от самой магистрали.

В месте ответвления рекомендуется устанавливать линейный разъединитель или реклоузер.

6.10 В узлах электрической сети 10 кВ, где в перспективе намечается сооружение подстанции 35–110/10 кВ, рекомендуется сооружать РП. Тип и схема РП определяются проектом.

6.11 Устройство автоматического секционирования и резервирования рекомендуется совмещать с ОТП или РП.

6.12 Вводные ячейки в РУ 10 кВ и ячейки отходящих линий ОТП, ЗТП рекомендуется выполнять с применением вакуумных выключателей. Допускается для электроснабжения потребителей категории 2 применять выключатели нагрузки, как правило, с моторным приводом.

6.13 Линейные разъединители или реклоузеры на ВЛ 10 кВ могут устанавливаться:

- на первых опорах от подстанций 35 кВ и выше (только для разъединителей 10 кВ);
- на магистрали – для ограничения длины участка линии (с ответвлениями) от 2,0 до 4,0 км (в зависимости от сложности трассы ВЛ);
- на ответвлении от линии длиной более 0,3 км;
- для возможности выделения сложных, аварийно опасных участков линий;

- в местах оптимального разделения электрической сети;
- для выделения участков линий потребителей категорий 1 и 2 и отделения от основного транзита менее ответственных потребителей категории 3.

Место установки разъединителя выбирается с учетом условий его обслуживания. Разъединитель на магистрали должен иметь два комплекта заземляющих ножей, на ответвлении – заземляющие ножи в сторону ответвления.

На кабельных вставках на первой опоре от опоры с кабельной муфтой следует устанавливать разъединитель с заземляющими ножами в сторону кабельной вставки.

Заземляющие разъединители рекомендуется устанавливать на ВЛ 10 кВ:

- на пересечениях с инженерными сооружениями;
- в местах пересечения с другими ВЛ 10 кВ;
- на ВЛП 10 кВ через каждые 2 км.

6.14 При разработке схемы развития района электрических сетей 10 кВ должны рассматриваться мероприятия по обеспечению надежности электроснабжения потребителей:

- уточняться номинальная мощность и количество трансформаторов для планируемых к строительству и действующих подстанций 35–110/10 кВ;
- выбираться направления магистралей линий 10 кВ;
- определяться наиболее целесообразная связь магистралей с другими линиями 10 кВ;
- выбираться схемы питания намечаемых потребителей категорий 1 и 2 и места размещения ОТП для их питания;
- приниматься набор средств автоматизации сети 10 кВ;
- определяться целесообразность, количество и места установки аппаратов автоматического секционирования и резервирования;
- предусматриваться перевод питания близлежащих потребителей, присоединенных ответвлениями к магистрали, на питание от ОТП;
- проверяться и при необходимости корректироваться схемы питания существующих потребителей категорий 1 и 2;
- определяться места установки линейных разъединителей с указателями поврежденных участков и реклоузеров;
- определяться количество и протяженность линий нового строительства (в том числе для разукрупнения существующих линий) и реконструкции;
- разрабатываться рекомендации для потребителей по установке и мощности АИП;
- выбираться режим заземления нейтрали.

При выборе схем электрических сетей необходимо учитывать безусловное обеспечение необходимой надежности электроснабжения в аварийном, послеаварийном и ремонтном режимах работы электросетевых объектов, при этом должно быть обеспечено минимальное количество транзитных элементов электросетевого оборудования в электрической сети ЭСО.

Должны рассматриваться и другие мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей.

6.15 Рекомендуется новое строительство в населенных пунктах осуществлять за счет переноса трансформаторных подстанций (нескольких СТП 10/0,4 кВ мощностью до 40 кВА с однофазными и трехфазными трансформаторами) непосредственно к потребителю (см. рисунок 14) в соответствии с требованиями ТНПА.

6.16 При разработке проектов линий 10 кВ решения по обеспечению требований надежности, заложенные в схемах районов электрических сетей, уточняются по имеющимся исходным данным и конкретизируются для их реализации в строительстве.

При отсутствии схемы развития района электрических сетей решения по обеспечению надежности принимаются, как и при разработке схем. При этом рассматривается полностью линия 10 кВ или сети от подстанций 35–110/10 кВ.

6.17 При невозможности выполнения воздушного пересечения ВЛ 10 кВ с ВЛ более высокого напряжения с соблюдением необходимых расстояний согласно ТКП 339 ВЛ 10 кВ рекомендуется выполнять кабельные вставки.

7 Схемы электрических сетей 0,4 кВ

7.1 Питание потребителей категории 1 должно осуществляться по двум воздушным (отдельным), двум кабельным (в разных траншеях) или одной воздушной и одной кабельной линиям от независимых источников с автоматическим включением резерва.

7.2 Питание потребителей категории 2 следует выполнять по двум воздушным, двум кабельным или одной воздушной и одной кабельной линиям.

При наличии двухтрансформаторных ТП кабели подключаются к разным секциям РУ 0,4 кВ.

7.3 Для питания потребителей категории 3 в основном используются воздушные или кабельные линии без сетевого резерва.

7.4 Рекомендуется комплектование низковольтных щитов в ЗТП выполнять с применением автоматических выключателей с независимыми расцепителями и реле нулевой последовательности.

8 Параметры, материалы и строительные конструкции линий электропередачи 10 кВ

8.1 Электрические сети сельскохозяйственного назначения должны быть переменного трехфазного тока (возможно в двухфазном исполнении) с изолированной, заземленной через дугогасящие реакторы или заземленной через резистор нейтралью напряжением 10 кВ. ЛЭП могут быть в воздушном (ВЛ) или кабельном (КЛ) исполнении. ВЛ могут выполняться с использованием неизолированных проводов или с использованием проводов, покрытых защитной изолирующей оболочкой (ВЛП).

8.2 На ВЛ (ВЛП) применяются многопроволочные сталеалюминиевые провода и многопроволочные провода из термоупрочненного алюминиевого сплава. Допускается применение алюминиевых проводов.

8.3 При расчете ВЛ (ВЛП) и их элементов должны учитываться климатические условия – толщина стенки гололеда, ветровое давление, интенсивность грозовой деятельности, степень агрессивного воздействия окружающей среды, температура воздуха.

В таблице 8.1 приведена нормативная толщина стенки гололеда b_g , с повторяемостью один раз в 25 лет.

Таблица 8.1 – Нормативная толщина стенки гололеда по районам

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда b_g , мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
V *	30
VI *	35

* Наличие районов уточняется после разработки карт климатического районирования РБ.

8.4 Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности:

сталеалюминиевые провода:

- I и II районы по гололеду – 35/6,2 мм²;
- III и IV районы по гололеду – 50/8 мм²;

провода из термоупрочненного алюминиевого сплава:

I, II, III и IV районы по гололеду – 50 мм².

Допускается в I районе по гололеду и нормативном ветровом давлении до 500 Па (скорость ветра 29 м/с) применение алюминиевых проводов сечением не менее 70 мм².

Магистральные участки рекомендуется выполнять проводом одно-го сечения по всей длине сечением не менее 70 мм².

На отдельных сложных участках прохождения трассы ВЛ (ВЛП) (большие переходы через водные пространства, через поймы рек, болота и т.д.) допускается применение марок и сечений проводов, отличных от принимаемых для всей магистрали ВЛ (ВЛП). Удельная электрическая проводимость проводов указанных участков должна быть не меньше удельной электрической проводимости проводов магистрали ВЛ (ВЛП).

ЛЭП 10 кВ, проходящую по землям лесного фонда (лесным насаждениям) и населенным пунктам, следует выполнять с применением ВЛП, а по территориям II района по гололеду и выше рекомендуется выполнять с применением ВЛП. Допускается применение КЛ.

8.5 Длина анкерного пролета ВЛ (ВЛП) не должна превышать:

в I районе по гололеду – 2,0 км;

во II и выше районах по гололеду,

а также при прохождении ВЛ (ВЛП)

в лесных массивах – 1,0 км.

8.6 На ВЛ (ВЛП), как правило, применяются железобетонные вибрированные и центрифугированные стойки.

Допускается применение металлических многогранных и деревянных опор.

Железобетонные вибрированные стойки рекомендуется применять:

в I и II районах по гололеду с изгибающим моментом – не менее 35 кНм;

в III и выше районах по гололеду с изгибающим моментом – не менее 49 кНм.

На заболоченных участках трассы ВЛ (ВЛП), как правило, применяют деревянные опоры с лежневым закреплением их в грунте. Не рекомендуется установка анкерных и угловых опор на болотных массивах с мощностью слоя торфа более 0,5 м.

Переход ВЛ (ВЛП) через заторфованные участки с мощностью слоя торфа более 1,0 м рекомендуется выполнять на центрифугированных опорах с большим пролетом.

8.7 Для электроснабжения вновь сооружаемых животноводческих комплексов и птицефабрик, а также при строительстве новых маги-

стральных ВЛ (ВЛП) от ТП 35 кВ и выше к существующим комплексам во всех климатических районах применяются опоры с изгибающим моментом не менее 70 кНм с подвесной изоляцией.

Допускается применение в I, II и III районах по гололеду железобетонных вибрированных стоек с изгибающим моментом не менее 49 кНм.

8.8 На стесненных участках трасс ВЛ (ВЛП) допускается применять двухцепные опоры. К стесненным условиям на трассе относятся участки ВЛ (ВЛП), проходящие по территории, насыщенной надземными и подземными коммуникациями, сооружениями, строениями, а также по пахотным землям, занятым ценными сельскохозяйственными культурами, по садам, паркам и лесам первой группы.

8.9 Для переходных или специальных опор, служащих, как правило, для соблюдения необходимых расстояний, согласно ТКП 339, при прохождении через инженерные сооружения, допускается применение железобетонных центрифугированных стоек и металлических опор.

8.10 Максимальное нормативное тяжение в одном проводе ВЛ (ВЛП), исходя из несущей способности переходных опор на приставках, не должно превышать 5,0 кН.

8.11 На стадии проектирования расчетные пролеты необходимо принимать в соответствии с типовыми проектами на опоры ВЛ (ВЛП) 10 кВ.

8.12 На ВЛ (ВЛП) следует использовать штыревые и подвесные изоляторы. Изоляторы применяются стеклянные, фарфоровые и полимерные.

Подвесные стеклянные изоляторы следует применять на ВЛ (ВЛП) для электроснабжения животноводческих комплексов и птицефабрик, а также на опорах анкерного типа (концевых, анкерно-угловых, ответвительных и переходных).

Штыревые изоляторы должны быть на номинальное напряжение 20 кВ.

На ВЛП крепление проводов к штыревым изоляторам следует выполнять спиральными вязками, соответствующими сечению провода.

При применении штыревых стеклянных изоляторов для линий 10 кВ полимерные колпачки, необходимые для установки изоляторов на металлоконструкции опор, должны быть устойчивыми к солнечной радиации и температуростойкими.

8.13 ВЛП должны быть защищены от грозových перенапряжений согласно [6].

Для защиты от перенапряжений следует применять:

- разрядники длинно-искровые;
- ограничители перенапряжения нелинейные;

– заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

Разрядники длинно-искровые и ограничители перенапряжения нелинейные служат в первую очередь для защиты от перенапряжений и пережога покрытых проводов.

8.14 Кабельные линии рекомендуется применять:

– для питания потребителей категории 1 (обе линии или одна из линий);

– в районах по гололеду выше III;

– в районах с землями, на которых воздушные линии могут мешать полноценному их использованию.

Для кабельных линий 10 кВ, прокладываемых в земле, необходимо использовать бронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (как правило, одножильные).

Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена рекомендуется применять:

– в случае, если кабель с бумажной изоляцией не обеспечивает необходимую пропускную способность линии;

– при необходимости передать большую электрическую мощность;

– при проектировании КЛ с большой разницей уровней по трассе или на крутонаклонных и вертикальных участках трассы.

Взаимно резервируемые кабельные линии для РП (ОТП, ЗТП) должны прокладываться в разных траншеях на расстоянии друг от друга не менее 1,0 м, в стесненных условиях – не менее 0,5 м.

Взаимно резервируемые КЛ схемы внешнего электроснабжения потребителей особой группы категории 1 следует прокладывать в разных траншеях с расстоянием между осями указанных КЛ не менее 3,0 м.

8.15 Пересечение ВЛ (ВЛП) 10 кВ с железными дорогами рекомендуется выполнять воздушными переходами. На дорогах с интенсивным движением поездов пересечения выполнять кабелем, а на электрифицированных и лежащих электрификации дорогах – на металлических анкерных опорах или кабелем.

8.16 При новом строительстве (реконструкции) в лесных массивах и зеленых насаждениях следует применять ВЛП.

Допускается прохождение ВЛ в насаждениях низкорослых пород.

При прохождении ВЛ по лесным массивам и зеленым насаждениям должны соблюдаться требования ТКП 339 и [7].

Допускается применение арматуры на ВЛ (ВЛП) с элементами ограниченной прочности при положительных результатах «натур-

ных» испытаний и с последующим внесением их конструкции в типовые проекты.

8.17 При прохождении КЛ по лесным массивам и зеленым насаждениям ширина просек должна приниматься:

- 6 м – на период строительства;
- 3 м – на период эксплуатации.

В парковых зонах и заповедниках при строительстве ЛЭП без вырубки просек рекомендуется подвеска на опорах воздушных линий высоковольтного самонесущего кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена [8].

8.18 Не следует предусматривать прохождение двух взаимно резервируемых ВЛ (ВЛП) по одной просеке.

Нулевые пролеты от ТП, шлейфы разъединителей наружной установки и реклоузеров рекомендуется выполнять покрытыми проводами.

8.19 На ответвлениях 10 кВ, в которых не обеспечивается качество электроэнергии удаленных потребителей («длинных линиях»), рекомендуется устанавливать вольтодобавочные трансформаторы, при необходимости, совместно с устройствами компенсации реактивной мощности.

9 Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ

9.1 ТП 10/0,4 кВ должны размещаться в центре электрических нагрузок с учетом следующих факторов:

- близость подъездных дорог;
- обеспечение удобных подходов ВЛ и КЛ 0,4–10 кВ;
- на незатопляемых местах и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов.

9.2 Электроснабжение производственных, непромышленных, а также бытовых потребителей рекомендуется предусматривать от разных ТП.

9.3 ЗТП следует применять:

- при сооружении ОТП;
- для электроснабжения потребителей категории 1 и категории 2 (с учетом 6.6) при суммарной расчетной мощности потребителей 160 кВА и более;
- в условиях стесненной застройки поселков городского типа и агрогородков.

9.4 ЗТП с кабельными вводами должны применяться, если прохождение ВЛ на подходах к ТП невозможно, а также вблизи школ, детских и спортивных сооружений и в других случаях, где это технико-экономически обоснованно.

9.5 Выбор мощности силовых трансформаторов рекомендуется выполнять с учетом их оптимальной загрузки в нормальном режиме (70–80 % от номинальной) и с учетом их перегрузки в аварийных режимах.

9.6 В электрических сетях 0,4–10 кВ следует применять:

- герметичные трансформаторы (ТМГ), допускается применение масляных трансформаторов (ТМ) и сухих трансформаторов (в КТПБ);
- трансформаторы со схемами соединения обмоток «звезда-звезда» с симметрирующим устройством – при мощности до 250 кВА, «треугольник-звезда» – при мощности 400 кВА и более и «звезда-зигзаг с нулем» (без симметрирующего устройства) – при мощности трансформатора до 160 кВА и неравномерной фазной нагрузке.

10 Параметры, материалы и строительные конструкции линий электропередачи 0,4 кВ

10.1 Электрические сети напряжением 0,4 кВ должны быть трехфазного переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

ЛЭП 0,4 кВ могут быть в воздушном или кабельном исполнении по радиальной схеме.

10.2 При новом строительстве (реконструкции) ВЛ 0,4 кВ следует применять ВЛИ с СИП без отдельного несущего элемента в соответствии с требованиями ТКП 339 и согласно [9].

Допускается применение других конструкций СИП и ВЛ с неизолированными проводами марок А, АС, АН, АЖ.

10.3 На КЛ применяются, как правило, бронированные кабели с пластмассовой изоляцией, с алюминиевыми жилами. Рекомендуется использование бронированных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, имеющих более высокую термическую стойкость.

Для электроснабжения производственных потребителей следует применять четырех- и пятижильные кабели, для непромышленных и бытовых потребителей могут применяться одно-, двух- и трехжильные кабели.

При выборе конкретной марки кабеля в соответствии со способом его прокладки (в земле, помещении, тоннеле и т.д.) необходимо руководствоваться [10] и рекомендациями изготовителя.

10.4 По условиям механической прочности минимально допустимые сечения СИП на магистралях и линейных ответвлениях должны быть:

а) СИП без отдельного несущего элемента:

- в I районе по гололеду ($b_3 = 10$ мм) – 25 мм²;
- во II районе по гололеду ($b_3 = 15$ мм) и выше – 35 мм²;

б) СИП с несущей жилой:

- в I районе по гололеду ($b_3 = 10 \text{ мм}$) – сечение несущей жилы 35 мм^2 ;
- во II районе по гололеду ($b_3 = 15 \text{ мм}$) и выше – сечение несущей жилы 50 мм^2 .

10.5 Устройства вводов ЛЭП в производственные, административные и жилые здания выполнять в соответствии с [11].

Сечение изолированных проводов на ответвлениях к вводам должно быть не менее 16 мм^2 .

Кабельный ввод в здание рекомендуется выполнять с сечением жил не менее 16 мм^2 .

10.6 Длина пролета воздушного ответвления к вводу должна быть не более 25 м.

Если расстояние магистрали или линейного ответвления ВЛИ (ВЛ) до здания превышает 25 м, должны устанавливаться дополнительные опоры.

10.7 При проектировании электроснабжения бытовых потребителей в территориальных границах населенных пунктов магистрали и линейные ответвления ВЛ (ВЛИ) следует предусматривать в трехфазном исполнении с сечением фазных жил не менее 35 мм^2 .

Ответвления к ВРУ электроустановок бытовых абонентов (одноквартирные, блокированные жилые дома) выполняются в однофазном или трехфазном исполнении в соответствии с требованиями раздела 4 настоящего ТКП.

10.8 На ВЛИ (ВЛ), отходящих от одной ТП, следует предусматривать не более трех сечений СИП (неизолированных проводов).

10.9 Выводы от КТП, МТП, СТП до первых опор ВЛИ («нулевой пролет») должны выполняться изолированными проводами.

10.10 Трассы ВЛИ (ВЛ) прокладываются по двум сторонам улиц. Допускается прохождение по одной стороне улицы. При этом должны быть исключены помехи движению транспорта и пешеходов, а также обеспечено удобство выполнения ответвлений от ВЛИ (ВЛ) к вводам в здания с соблюдением необходимых габаритных расстояний и сокращения числа пересечений с инженерными сооружениями.

По двум сторонам улицы должна прокладываться одноименная ВЛИ (ВЛ) для обеспечения безопасности эксплуатационного персонала.

10.11 На участках параллельного следования ВЛ (ВЛП) 10 кВ и ВЛИ (ВЛ) 0,4 кВ следует рассматривать технико-экономическую целесообразность применения совместной подвески проводов на общих опорах с соблюдением требований ТКП 339.

10.12 Выбранные провода и кабели должны быть проверены на:

- допустимые отклонения напряжения у потребителей;
- допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- обеспечение надежного срабатывания защиты при междуфазных и однофазных коротких замыканиях;
- пуск асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором;
- термическую устойчивость к токам КЗ (кабели с пластмассовой изоляцией и СИП, защищаемые плавкими вставками или автоматическими выключателями с тепловыми расцепителями).

10.13 Проводимость нулевого провода линии должна быть не менее проводимости фазных проводов для всех потребителей.

Проводимость нулевого провода может быть больше проводимости фазного, если невозможно другими средствами обеспечить необходимую селективность защиты линий от однофазных КЗ.

10.14 При совместной подвеске на общих опорах проводов двух линий, подключенных к различным аппаратам, следует предусматривать самостоятельные нулевые провода для каждой линии.

10.15 На ВЛИ (ВЛ) должны применяться железобетонные опоры, допускается применение деревянных опор.

Для железобетонных опор нормального габарита должны использоваться стойки из вибрированного железобетона с расчетным изгибающим моментом не менее 20 кНм, для специальных опор – не менее 35 кНм.

10.16 Для соблюдения нормированных расстояний от проводов ответвлений ВЛИ (ВЛ) к вводам до проезжей части улиц, тротуаров, пешеходных дорожек и поверхности земли необходимо предусматривать подставные (дополнительные) опоры или трубостойки.

11 Наружное освещение населенных пунктов

11.1 Проектирование наружного освещения следует выполнять с учетом требований ТКП 45-2.04-153.

11.2 Сети наружного освещения должны быть воздушными, с использованием СИП, или кабельными. Допускается в обоснованных случаях применять воздушные линии с неизолированными проводами.

11.3 В установках наружного освещения следует использовать светильники с газоразрядными источниками света высокого давления, в том числе для установок освещения улиц и дорог с транспортным движением – преимущественно с натриевыми лампами высокого давления.

Рекомендуется применение энергосберегающих светильников, в том числе с зеркальными натриевыми лампами, светодиодных и унифицированных.

11.4 Светильники наружного освещения устанавливаются на опорах ВЛИ (ВЛ) или специально предназначенных для наружного освещения опорах.

11.5 Как правило, один (фазный или «фонарный») или два (фазный плюс провод управления) провода наружного освещения встраиваются в СИП.

Рекомендуется при большой осветительной нагрузке выполнять самостоятельную трехфазную линию с СИП наружного освещения, подвешенную на общих опорах с СИП, питающей силовую нагрузку потребителей. СИП наружного освещения хозяйственных дворов также прокладываются на опорах совместно с проводами ВЛИ.

11.6 Крепление элементов светильников и кронштейнов опор должно быть надежным, исключающим возможность изменения положения светильника в процессе эксплуатации, а также исключающим изменения положения источника света, отражателя, рассеивателя (или преломителя).

11.7 Управление светильниками наружного освещения должно быть автоматическим с установкой в качестве автоматических аппаратов управления астрономических реле времени или фотореле.

ТС автоматики и приборы учета электроэнергии электроустановок наружного освещения размещаются в пунктах питания (отдельных шкафах), месторасположение которых принимается по согласованию с заказчиком строительства и ЭСО.

11.8 В сельских населенных пунктах, а также на крупных предприятиях может предусматриваться централизованное управление наружным освещением.

Питание устройств централизованного управления наружным освещением рекомендуется предусматривать от двух источников.

11.9 Управление освещением территорий школ-интернатов, гостиниц, больниц, госпиталей, санаториев, пансионатов, домов отдыха, парков, садов, стадионов и т.п. рекомендуется осуществлять от системы управления освещением населенного пункта. При этом должна быть обеспечена возможность местного управления.

Централизованное управление наружным освещением может быть телемеханическим.

11.10 Управление коммутационными аппаратами в сетях наружного освещения сельских населенных пунктов рекомендуется проводить, как правило, путем каскадного (последовательного) их включения.

11.11 Типы светильников, а также схемы их размещения, управления и питания согласовываются с заказчиком проекта и ЭСО.

11.12 Опоры установок освещения площадей, улиц, дорог должны располагаться на расстоянии не менее 1 м от лицевой грани бортового камня до внешней поверхности цоколя опоры на магистральных улицах и дорогах с интенсивным транспортным движением и не менее 0,6 м – на других улицах, дорогах и площадях. Это расстояние разрешается уменьшать до 0,3 м при условии отсутствия городского транспорта и грузовых машин. При отсутствии бортового камня расстояние от кромки проезжей части до внешней поверхности цоколя опоры должно быть не менее 1,75 м.

11.13 Опоры установок освещения улиц и дорог, имеющих разделительные полосы шириной 4 м и более, могут устанавливаться по центру разделительных полос.

11.14 Опоры на пересечениях и примыканиях улиц и дорог рекомендуется устанавливать на расстоянии не менее 1,5 м от начала закругления тротуаров, не нарушая линии установки опор.

Опоры для светильников освещения аллей и пешеходных дорог должны располагаться вне пешеходной части.

12 Совместная подвеска проводов ВЛ 0,4–10 кВ с линиями связи и проводного вещания

12.1 При проектировании ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ с совместной подвеской ЛС и ЛПВ следует руководствоваться ТКП 339, [12] и [13].

12.2 Совместная подвеска (на общих опорах) проводов ВЛ (ВЛП) 10 кВ с проводами ЛС и ЛПВ не допускается. Это требование не распространяется на ВОЛС, которые подвешиваются на конструкциях ВЛ (ВЛП) 10 кВ в соответствии с требованиями ТНПА.

12.3 В проектах нового строительства или реконструкции ВЛ (ВЛИ) должна быть предусмотрена возможность подвески проводов ЛПВ. Затраты по подвеске проводов ЛПВ в объем проектов по ВЛ (ВЛИ) не входят.

12.4 При проектировании КЛ взамен ВЛ (ВЛИ) с совместной подвеской проводов ЛПВ следует предусматривать одновременную прокладку кабелей электрических сетей и кабелей ЛПВ. Проектно-сметная документация, как правило, разрабатывается на весь комплекс работ, включая сети радиодиффузии, при этом предусматривается доленое участие организаций Министерства связи и информатизации в финансировании работ.

12.5 В отдельных случаях допускается раздельное выполнение проектных и строительно-монтажных работ по электрификации организа-

циями Министерства энергетики Республики Беларусь, а по радиофикации – организациями Министерства связи и информатизации Республики Беларусь, с взаимной увязкой принятых решений и сроков выполнения.

12.6 Совместная подвеска СИП ВЛИ и кабеля сельской телефонной сети (СТС) допускается при выполнении следующих требований:

- несущий элемент СИП должен быть изолированным;
- расстояние от СИП до подвесного кабеля СТС на опоре ВЛИ должно быть не менее 0,5 м;
- каждая опора ВЛИ должна иметь заземляющее устройство, при этом сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом;
- на каждой опоре ВЛИ должно быть выполнено повторное заземление PEN-проводника;
- несущий трос телефонного кабеля вместе с металлическим сетчатым наружным покровом кабеля должен быть присоединен к заземлителю каждой опоры отдельным самостоятельным проводником (спуском).

12.7 На общих опорах допускается совместная подвеска СИП ВЛИ 0,4 кВ с неизолированными или изолированными проводами ЛС и ЛПВ. При этом должны соблюдаться следующие условия:

- номинальное напряжение ЛПВ должно быть не более 360 В;
- номинальное напряжение ЛС, расчетное механическое напряжение в проводах ЛС, расстояния от нижних проводов ЛС и ЛПВ до земли, между цепями и их проводами должны соответствовать требованиям [14];
- СИП должны располагаться над проводами ЛС и ЛПВ, при этом расстояние по вертикали от СИП до верхнего провода ЛС и ЛПВ независимо от их взаимного расположения должно быть не менее 0,5 м на опоре и в пролете. Провода ВЛИ и ЛС, ЛПВ рекомендуется располагать по разные стороны опоры.

12.8 Подвеску кабелей ЛПВ и оптических кабелей на ВЛ (ВЛИ) следует выполнять согласно ТКП 339.

13 Выбор режима заземления нейтрали сетей 6–10 кВ

13.1 Применяются три режима заземления нейтрали сетей 6–10 кВ:

- изолированная нейтраль;
- компенсированная нейтраль;
- резистивное заземление нейтрали.

Выделяются два вида резистивного заземления нейтрали:

- высокоомное;
- низкоомное.

13.2 При выборе режима заземления нейтрали необходимо учитывать следующие основные критерии:

- обеспечение электробезопасности (соблюдение условий электробезопасности для людей и животных в отношении шагового напряжения и напряжения прикосновения в режиме ОЗЗ);
- надежность электроснабжения потребителей (возможность обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в режиме ОЗЗ и возможность предотвращения перехода ОЗЗ в двух- и трехфазное КЗ, а также в многоместные повреждения);
- снижение уровня перенапряжений в сети (снижение перенапряжений до требуемого уровня, если такие требования имеются);
- организация эффективной защиты от ОЗЗ (достаточность применения простых токовых защит нулевой последовательности для обеспечения надежной и эффективной работы релейной защиты на отключение или сигнал).

13.3 При выборе режима заземления нейтрали предпочтение следует отдавать режиму заземления нейтрали, при котором релейная защита от ОЗЗ действует на незамедлительное отключение поврежденного присоединения.

13.4 Применимость того или иного режима заземления нейтрали при его выборе определяются в соответствии с таблицей 13.1.

13.5 Используемый в таблице 13.1 полный ток ОЗЗ следует определять по выражениям:

13.5.1 для сети с изолированной нейтралью

$$I_{OЗЗ} = I_C, \quad (13.1)$$

где I_C – емкостной ток сети, А;

13.5.2 для сети с компенсированной нейтралью

$$I_{OЗЗ} = |I_C - I_K|, \quad (13.2)$$

где I_K – ток компенсации, А;

13.5.3 для сети с резистивно заземленной нейтралью

$$I_{OЗЗ} = \sqrt{I_C^2 + I_N^2}, \quad (13.3)$$

где I_N – активная составляющая тока ОЗЗ (ток в нейтрали сети, протекающий через резистор), А.

13.6 Методические указания по выбору дугогасящих реакторов, схем их включения и расчету параметров сети для режима компенсированной нейтрали приведены в [15].

13.7 Методические указания по выполнению резистивного заземления нейтрали и расчету параметров сети приведены в [16].

Таблица 13.1 – Применнимость режимов заземления нейтрали

Режим заземления нейтрали	Релейная защита с действием на	Обеспечение электробезопасности	Надежность электро-снабжения		Ограничение перенапряжения	Возможность организации простой релейной защиты	В зависимости от полного тока $I_{\text{сз3}}, A$					
			беспробойность электро-снабжения	предотвращение дальнейшего развития аварии			сеть 6 кВ		сеть 10 кВ		сеть 6–10 кВ, содержащая ВЛ на ж/б и металлических опорах	
							$I_{\text{сз3}} \leq 30$	$I_{\text{сз3}} > 30$	$I_{\text{сз3}} \leq 20$	$I_{\text{сз3}} > 20$	$I_{\text{сз3}} \leq 10$	$I_{\text{сз3}} > 10$
Изолированная нейтраль	Сигнал	-	+	-	-	+	-	+	-	+	-	
	Откл.	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	
Компенсированная нейтраль	Сигнал	-	+	-	-	-	+	-	+	-	+	
	Откл.	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	
Низкоомное резистивное заземление нейтрали	Сигнал	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	
	Откл.	-	+	-	-	-	+	+	+	+	+	
Высокоомное резистивное заземление нейтрали	Сигнал	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	
	Откл.	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	

Примечание:

+ – режим заземления нейтрали применяется;

- – режим заземления нейтрали не применяется.

14 Требования к электромагнитной совместимости технических средств

14.1 Требования настоящего раздела распространяются на электроустановки, оборудованные ТС, выполненными на микроэлектронной и микропроцессорной элементных базах. К таким ТС относятся устройства релейной защиты и автоматики, пожарной автоматики, телемеханики, АСУТП и АСКУЭ.

14.2 Выбор классов и степеней жесткости испытаний ТС на помехоустойчивость осуществляется в соответствии с требованиями [17] (также см. требования [18] для подстанций среднего напряжения).

14.3 В зданиях ТП и РП необходимо предусматривать систему уравнивания потенциалов.

14.4 Цепи ТС должны выполняться экранированным кабелем. Экраны кабелей необходимо заземлять с двух сторон.

14.5 В пределах зданий ТП и РП все кабели напряжением до 1 кВ необходимо прокладывать в металлических коробах. Короба по концам присоединяются к ЗУ электроустановки.

14.6 Заземляющие проводники системы молниезащиты не допускается прокладывать по внешней стороне стены, возле которой устанавливаются шкафы с техническими средствами.

В случае установки шкафов с ТС с внешней стороны стен здания ТП (КТП, ЗТП) и РП заземление шкафа осуществляется присоединением корпуса шкафа к ЗУ электроустановки и к внутреннему заземлению электроустановки.

15 Защита от перенапряжений, заземляющие устройства, электробезопасность

15.1 Нормирование электрических параметров заземляющих устройств

15.1.1 Сопротивление ЗУ в зависимости от его назначения должно определяться в соответствующий расчетный сезон. Расчетные сезоны, для которых нормируется допустимая величина сопротивления ЗУ электроустановок напряжением 0,4–10 кВ, приведены в таблице 15.1.

15.1.2 Допустимая величина сопротивления ЗУ различных видов электроустановок напряжением 0,4–10 кВ в зависимости от эквивалентного удельного сопротивления земли ρ_3 и максимального допустимого нормируемого ТКП 339 сопротивления ЗУ $R_{\text{макс. доп}}$ приведена в таблицах 15.2 и 15.3.

15.1.3 Сопротивление ЗУ R_{3y} подстанций с высшим напряжением 10 кВ в зависимости от расчетного тока замыкания на землю I_p в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно удовлетворять норме

$$R_{3y} \leq 250 / I_p, \text{ Ом, но не более 10 Ом.}$$

Таблица 15.1 – Расчетные сезоны для нормирования допустимой величины сопротивления заземляющих устройств электроустановок напряжением 0,4–10 кВ

Расчетный сезон	Вид ЗУ электроустановок 0,4–10 кВ
Зимний (декабрь–февраль)	Рабочие и защитные ЗУ: – ЗУ ТП 10/0,4 кВ и РП; – ЗУ разъединительных пунктов 10 кВ (разъединители, выключатели); – ЗУ опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ; – повторное заземление нулевого провода ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ
Летний (март–ноябрь)	Грозозащитные ЗУ: – грозозащитное заземление ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ без использования его в качестве рабочего и защитного; – заземления опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ при пересечении ими линий связи и радиофикации; – заземления деревянных опор линий связи и радиофикации при пересечении их ВЛ (ВЛП) 10 кВ; – заземление устройств ограничения перенапряжений и концевых кабельных муфт

При использовании ЗУ подстанций с высшим напряжением 10 кВ одновременно и для электроустановок до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью его сопротивление должно удовлетворять требованию

$$R_{3y} \leq 125 / I_p, \text{ Ом, но не более 10 Ом.}$$

В качестве расчетного тока замыкания на землю принимается:

- на подстанциях напряжением 10 кВ, не имеющих компенсирующих устройств, – полный ток ОЗЗ;
- на подстанциях напряжением 10 кВ, на которых имеются компенсирующие устройства, – ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного компенсирующего устройства.

В качестве расчетного тока может быть принят ток плавления предохранителей или ток срабатывания релейной защиты от однофазных замыканий на землю или междуфазных замыканий, если в последнем

случае защита обеспечивает отключение замыканий на землю. При этом ток замыкания на землю должен быть не менее полуторакратного тока срабатывания релейной защиты или трехкратного номинального тока плавкой вставки предохранителя.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой он имеет наибольшее значение.

Таблица 15.2 – Допустимая величина сопротивления рабочих и защитных заземляющих устройств электроустановок напряжением 0,4–10 кВ

Вид ЗУ электроустановки		Эквивалентное удельное сопротивление земли ρ_s , Ом·м					
		до 100	от 101 до 250	от 251 до 500	от 501 до 1000	от 1001 до 5000	> 5001
ЗУ ТП 10/0,4 кВ, РП 10 кВ, совмещенное с ТП 10/0,4 кВ		4	$0,04\rho_s$	10			
Заземлитель в непосредственной близости от нейтрали трансформатора		30	$0,3\rho_s$			300	
ЗУ РП 10 кВ ЗУ разъединительных пунктов 6–10 кВ		10			$0,02\rho_s$	100	
Заземление ж/б опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ	В населенной местности	10	15	20	30	$0,006\rho_s$	
	В ненаселенной местности	30	$0,3\rho_s$				
Повторное заземление PEN-проводника ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ без использования в качестве грозозащитного: при $R_{\text{макс.доп}} = 10 \text{ Ом}$ (одно повторное ЗУ на ВЛ (ВЛИ))		10	$0,1\rho_s$			100	
		20	$0,2\rho_s$			200	
		30	$0,3\rho_s$			300	
Повторное заземление PEN-проводника ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ без использования в качестве грозозащитного: при $R_{\text{макс.доп}} = 20 \text{ Ом}$ (два повторных ЗУ на ВЛ (ВЛИ))		10	$0,1\rho_s$			100	
		20	$0,2\rho_s$			200	
		30	$0,3\rho_s$			300	
Повторное заземление PEN-проводника ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ без использования в качестве грозозащитного: при $R_{\text{макс.доп}} = 30 \text{ Ом}$ (три и более повторных ЗУ на ВЛ(ВЛИ))		10	$0,1\rho_s$			100	
		20	$0,2\rho_s$			200	
		30	$0,3\rho_s$			300	

Таблица 15.3 – Допустимая величина сопротивления грозозащитных заземляющих устройств электроустановок напряжением 0,4–10 кВ

Вид ЗУ электроустановки	Эквивалентное удельное сопротивление земли ρ_s , Ом·м					
	до 100	от 101 до 250	от 251 до 500	от 501 до 1000	от 1001 до 5000	> 5001
Грозозащитное заземление ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ	30					
Заземлители для деревянных опор линий связи и радиодиффузии при пересечении их ВЛ (ВЛП) 10 кВ	20	30	35	45	55	
Заземлители для деревянных опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ при пересечении ими линий связи и радиодиффузии	10	15		20	30	
Заземлители для устройств ограничения перенапряжений и концевых кабельных муфт	10				15	

15.2 Выполнение заземляющих устройств ВЛ (ВЛП) 10 кВ, выполненных на железобетонных опорах

15.2.1 Опоры, устанавливаемые в ненаселенной местности, дополнительно не заземляются при условии, что стойка опоры имеет соединение металла с грунтом площадью не менее 500 см² (нижний заземляющий выпуск диаметром 10 мм и длиной не менее 1,6 м) и на ней установлены штыревые изоляторы типов ШФ10-Г, ШС10-Г, ШФ20-Г или по два подвесных изолятора в гирлянде.

15.2.2 Заземлению подлежат опоры:

- устанавливаемые в населенной местности;
- на подходах к ПС напряжением 35 кВ и выше (длина подхода от 200 до 300 м);
- на которых установлено высоковольтное оборудование (реклоузеры, разъединители, предохранители и др.);
- на которых установлены разрядники, ограничители перенапряжений и т.д.;
- на которых установлены ЩУЭ;

– устанавливаемые на переходах через инженерные сооружения (линии связи, железные и автомобильные дороги и др.).

15.2.3 Все металлоконструкции опор, за исключением металлоконструкций хомутов крепления железобетонных приставок и узла подкоса, должны быть соединены с заземляющими выпусками.

Оборудование (реклоузеры, разъединители, предохранители и др.), устанавливаемое на опоре, присоединяется к ЗУ отдельными заземляющими проводниками.

На опорах анкерного типа для связи с ЗУ во всех случаях следует использовать арматуру стойки и подкоса.

15.2.4 Вокруг опор, на которых установлены высоковольтные разъединители, на глубине 0,5 м должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), к которому должно быть присоединено заземляемое оборудование. Контур прокладывается на расстоянии от 0,8 до 1 м от опоры так, чтобы во время работы ноги оператора находились над заземлителем. Сопротивление заземления должно удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 15.2 для ЗУ разъединительных пунктов 6–10 кВ.

15.2.5 Если на ВЛ (ВЛП) применяются изоляторы класса напряжения 20 кВ, разъединительные пункты, имеющие класс изоляции ниже, чем класс изоляции ВЛ (ВЛП), должны быть защищены устройствами ограничения перенапряжений со стороны питания. В случае секционирования сети с двухсторонним питанием таким разъединителем, находящимся длительно в отключенном положении, устройства ограничения перенапряжений устанавливаются с двух сторон.

15.2.6 Кабельные вставки в ВЛ должны быть защищены по обоим концам устройствами ограничения перенапряжений. Кабельные выходы от ТП – в месте подключения ВЛ. Как правило, устройства ограничения перенапряжений следует устанавливать на концевой опоре ВЛ.

Заземляющие зажимы устройств ограничения перенапряжений, корпуса кабельных муфт, металлические оболочки кабелей и металлоконструкции железобетонных опор должны быть по кратчайшему пути соединены между собой и присоединены к выпуску заземления.

15.2.7 ЩУЭ, установленные на опорах, должны быть заземлены. Для этого необходимо заземляющий зажим ЩУЭ присоединить к нижнему заземляющему выпуску опоры при расположении ЩУЭ в нижней части опоры или к верхнему заземляющему выпуску при расположении ЩУЭ в верхней части опоры.

15.2.8 Защита от перенапряжений и грозозащита ВЛП 10 кВ выполняются с использованием длинно-искровых разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений в соответствии с [6]. Снижение сопротивления заземления опор ВЛП 10 кВ с установленными устройствами защиты от перенапряжений по сравнению с требованиями таблицы 15.2 не требуется.

15.3 Выполнение заземляющих устройств ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ

15.3.1 Грозозащитные заземления должны выполняться:

- через 120 м;
- на опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и др.), или представляющих большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и др.);
 - на концевых опорах, имеющих ответвления к вводам;
 - на подставной опоре с ответвлением к вводу, если расстояние от этой опоры до ближайшего заземления превышает 40 м;
 - за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре;
 - на опорах в створе пересечения с ВЛ (ВЛИ) более высокого класса напряжения.

15.3.2 На концах ВЛ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛ (ВЛИ) к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления PEN-проводника. При этом в первую очередь следует использовать естественные заземлители (например, подземные части опор), а также грозозащитные заземления.

Требования к повторному заземлению PEN-проводника изложены в ТКП 339 (4.3.8).

15.3.3 На железобетонных опорах, имеющих ЗУ, корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков и шкафов, арматура опор, крюки и штыри фазных проводов, установленных на опоре, тросы, на которых укреплены кабели и провода без заземленных или с заземленными оболочками и брони, должны быть занулены и заземлены на опорах, имеющих ЗУ, и занулены на опорах, не имеющих ЗУ.

Металлоконструкции хомутов крепления железобетонных приставок, узла подкоса не заземляются.

15.3.4 ЩУЭ, установленные на железобетонных опорах, должны быть занулены и заземлены на опорах, имеющих ЗУ, и занулены на опорах, не имеющих ЗУ. Для этого необходимо заземляющий за-

жим ЩУЭ присоединить к нижнему заземляющему выпуску опоры, при этом верхний заземляющий выпуск должен быть присоединен к PEN-проводнику ВЛ.

15.3.5 На деревянных опорах крюки и штыри не заземляются, за исключением опор, где выполнено повторное (грозозащитное) заземление PEN-проводника.

15.3.6 Кабельные вставки в ВЛ (ВЛИ) должны быть защищены по обоим концам устройствами ограничения перенапряжений.

Заземляющие зажимы разрядников, корпуса кабельных муфт, металлические оболочки кабелей и металлоконструкции железобетонных опор должны быть по кратчайшему пути соединены между собой и с ЗУ.

На опорах анкерного типа для связи с ЗУ во всех случаях следует использовать арматуру стойки и подкоса.

15.3.7 Устройства грозозащиты и заземления на линиях с изолированными проводами, выполненных самонесущими изолированными проводами с неизолированной нулевой жилой, выполняются по требованиям для ВЛ с неизолированными проводами.

15.4 Выполнение заземляющих устройств КЛ 0,4 кВ

15.4.1 Кабельные линии должны иметь повторные заземления PEN-проводника на концах линий и ответвлений длиной более 200 м, а также на вводах в помещения, электроустановки которых подлежат заземлению. При этом в первую очередь используются естественные заземлители.

15.4.2 Металлические оболочки и броня кабелей, кабельные конструкции, а также распределительные ящики (щиты), в которых разделяются кабели, должны быть присоединены к ЗУ или занулены.

15.5 Выполнение заземляющих устройств РП и ТП 10/0,4 кВ

15.5.1 Для ТП должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- корпус трансформатора;
- металлические оболочки и броня кабелей напряжением 10 и 0,4 кВ;
- открытые проводящие части электроустановок;
- сторонние проводящие части.

15.5.2 Вокруг площади, занимаемой отдельно стоящей подстанцией (РП, ТП), на глубине 0,3–0,5 м и на расстоянии 0,8–1 м от

края фундамента здания подстанции необходимо прокладывать замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Вокруг площади, занимаемой отдельно стоящей подстанцией с открытым РУ напряжением выше 1 кВ, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

15.5.3 При выполнении ЗУ РП и ТП в первую очередь следует использовать ЗУ концевых опор отходящих ВЛ. ЗУ РП и ТП с присоединенными ЗУ концевых опор ВЛ 10 и 0,4 кВ составляют совмещенный заземлитель.

15.5.4 ЗУ опор и вертикальные заземлители ЗУ подстанции соединяются посредством прокладки на глубине не менее 0,5 м горизонтальных заземлителей, которые располагаются в виде замкнутого контура на расстоянии 0,8–1 м вокруг площади, занимаемой оборудованием.

15.5.5 При установке КТП на опорном кронштейне концевой опоры ВЛ (ВЛП) 10 кВ соединение нейтрали трансформатора с ЗУ осуществляется отдельным проводником. Заземляющий контакт КТП и трансформатора, привод разъединителя соединяются с консолью отдельными проводниками.

Консоль соединяется с ЗУ отдельным проводником.

15.5.6 ЗУ закрытых ТП выполняется согласно проекту привязки.

15.5.7 Если в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора или генератора с шиной PEN распределительного устройства 0,4 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник должен быть присоединен не к нейтрали трансформатора или генератора непосредственно, а к PEN-проводнику, по возможности, сразу за трансформатором тока. В таком случае разделение PEN-проводника на PE- и N-проводники в системе TN-S должно быть выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока следует размещать как можно ближе к выводу нейтрали генератора или трансформатора.

15.5.8 Для защиты оборудования от перенапряжений в ТП (РП) с воздушными вводами со стороны 10 кВ и 0,4 кВ устанавливаются устройства ограничения перенапряжений, которые рекомендуются устанавливать на концевых опорах. Заземляющие зажимы устройств ограничения перенапряжений должны быть непосредственно присоединены к ЗУ по кратчайшему пути.

15.5.9 При установке ячейки с выключателем (кроме выключателя нагрузки) или с трансформатором напряжения на вводе 10 кВ ТП на концевой опоре или на вводе устанавливается комплект устройств ограничения перенапряжений. Заземляющие зажимы устройств ограничения перенапряжений должны быть непосредственно присоединены к ЗУ (совмещенному заземлителю) по кратчайшему пути.

15.6 Конструктивное выполнение заземляющих устройств

15.6.1 Соединение частей заземлителя между собой, а также соединение заземлителей с заземляющими проводниками следует выполнять сваркой по ГОСТ 5264 и СТБ 2174 электродами Э-42 по ГОСТ 9467; при этом длина нахлестки должна быть равной ширине проводника при прямоугольном сечении и шести диаметрам – при круглом сечении. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины при прямоугольном и шести диаметрам – при круглом сечении заземляющих проводников.

При соединении проводников различного сечения длина сварного шва выбирается большей из выбранных по обозначенным выше требованиям для каждого из проводников.

15.6.2 Соединения должны быть защищены от коррозии и механических повреждений. Для болтовых соединений должны быть предусмотрены меры против ослабления контакта.

15.6.3 Для выполнения ЗУ железобетонных опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ и ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ используются имеющиеся в их стойках нижний и верхний заземляющие выпуски, связанные с арматурой стойки.

При необходимости к нижнему заземляющему выпуску привариваются дополнительные заземлители (лучевые заземлители), которые выполняются из круглой стали: вертикальные диаметром 12 мм и длиной 2,5 м или 5 м и горизонтальные диаметром 10 мм и длиной, как правило, равной длине вертикального заземлителя. Соединение заземлителей следует выполнять сваркой внахлестку.

Заземление стальных элементов опор ВЛ (ВЛП) 10 кВ осуществляется присоединением к верхнему заземляющему выпуску стойки сваркой или зажимом ПС-2-1.

Заземление стальных элементов опор ВЛ (ВЛИ) 0,4 кВ осуществляется присоединением к верхнему заземляющему выпуску стойки зажимом ПС-1-1 и к нулевому проводу зажимом ПА или ЗПВ.

15.6.4 При отсутствии в железобетонной стойке нижнего заземляющего выпуска для присоединения заземлителя к закладным деталям стойки приваривается круглая сталь диаметром 10 мм.

15.6.5 Заземляющие проводники для повторного (грозозащитного) заземления должны быть выбраны из условия длительного протекания тока 25 А.

15.6.6 Каждый элемент опоры, подлежащий заземлению или занулению, должен быть присоединен к выпуску заземления или к PEN-проводнику при помощи отдельного ответвления. Последовательное их присоединение не допускается.

Исключение составляет заземление разрядников, корпусов кабельных муфт, металлических оболочек кабелей и металлоконструкций железобетонных опор, на которых устанавливается перечисленное оборудование. В этом случае заземление перечисленного оборудования выполняется путем соединения заземляющих зажимов между собой по кратчайшему пути и присоединением к выпуску заземления.

Под один заземляющий болт в спуске заземления разрешается присоединять только один проводник ответвления.

15.6.7 Присоединение корпусов светильников уличного освещения к нулевому проводу следует выполнять изолированным медным проводом с атмосферостойкой изоляцией сечением не менее 1,5 мм², что и для зарядки светильника. В порядке исключения допускается применение алюминиевого провода с атмосферостойкой изоляцией сечением не менее 2,5 мм².

15.6.8 При сооружении искусственных заземлителей в районах с большим удельным сопротивлением земли рекомендуются следующие мероприятия:

- устройство вертикальных заземлителей увеличенной длины, в том числе составных вертикальных глубинных заземлителей длиной до 30 м, если с глубиной удельное сопротивление земли снижается, а естественные углубленные заземлители (например, скважины с металлическими обсадными трубами) отсутствуют;
- устройство выносных заземлителей, если вблизи (до 2 км) от электроустановки есть места с меньшим удельным сопротивлением земли;
- применение искусственной обработки грунта неагрессивными к материалу заземлителя компонентами с целью снижения его удельного сопротивления, если другие способы не могут быть применены или не дают необходимого эффекта.

15.6.9 Для выполнения ЗУ необходимо использовать заземлители из черной или оцинкованной стали, омедненные или медные.

Искусственные заземлители не должны иметь окраски.

Материал и наименьшие размеры заземлителей должны соответствовать приведенным в таблице 15.4.

Таблица 15.4 – Наименьшие размеры заземлителей и заземляющих проводников, проложенных в земле

Ма- териал	Поверхность	Профиль	Минимальный размер				
			диа- метр, мм	площадь попереч- ного сечения, мм ²	толщи- на, мм	толщина покрытия	
						единич- ное зна- чение, мкм	среднее значе- ние, мкм
Сталь черная	Без покры- тия	Прямоугольный ^а	-	100	4	-	-
		Угловой	-	100	4	-	-
		Трубный	32	-	3,5	-	-
Сталь черная	Без покры- тия	Круглый для вер- тикальных зазем- лителей длиной не более 5 м	12	-	-	-	-
		Круглый для вер- тикальных зазем- лителей длиной более 5 м	16	-	-	-	-
		Круглый для горизонтальных заземлителей	10	-	-	-	-
Сталь	Оцинкован- ная горячим способом ^б или нержа- вующая ^{б,а}	Прямоугольный	-	90	3	63	70
		Угловой	-	90	3	63	70
		Круглый для вер- тикальных зазем- лителей длиной не более 5 м	12	-	-	63	70
		Круглый для вер- тикальных зазем- лителей длиной более 5 м	16	-	-	63	70
		Круглый для горизонтальных заземлителей	10	-	-		50 ^г
		Трубный	25	-	2	47	55
Сталь	В медной оболочке	Круглый для вер- тикальных зазем- лителей	15	-	-	2 000	
	С электро- химическим медным покрытием	Круглый для вер- тикальных зазем- лителей	14	-	-	240	250

Окончание таблицы 15.4

Ма- териал	Поверхность	Профиль	Минимальный размер				
			диа- метр, мм	площадь попереч- ного сечения, мм ²	толщи- на, мм	толщина покрытия	
						единич- ное зна- чение, мкм	среднее значе- ние, мкм
Медь	Без покры- тия ^а	Прямоугольный	–	50	2	–	–
		Круглая проволока для горизонталь- ных заземлителей	–	25 ^д	–	–	–
		Трос	1,8 для каждой прово- локи	25	–	–	–
		Трубный	–	–	2	–	–
	Луженая	Трос	1,8 для каждой прово- локи	25	–	1	5
Оцинкован- ная	Прямоугольный	–	50	2	20	40	

^а Прокат или нарезанная полоса.
^б Может быть использована также для электродов, погруженных в бетон.
^в Применяется без покрытия.
^г В случае непрерывного горячего цинкования толщина покрытия в 50 мкм соответствует настоящим техническим возможностям.
^д Если экспериментально доказано, что вероятность повреждения от коррозии и механических воздействий мала, то может использоваться сечение 16 мм².

15.7 Электробезопасность

15.7.1 При проектировании мероприятий по обеспечению условий электробезопасности в электроустановках необходимо руководствоваться требованиями раздела 4.3 ТКП 339.

15.7.2 Для ТП и РП, питаемых через КЛ непосредственно от шин ПС 110 кВ и выше, необходимо выполнение системы выравнивания потенциалов в случае, если напряжение на ЗУ питающей ПС 110 кВ и выше в режиме ОКЗ превышает 5 кВ. Для этого вокруг здания (территории) ТП (РП) выполняется контурный заземлитель на глубине 0,3–0,5 м и на расстоянии 0,8–1 м от стен здания (края территории). Контурный заземлитель присоединяется к ЗУ ТП (РП).

16 Релейная защита и автоматика

16.1 Релейная защита и автоматика в электрических сетях 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения должны выполняться с учетом требований настоящего технического кодекса, [19] и других ТНПА, руководствуясь более жесткими требованиями, содержащимися в указанных ТНПА.

16.2 Устройства релейной защиты и автоматики должны, как правило, выполняться на микропроцессорной элементной базе с возможностью интеграции в телемеханику ТП с использованием цифрового интерфейса.

16.3 Питание релейной защиты и автоматики должно выполняться выпрямленным или постоянным оперативным током. В обоснованных случаях допускается применение автономного питания микропроцессорных защит от трансформаторов тока и напряжения.

16.4 Для защиты радиальных линий 6–10 кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий должна предусматриваться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой должна выполняться в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Уставки устройств РЗА выбираются при расчетах с целью их селективной работы с другими элементами защит электрооборудования.

16.5 Для защиты радиальных линий 6–10 кВ с односторонним питанием от однофазных замыканий должна предусматриваться защита от замыканий на землю на принципах, обеспечивающих селективное отключение или сигнализацию поврежденного присоединения.

16.6 Автоматическое повторное включение, как правило, должно предусматриваться на воздушных и смешанных линиях.

16.7 В сетях 6–10 кВ, как правило, должны применяться два типа АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР выполняется для взаимного резервирования двух линий, отходящих от разных подстанций, и устанавливается, как правило, на РП, в пунктах секционирования (реклоузерах) и в ТП 10/0,4 кВ.

Местный АВР выполняется для включения резервного питания ТП или РП после исчезновения напряжения от основного источника питания.

16.8 На секционных выключателях РУ 10(6) кВ должна устанавливаться максимальная токовая защита с ускорением действия защиты при АВР. При необходимости сокращения выдержек времени в сети допускается предусматривать на секционном выключателе защиту, вводимую на время действия АВР.

При наличии в ячейках РУ 10(6) кВ дуговой защиты устройство АВР должно быть выполнено с блокировкой, предотвращающей

включение секционного выключателя на секцию, имеющую внутреннее повреждение.

16.9 Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10(6) кВ следует, как правило, применять предохранители при условии обеспечения селективности их работы с защитами смежных элементов.

16.10 Для обнаружения мест междуфазных и однофазных повреждений на линиях 6–10 кВ должны предусматриваться фиксирующие приборы и ОМП. Допускается для этих целей применять встроенные функции цифровых терминалов релейной защиты.

16.11 Для выполнения защиты секций РУ 0,4 кВ следует, как правило, применять селективные автоматические выключатели.

16.12 Для защиты отходящих от ТП и РП элементов электрических сетей напряжением до 1 кВ должны применяться автоматические выключатели или закрытые плавкие предохранители (рубильники с предохранителями).

16.13 При параллельной работе трансформаторов через сеть 0,4 кВ в точках потокораздела петлевых линий следует устанавливать селективные автоматические выключатели или предохранители с номинальным током на одну-две ступени меньше в зависимости от значения тока КЗ, чем номинальный ток головных автоматических выключателей или предохранителей петлевых линий в ТП.

16.14 При двухлучевых (многолучевых) схемах сетей с АВР на напряжении 0,4 кВ или 6–10 кВ параллельная работа трансформаторов через сеть 0,4 кВ не допускается.

16.15 Релейная защита генераторов малой мощности должна выполняться с учетом требований [19] и других ТНПА.

16.16 Применяемые для защиты секций РУ 0,4 кВ автоматические выключатели (вводные и секционный), как правило, должны иметь возможность дистанционного управления.

17 Автоматизация электрических сетей

17.1 Автоматизация электрических сетей 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения должна выполняться с учетом требований настоящего технического кодекса, ТКП 339 и других ТНПА, руководствуясь более жесткими требованиями, содержащимися в указанных ТНПА.

17.2 Автоматизация электрических сетей 0,4–10 кВ применяется для диспетчерского управления территориально рассредоточенными электроустановками, связанными общим режимом работы, и их кон-

троля. Средства телемеханики могут применяться также для передачи сигналов системных устройств регулирования и управления.

17.3 В первую очередь должны быть телемеханизированы:

- пункты секционирования (реклоузеры, ВНИВ, ВНИН и др.);
- РП;
- генераторные установки;
- ОТП, ТП 10(6)/0,4 кВ, участвующие в электроснабжении потребителей категории 1.

Необходимость телемеханизации остальных объектов распределительных сетей 0,4–10 кВ определяется для каждого РЭС отдельно, исходя из экономической целесообразности.

17.4 Средства автоматизации должны использоваться для сбора информации о режимах работы, состоянии основного коммутационного оборудования, изменениях при возникновении аварийных режимов или состояний, а также для контроля за выполнением операций по проведению переключений.

17.5 К объектам автоматизации электрических сетей 0,4–10 кВ относятся:

- пункты секционирования;
- реклоузеры;
- пункты автоматического ввода резерва;
- распределительные пункты;
- трансформаторные подстанции 10(6)/0,4 кВ;
- генераторные установки;
- электроустановки потребителей.

17.6 Телеуправление должно предусматриваться в объеме, необходимом для централизованного решения задач по установлению надежных и экономически выгодных режимов работы электроустановок.

17.7 Телеизмерения должны обеспечивать передачу основных электрических или технологических параметров (характеризующих режимы работы отдельных электроустановок), необходимых для установления и контроля оптимальных режимов работы сети, а также для предотвращения или ликвидации возможных аварийных процессов.

17.8 Для выполнения телеизмерений, как правило, должны применяться многофункциональные цифровые измерительные преобразователи с цифровым интерфейсом и классом точности не менее 0,5. Для выполнения телеизмерений в составе систем ДТУ реклоузеров допускается применение измерительных преобразователей с аналоговым выходом 4–20 мА.

17.9 Вся собираемая информация должна быть привязана к астрономическому времени ее образования.

17.10 Автоматизацию электрических сетей 0,4–10 кВ рекомендуется предусматривать в следующем объеме:

- телесигнализация положения основного коммутационного оборудования 0,4–10 кВ;
- телесигнализация срабатывания предохранителей 0,4–10 кВ (для отходящих линий 0,4 кВ – при необходимости);
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии линий 6–10 кВ и понижающих трансформаторов;
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии линий 0,4 кВ (при необходимости);
- телеизмерение токов, активной и реактивной мощности и энергии генераторных установок;
- телеизмерение напряжения на шинах 6–10 и 0,4 кВ;
- аварийно-предупредительная сигнализация;
- телесигнализация срабатывания пожарной автоматики и охранных датчиков и систем;
- телеуправление выключателями 6–10 кВ, вводными и секционным выключателями 0,4 кВ;
- телеуправление генераторными установками;
- телеуправление выключателями 0,4 кВ (при необходимости);
- информация фиксирующих приборов и ОМП.

17.11 Объемы и принципы автоматизации электроустановок потребителей определяются требованиями действующих ТНПА.

17.12 При использовании для автоматизации открытых каналов связи (каналы связи по электрическим сетям 0,4 кВ, арендованные каналы, радиоканалы и т.д.) должна быть предусмотрена программно-аппаратная защита от несанкционированного изменения программного обеспечения в микропроцессорных устройствах и данных в канале.

17.13 Передача телеметрической информации на диспетчерские пункты, как правило, должна выполняться в протоколе МЭК 60870-5-101(104).

17.14 Средства автоматизации должны обеспечивать регистрацию и хранение в энергонезависимой памяти достоверных, хронологически связанных данных за заданный период, предшествующий аварии, и после ее возникновения о работе следующего оборудования и систем:

- основного коммутационного оборудования;
- защит и автоматики;
- охранных датчиков и систем;
- фиксирующих приборов и ОМП;
- пожарной автоматики.

17.15 При использовании на объекте устройств и систем, выполненных на микропроцессорной элементной базе, они, как правило, должны быть интегрированы в систему автоматизации с использованием цифровых интерфейсов.

17.16 Средства автоматизации должны быть оснащены источником резервного электропитания, обеспечивающим работу всех технических средств в течение двух часов после исчезновения основного питания.

17.17 Автоматизированная система управления диспетчерского пункта района электрических сетей 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения выполняется с учетом требований ТКП 339 и других ТНПА [20].

18 Средства связи

18.1 В качестве каналов связи для передачи данных учета электроэнергии, телемеханики и АСУТП на верхние уровни управления рекомендуется использовать проводные и беспроводные каналы связи различных видов (выделенные или коммутируемые телефонные каналы, PLC-каналы по ЛЭП, радиоканалы, каналы мобильной сотовой связи, оптические каналы и др.). Выбор способа организации каналов связи должен определяться технико-экономической целесообразностью.

18.2 Для эксплуатационного обслуживания электрических сетей должна быть предусмотрена технологическая связь между ремонтными бригадами и соответствующими диспетчерскими пунктами по всей протяженности ВЛ (ВЛП), базами, с которых осуществляется техническое обслуживание, а также между бригадами и отдельными электромонтерами. Технологическая связь должна быть предусмотрена и для пунктов временного пребывания персонала на трассе ВЛ (ВЛП). Для технологической связи в качестве основных должны использоваться средства УКВ радиосвязи.

19 Учет электроэнергии

19.1 Общие положения

19.1.1 Учет электроэнергии следует осуществлять в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, настоящего технического кодекса, а также других ТНПА в части, которая не противоречит настоящему техническому кодексу.

19.1.2 Приборами учета с возможностью дистанционного (из ЦСОД) сбора данных должны оснащаться следующие объекты:

- РП 10(6) кВ;
- ТП 10(6)/0,4 кВ
- бытовые абоненты районов частной/коттеджной застройки;
- предприятия и организации агропромышленного комплекса, общественные здания, объекты мелиорации и водного хозяйства, учреждения здравоохранения, школы, детские дошкольные учреждения, предприятия и организации, предназначенные для бытового и культурного обслуживания сельского населения, а также жилищно- и гаражно-строительные кооперативы.

19.2 Точки учета и точки измерения электроэнергии

19.2.1 Состав точек учета на энергообъектах должен обеспечивать контроль баланса электроэнергии и мощности. Рекомендуется технический учет электроэнергии организовывать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к расчетному учету электроэнергии.

Расчетный учет электроэнергии следует организовывать на границе балансовой принадлежности электрических сетей.

19.2.2 На РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ, находящихся на балансе ЭСО, точки учета электроэнергии должны организовываться:

- на вводах трансформаторов со стороны низшего напряжения (организация точек учета электроэнергии со стороны высшего напряжения требует обоснования);
- на отходящих линиях 0,4 кВ, включая линии освещения и резервные (для резервных линий должны быть выполнены сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков и измерительных трансформаторов);
- на отходящих линиях 6–10 кВ, если хотя бы одна из них питает потребителя (потребителей) или является линией связи с объектами электрических сетей смежных ФЭС, других субъектов хозяйствования или соседних государств.

19.2.3 На электростанциях с выдачей электроэнергии в сеть на генераторном напряжении и на объектах малой генерации точки учета электроэнергии должны организовываться в соответствии с ТКП 339 и [21], [22] в части, не противоречащей указанному ТКП.

19.2.4 Если граница раздела балансовой принадлежности электрических сетей проходит по промежуточной точке ЛЭП, то расчетный учет электроэнергии следует организовывать:

- для ЛЭП 6–10 кВ – с применением реклоузеров, пунктов секционирования и учета и т.п.;
- для ЛЭП 0,4 кВ – с применением ЩУЭ, устанавливаемых на (рядом с) ближайшей опоре в соответствии с [11] или другими ТНПА.

Допускается организовывать расчетный учет:

- для ЛЭП 6–10 кВ без ответвлений – на электрически ближайших РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ;
- для ЛЭП 6–10 кВ с ответвлениями – на РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ потребителей.

При организации расчетного учета на РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ рекомендуется устанавливать счетчики с функцией расчета технологического расхода электроэнергии на ее передачу в элементах электрической сети.

19.2.5 На РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ потребителей электроэнергии точки учета электроэнергии должны организовываться:

- на всех питающих линиях (участках линий) 6–10 кВ и линиях транзита с другими электрическими сетями ЭСО либо на присоединениях вводов трансформаторов на стороне высшего напряжения (или низшего напряжения – по согласованию с ЭСО);

- на отходящих линиях 0,4–10 кВ, питающих субабонентов. В том случае, если учет потребления электроэнергии субабонентами невозможен на потребительской ТП (РП) (к отходящему фидеру подключены нагрузки различных субабонентов), то точки учета электроэнергии должны организовываться в распределительных вводных устройствах субабонентов. Для субабонентов каждой тарифной группы следует устанавливать соответствующие средства расчетного учета;

- на присоединениях генерирующих источников электроэнергии потребителей;

- на отходящих линиях 0,4 кВ, являющихся линиями связи с объектами электрических сетей смежных ФЭС, других субъектов хозяйствования или соседних государств.

19.2.6 У бытовых абонентов (одно-, двух-, трех-, четырехквартирные жилые дома и бытовые постройки):

- расчетные счетчики размещаются в щитках учета электроэнергии выносного типа, устанавливаемых за (на) границей домовладения. Установку ЩУЭ следует выполнять в соответствии с [11] или иными ТНПА;

- при отсутствии отдельных вводных ответвлений для каждого абонента должны предусматриваться указанные ответвления до соответствующих домов и (или) построек абонентов. Решений по устройству электрических цепей внутри указанных домов (построек)

в проектной документации по строительству и реконструкции сетей 0,4–10 кВ предусматривать не требуется;

- при использовании электроэнергии в целях нагрева в соответствии с [5] предусмотреть установку необходимого количества дополнительных электронных многотарифных расчетных счетчиков.

19.2.7 У бытовых абонентов (многоквартирные жилые дома с количеством квартир от 5 до 19) в соответствии с ТКП 45-4.04-149 и ТКП 339:

- следует устанавливать контрольный счетчик для учета электроэнергии в целом по жилому дому;

- счетчик для учета электроэнергии, потребляемой общедомовым освещением и общедомовыми силовыми электроприемниками, как правило, следует устанавливать во ВРУ жилых домов;

- расчетные счетчики для квартир следует размещать в отдельном отсеке этажного щитка. Отсек со счетчиками должен оборудоваться врезным замком и иметь стеклянные оконца для визуального съема показаний счетчиков;

- этажные щитки могут устанавливаться в холле, поэтажном коридоре, на лестничной клетке с соблюдением требований ТНПА. При установке групповых щитков в прихожих квартир счетчики могут, при условии их дистанционного подключения к АСКУЭ, устанавливаться в этих щитках;

- при использовании электроэнергии в целях нагрева в соответствии с [5] следует предусмотреть установку необходимого количества дополнительных электронных многотарифных расчетных счетчиков.

19.2.8 Учет электроэнергии в общежитиях и жилых домах с количеством квартир 20 и более осуществляется в соответствии с ТКП 45-4.04-149.

19.2.9 Не требуется установка приборов учета электроэнергии на линиях питания насосов противопожарного водоснабжения и технических средствах противопожарной защиты, предназначенных для использования при пожаре, приводов задвижек тепловых камер, электросирен гражданской обороны и аналогичных электроприемников, которые работают эпизодически и кратковременно при аварийных форсмажорных ситуациях.

19.3 Средства учета электроэнергии

19.3.1 Первичные средства учета электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии), предназначенные для расчетного учета, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь и, если

предполагается их использование в составе АСКУЭ, в Отраслевой рекомендуемый перечень средств коммерческого учета электроэнергии для целей применения в составе АСКУЭ.

19.3.2 В проектной документации должен быть выделен метрологический раздел с расчетами и оценками предельных погрешностей средств измерений и ЦИК в целом. Основными методами определения метрологических характеристик ЦИК должны быть расчетный и расчетно-экспериментальный.

19.4 Измерительные трансформаторы тока

19.4.1 Измерительные ТТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746. В проектную документацию должны быть включены расчеты по проверке соответствия вторичного тока ТТ и вторичной нагрузки измерительных обмоток ТТ требованиям ТНПА.

19.4.2 В точках расчетного учета следует устанавливать ТТ во всех фазах.

19.4.3 При выборе коэффициента трансформации по току следует руководствоваться расчетной нагрузкой.

19.4.4 В соответствии с ТКП 339 подключение к вторичной обмотке, предназначенной для целей расчетного учета, каких-либо других измерительных приборов, средств релейной защиты и автоматики запрещается. Рекомендуется также распространять указанное требование на технический учет электроэнергии.

19.4.5 Для сетей и электроустановок 0,4–10 кВ измерительные ТТ для расчетного учета должны иметь класс точности не хуже 0,5S, а для технического (контрольного) – не хуже 1,0.

19.4.6 В используемых ТТ должны быть предусмотрены следующие средства защиты от несанкционированного доступа:

- обеспечена возможность пломбирования каждого трансформатора тока двумя независимыми пломбами (пломбой метрологической службы и ЭСО);
- исключена возможность замены таблички и разборки трансформаторов тока без повреждения их корпусов, защитных деталей, пломб;
- после монтажа трансформаторов тока и их пломбирования должен быть исключен доступ к контактам вторичной обмотки;
- трансформатор тока должен иметь пломбуемый контакт цепи напряжения, имеющий неразъемное соединение с первичной шиной;
- на корпусе трансформатора тока неудаляемым способом должен быть нанесен коэффициент трансформации.

19.4.7 Для учета электроэнергии рекомендуется использовать ТТ с сердечником из нанокристаллических или комбинированных сплавов и (или) другие современные технические решения в части ТТ.

19.5 Измерительные трансформаторы напряжения

19.5.1 Измерительные ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983. В проектную документацию должны быть включены расчеты по проверке соответствия вторичной нагрузки ТН и потерь напряжения (с учетом потерь мощности во вторичных цепях) в цепи ТН – СЭ требованиям ТНПА.

19.5.2 ТН следует применять в сетях переменного тока напряжением свыше 0,4 кВ. Для питания цепей напряжения электронных СЭ должны применяться трехфазные ТН или однофазные ТН (аналоговые или цифровые), устанавливаемые в каждой из трех фаз.

19.5.3 В ТН не требуется предусматривать отдельную обмотку для цепей учета.

19.5.4 Для сетей и электроустановок 6–10 кВ измерительные ТН для расчетного учета должны иметь класс точности не хуже 0,5, а для технического (контрольного) учета – не хуже 1,0.

19.5.5 В используемых ТН должны быть предусмотрены средства защиты от несанкционированного доступа, аналогичные указанным в 19.4.6 настоящего технического кодекса.

19.5.6 При наличии на объекте учета нескольких систем шин и присоединении каждого измерительного ТН только к своей системе шин должно быть предусмотрено переключение цепей счетчиков каждого присоединения на измерительный ТН соответствующих систем шин.

19.5.7 Номинальное вторичное напряжение ТН устанавливается:

- 100 В – для трехпроводной схемы включения СЭ;
- 57,7 В – для четырехпроводной схемы включения СЭ.

19.6 Счетчики электрической энергии

19.6.1 При новом строительстве (реконструкции) независимо от разрешенной к использованию мощности следует применять электронные СЭ, если требованиями других ТНПА не оговорены исключения. Технические параметры и метрологические характеристики счетчиков должны соответствовать требованиям СТБ ГОСТ Р 52323, СТБ ГОСТ Р 52322 в части учета активной электроэнергии и СТБ ГОСТ Р 52425 в части учета реактивной электроэнергии.

19.6.2 Для трехфазных сетей переменного тока должны использоваться трехэлементные трехфазные СЭ. При новом строительстве и реконструкции требуется предусматривать четырехпроводную схему включения СЭ.

19.6.3 Класс точности по активной энергии применяемых СЭ необходимо выбирать не хуже:

- 1,0 – для расчетных счетчиков бытовых абонентов и расчетных счетчиков в общественных зданиях;
- 1,0 – для общедомовых балансных счетчиков;
- 2,0 – для счетчиков технического учета непосредственного включения;
- 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

19.6.4 Для точек учета, в которых необходимо измерять количество электроэнергии по многотарифной системе, должны использоваться соответствующие многотарифные СЭ, позволяющие реализовать применяемую тарифную систему.

19.6.5 Следует использовать СЭ, имеющие:

а) для территориально распределенных объектов (районы индивидуальной жилой застройки, территориально распределенные предприятия и т.д.):

1) встроенный модем, поддерживающий передачу данных по PLC-технологии либо другой, не требующей прокладки дополнительных физических линий связи (радио, GSM/GPRS и т.д.);

2) в экономически обоснованных случаях допускается применение встроенных цифровых интерфейсов или встроенных модемов, поддерживающих передачу данных по проводным физическим линиям связи (RS-485, MODBUS, Ethernet и т.д.);

б) для энергообъектов (ТП, РП и т.д.):

1) встроенный PLC-модем (либо другой, использующий технологию, не требующую прокладки дополнительных физических линий связи);

2) интерфейс RS-485 (либо другой проводной, обеспечивающий групповое подключение к одной линии связи);

в) программируемое реле для автономного и (или) по команде ЭСО отключения потребителя от сети;

г) встроенные средства накопления и хранения информации по аварийным состояниям сети, собственным аварийным состояниям, действиям потребителя, ведущим к нарушению договора с ЭСО;

д) аппаратные и программные средства для защиты от несанкционированного доступа.

19.6.6 СЭ должны иметь открытые стандартные (или фирменные) протоколы обмена по всем своим цифровым интерфейсам. Протоколы должны быть полными и непротиворечивыми, позволяющими их реализацию, сопровождаться текстовым описанием на одном из государственных языков Республики Беларусь.

19.6.7 Рекомендуется (обязательно на энергообъектах при новом строительстве и реконструкции) использовать счетчики, поддерживающие измерение режимных параметров электрической сети (токов, напряжений, мощности, коэффициента мощности, частоты).

При отсутствии счетчиков с указанными встроенными функциями допускается реализация указанных функций с использованием метрологически аттестованного оборудования. Указанное оборудование включается или в состав АСКУЭ, или в состав систем телемеханики, АСУТП (если последние предусматриваются на энергообъектах).

19.6.8 На присоединениях, по которым возможны перетоки реактивной энергии (при наличии батарей статических конденсаторов и т.д.), следует устанавливать СЭ, учитывающие реактивную энергию в двух направлениях.

19.6.9 СЭ для учета активной и реактивной электроэнергии следует применять:

- на присоединениях РП, ТП;
- на ответвлениях от ВЛ к вводам предприятий и организаций агропромышленного комплекса;
- на ответвлениях от ВЛ к вводам непромышленных потребителей.

19.6.10 В пределах каждого населенного пункта рекомендуется использовать СЭ с однотипными цифровыми интерфейсами и совместимыми протоколами обмена данными по этим интерфейсам. Тип применяемых СЭ рекомендуется выбирать из перечня СЭ, поддерживаемых существующими ЦСОД АСКУЭ.

19.6.11 При нагрузках до 100 А, как правило, следует использовать счетчики непосредственного (прямого) включения по току. Разрешается применять счетчики трансформаторного включения в случае ограниченных возможностей подключения силового кабеля к счетчику или его прокладки к шкафу (щитку) счетчиков. При этом необходимо учитывать параметры кабеля: сечение жил, минимальный радиус изгиба и др.

19.7 Измерительные цепи

19.7.1 Сечение проводов и кабелей, присоединяемых к счетчикам, должно выбираться с учетом требований ТКП 339, ГОСТ 1983, ГОСТ 7746.

19.7.2 Электронные счетчики должны подключаться к вторичным цепям ТТ и ТН через специальные зажимы (испытательные колодки, блоки), обеспечивающие безопасное отключение цепей тока при замене и обслуживании средств учета электроэнергии, а также их опломбирование.

19.7.3 Конструкция защитных коммутационных аппаратов в цепях исключения возможности хищения электроэнергии должна обеспечивать возможность их пломбирования.

19.7.4 Перед счетчиком, непосредственно включенным в сеть, для его безопасной замены в щите со счетчиком либо непосредственно рядом со щитом должен быть установлен коммутационный аппарат (с возможностью опломбирования), позволяющий снять напряжение со всех фаз, присоединенных к счетчику.

19.7.5 Установку аппаратов защиты в цепях учета после СЭ, включенных непосредственно в сеть, выполнять согласно ТКП 339.

19.7.6 Следует обеспечивать полную селективность защитных коммутационных аппаратов, устанавливаемых в ТП, ЩУЭ и у абонентов.

19.7.7 В соответствии с требованиями ТКП 339 рядом с расчетными счетчиками, осуществляющими учет электроэнергии с применением измерительных трансформаторов, должны устанавливаться испытательные колодки (клеммники) с возможностью опломбирования.

19.7.8 Цепи ТН-СЭ следует выполнять отдельным проводником от отдельного защитного коммутационного аппарата.

19.7.9 В соответствии с требованиями ТКП 339 потери напряжения в соединительных проводах от ТН (от шин 0,4 кВ) до СЭ не должны превышать:

- для расчетного учета – 0,2 % от вторичного номинального напряжения;
- для технического учета – 0,25 %.

Проектная документация должна содержать расчеты величины падений напряжения во вторичных цепях (с учетом потерь мощности в проводниках), гарантирующие соблюдение вышеуказанных требований.

19.8 Места установки счетчиков электроэнергии

19.8.1 За исключением случаев, указанных в подразделе 19.2 настоящего технического кодекса, СЭ следует размещать в отдельных шкафах, щитках соответствующего климатического исполнения, оборудованных средствами защиты от несанкционированного доступа.

19.8.2 При наличии технической возможности разрешается устанавливать СЭ в соответствующих панелях распределительных устройств при условии соблюдения мер защиты от несанкционированного доступа.

19.8.3 СЭ для учета электроэнергии наружного освещения рекомендуется устанавливать в соответствующем шкафу (щитке) совместно с оборудованием (автоматикой) управления наружным освещением.

19.8.4 Щитки учета электроэнергии выносного типа (ЩУЭ) должны соответствовать [11] и ТКП 339.

19.9 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)

19.9.1 Состав проектно-сметной документации в части АСКУЭ должен соответствовать требованиям [21].

19.10 Требования к местам создания АСКУЭ

19.10.1 АСКУЭ оснащаются:

- РП 10(6) кВ, ТП 10(6)/0,4 кВ – при новом строительстве и реконструкции;
- объекты на электростанциях ЭСО вне зависимости от установленной мощности, кроме передвижных и резервных;
- производственные объекты сельскохозяйственных потребителей;
- объекты потребителей с присоединенной мощностью 250 кВА и выше, по которым ЭСО устанавливает предельно допустимую величину мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы;
- жилые многоквартирные дома с количеством квартир более 20;
- объекты в районах индивидуальной жилой застройки (при новом строительстве и реконструкции) – с учетом экономической целесообразности;
- объекты на строительных площадках с разрешенной к использованию мощностью более 250 кВт;
- общественные здания с количеством расчетных счетчиков электроэнергии более трех;
- объекты генерации мощности у потребителей с отпуском электроэнергии в сеть энергосистемы.

Допускается (при наличии технической возможности) не предусматривать отдельные АСКУЭ на указанных объектах при условии вклю-

чения расчетных СЭ данных объектов в АСКУЭ населенного пункта, в границах которого они располагаются.

Рекомендуется предусматривать АСКУЭ районов индивидуальной жилой застройки при организации учета у абонентов с использованием ЩУЭ.

19.10.2 Расчетные СЭ объектов, не указанных в 19.10.1, должны иметь возможность включения в АСКУЭ населенного пункта, в границах которого они располагаются.

19.10.3 Расчетный и технический учет электроэнергии по энергообъекту должен проводиться в рамках одной АСКУЭ.

19.11 Структура систем АСКУЭ

19.11.1 АСКУЭ должно иметь следующие уровни:

- нижний уровень АСКУЭ: включает ЦИК, включающие в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, их вторичные измерительные цепи, электронные СЭ, и выполняет функцию проведения измерений;

- промежуточный уровень АСКУЭ: включает УСПД и каналы связи с верхним уровнем и выполняет функцию сбора, обработки, хранения и передачи информации по данной электроустановке либо группе электроустановок;

- верхний уровень АСКУЭ: включает серверы ЦСОД АСКУЭ.

19.11.2 Структурные схемы ЦИК должны соответствовать СТБ 2096.

19.12 Общие требования к системам АСКУЭ

19.12.1 В составе проектно-сметной документации энергообъекта следует предусматривать технические решения по организации нижнего и, при технической необходимости, промежуточного уровней АСКУЭ.

19.12.2 Решения в части верхнего уровня АСКУЭ предусматриваются отдельным проектом или отдельным разделом общего проекта.

19.12.3 Периодичность сбора данных учета должна составлять:

- с нижнего уровня на промежуточный – не реже одного раза в сутки;

- с промежуточного уровня на верхний – в соответствии с требованиями ЭСО и других заинтересованных сторон.

19.12.4 Следует предусматривать возможность обмена информацией (режимные параметры сети, мощности, показания счетчиков

электроэнергии, показатели качества электроэнергии, дискретные сигналы и др.) с системами (подсистемами) телемеханики, АСУТП и оперативно-диспетчерского управления (смежные системы/подсистемы). Обмен со смежными системами рекомендуется организовать посредством:

- обмена данными между серверами ЦСОД АСКУЭ и серверами смежных систем;
- обмена данными между УСПД и серверами смежных систем;
- обмена данными по цифровым интерфейсам между УСПД и контроллерами смежных систем (при нецелесообразности или невозможности следования указанным выше способам).

19.12.5 Среднее время восстановления АСКУЭ при одиночном отказе должно составлять:

- не более 8 ч – на обслуживаемом объекте;
- не более 24 ч – на необслуживаемом объекте.

В проектную документацию должен быть включен комплект запасных частей и принадлежностей (ЗИП) в объеме, определенном требованиями ТНПА.

19.13 Устройства сбора и передачи данных (УСПД)

19.13.1 УСПД должны содержать независимые цифровые интерфейсы для сбора данных с ЦИК и для передачи данных в ЦСОД АСКУЭ.

19.13.2 В пределах каждого ФЭС рекомендуется предусматривать однотипные (с учетом назначения и решаемых задач) УСПД. Тип применяемых УСПД следует выбирать в первую очередь из перечня устройств, поддерживаемых существующими ЦСОД АСКУЭ ЭСО.

19.13.3 Рекомендуется использовать УСПД, обеспечивающие обмен данными со смежными системами АСУ ТП, телемеханики и др. (совместимость протоколов, наличие дискретных входов/выходов и др.).

19.13.4 В качестве протокола связи УСПД с верхним уровнем АСКУЭ рекомендуется использовать унифицированный отраслевой протокол. В остальных случаях указанный протокол необходимо согласовать с ЭСО и другими заинтересованными сторонами.

19.13.5 Рекомендуется применять УСПД со встроенными модемами для связи с нижним и верхним уровнями АСКУЭ.

19.13.6 УСПД должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (доступ к разъемам, функциональным модулям и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей и т.п.).

19.13.7 УСПД должно быть выполнено в едином корпусе со степенью защиты не ниже IP 54.

19.14 Каналы передачи данных

19.14.1 Для дистанционной передачи данных с УСПД на более высокий уровень должны использоваться каналы связи в соответствии с требованиями раздела 18 настоящего технического кодекса.

19.14.2 В пределах одного здания (строения) должно использоваться оборудование АСКУЭ с однотипными цифровыми интерфейсами и протоколами обмена данными по этим интерфейсам.

19.14.3 Доступ ЦСОД АСКУЭ к УСПД следует предусматривать по протоколам, основанным на стеке протоколов TCP/IP, с учетом соответствующих отраслевых требований по обеспечению информационной безопасности сетей передачи данных и информационных систем.

19.14.4 Обмен данными между нижним уровнем АСКУЭ (ЦИК) и промежуточным уровнем (УСПД) должен осуществляться посредством цифровых интерфейсов. При этом рекомендуется использовать:

- проводные помехозащищенные каналы (на основе экранированных или оптических кабелей и т.п.);
- GSM/GPRS каналы;
- радиоканалы;
- каналы с использованием PLC-технологии либо другой, не требующей прокладки дополнительных физических линий связи.

19.14.5 Передача данных с промежуточного уровня АСКУЭ (УСПД) на верхний уровень (ЦСОД ЭСО) должна осуществляться посредством цифровых интерфейсов. При этом рекомендуется использовать:

- GSM/GPRS каналы;
- радиоканалы;
- выделенные или коммутируемые телефонные линии связи.

19.14.6 Тип канала связи должен быть согласован с заинтересованными сторонами. Для любых типов каналов связи требуется создавать виртуальную сеть, защищенную от несанкционированного доступа извне.

19.14.7 Требования к средствам связи АСКУЭ должны устанавливаться в технических условиях и соответствующих заданиях на проектирование.

19.14.8 Рекомендуется выбирать пропускную способность каналов передачи данных с не менее чем двукратным запасом.

19.15 Установка технических средств АСКУЭ

19.15.1 Технические средства АСКУЭ неизмерительного назначения (УСПД, модемы и т.д.) следует устанавливать в отдельных шкафах, щитках соответствующего климатического исполнения, оборудованных средствами защиты от несанкционированного доступа.

19.15.2 Технические средства АСКУЭ рекомендуется устанавливать в распределительных устройствах 0,4 кВ.

19.15.3 Следует применять технические решения, в которых предусмотрены отдельные шкафы учета, шкафы наружного освещения и электрические шкафы прочего назначения.

19.16 Защита от несанкционированного доступа

19.16.1 Защита от несанкционированного доступа организуется в соответствии с требованиями ТНПА.

19.16.2 Защита от несанкционированного доступа в части измерительных цепей, счетчиков электроэнергии и УСПД (обязательно при новом строительстве и реконструкции) должна предусматривать:

- пломбирование всех промежуточных клемм, конструкция которых должна предусматривать возможность защиты от несанкционированного доступа;
- соответствие требованиям 19.7.2 и 19.7.3 настоящего технического кодекса;
- использование встроенных способов защиты (защитные пароли, механическая блокировка, контроль открытия крышки корпуса (отсека), ведение журнала событий и т.д.);
- меры организационного характера (пломбирование крышки корпуса, разъемов; ограничение физического доступа к устанавливаемому оборудованию; санкционированность доступа к информации в соответствии с полномочиями; ответственность допущенных лиц за разглашение информации и т.д.).

19.16.3 Защита от несанкционированного доступа в части информационных цепей, остального оборудования, применяемого в составе АСКУЭ, и оборудования ЦСОД (рекомендательно) должна предусматривать:

- пломбирование всех промежуточных клемм. При этом рекомендуется применение специализированных клемм с соответствующими конструктивными возможностями защиты;
- меры организационного характера (пломбирование крышки корпуса, разъемов; ограничение физического доступа к устанавли-

ваемому оборудованию; санкционированность доступа к информации в соответствии с полномочиями; ответственность допущенных лиц за разглашение информации и т.д.);

- использование встроенных способов защиты (защитные пароли, механическая блокировка, контроль открытия крышки корпуса (отсека), ведение журнала событий и т.д.);
- механизмы шифрования передаваемых данных и возможность использования шифрованных каналов связи (требует обоснования);
- создание виртуальных защищенных сетей связи;
- прокладку информационных линий в защитных коробах;
- со стороны ЦСОД – авторизацию и аутентификацию пользователей, пакетную фильтрацию и т.д., а также ограничение физического доступа к серверной части ЦСОД;
- многоуровневость защиты – уровень системы, уровень устройства, уровень задачи, уровень данных.

20 Контроль параметров качества электроэнергии

20.1 Пункты контроля показателей качества электрической энергии (ПКЭ) следует организовывать в центрах питания 10 кВ.

Постоянный контроль показателей качества электрической энергии путем установки стационарного устройства, осуществляющего непрерывный контроль ПКЭ, следует предусматривать:

- на шинах (секциях шин) распределительных устройств генераторного напряжения электростанции;
- на шинах (секциях шин) распределительных устройств понизительных подстанций ЭСО, если среди подключенных потребителей присутствуют потребители категории 1 или/и особой категории 1.

В остальных случаях допускается организация периодического контроля ПКЭ с периодичностью, указанной в ТКП 183.1, с применением переносных устройств.

20.2 Устройства контроля ПКЭ должны удовлетворять требованиям, приведенным в ТКП 183.1. Кроме этого, устройства контроля ПКЭ, устанавливаемые в ТОП для постоянного контроля, должны иметь возможность дистанционного съема данных с использованием стандартных протоколов обмена данными.

При необходимости проектом (проектами) необходимо предусматривать оборудование для оперативного персонала, осуществляющего периодический контроль ПКЭ.

20.3 Автоматизированная система контроля показателей качества электрической энергии (АСКПКЭ) должна строиться как иерархическая система, включающая, как правило, два уровня.

Первый (нижний) уровень включает в себя первичные измерительные компоненты контроля качества электроэнергии (трансформаторы тока, напряжения, устройства контроля показателей качества).

Второй (верхний) уровень – центр сбора и обработки данных (ЦСОД) – должен включать в себя программно-технический комплекс для сбора, хранения, отображения, документирования и обработки данных о ПКЭ электроэнергии.

Допускается организация промежуточного уровня, включающего в себя устройства неизмерительного назначения, осуществляющие сбор и первичную обработку измерений ПКЭ и несоответствий на энергообъекте для их дальнейшей передачи на вышестоящий уровень.

Данные о несоответствиях ПКЭ с энергообъектов должны в автоматизированном режиме передаваться по каналам связи в ЦСОД, организуемые в ЭСО, не реже одного раза в сутки. При необходимости могут организовываться промежуточные ПСОД.

В качестве каналов связи рекомендуется использовать:

- локальную сеть Ethernet (проводная, оптическая, радио-Ethernet);
- выделенные или коммутируемые телефонные линии связи (модемы);
- систему связи регионального сотового оператора (GSM-GPRS);
- радиоканалы.

Связь между устройствами контроля показателей качества и ЦСОД должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим дистанционный сбор и обмен числовыми результатами измерений (ЧРИ) ПКЭ по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ». Передача данных числовых результатов измерения должна осуществляться по запросу ЦСОД.

20.4 При новом строительстве, реконструкции необходимо проводить замеры ПКЭ и в случаях выявления несоответствий определять их причины и конкретных виновников. При несоответствиях показателя качества «Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения» должны учитываться ФВ и ДВ. На основе результатов, при необходимости, на объектах виновника (виновников) несоответствий должны предусматриваться проектные решения по нормализации ПКЭ путем реализации корректирующих и предупреждающих мероприятий (применение на ТП 10/0,4 кВ силовых трансформаторов с симметрирующим устройством).

21 Охрана окружающей среды

21.1 Конструктивные технические решения проектируемых ВЛ, КЛ и ТП в части охраны окружающей среды должны соответствовать требованиям [23].

21.2 При изъятии земель в постоянное пользование для строительства ТП и во временное пользование для сооружения КЛ и ВЛ следует руководствоваться актом выбора места размещения земельного участка, утвержденным в соответствии с НПА.

21.3 Благоустройство, а также мероприятия по озеленению территорий должны осуществляться в соответствии с требованиями ТКП 45-3.02-69.

21.4 При разработке раздела на строительство (реконструкцию) объекта должны быть определены объемы образования строительных отходов согласно классификатору отходов, а также их дальнейшее использование (переработка либо захоронение) в соответствии с [24].

21.5 При размещении новых ТП внутри квартала жилой застройки необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень факторов физического воздействия (шум, электромагнитное излучение) на территории жилой застройки, в соответствии с ТКП 45-2.04-154 и [25].

21.6 Следует предусматривать технически организованный сбор и отведение дождевых и талых вод с кровли зданий ТП.

21.7 При строительстве ВЛ, КЛ и подстанций на особо охраняемых природных территориях следует:

- использовать земли, прилегающие к существующей инженерной инфраструктуре (существующие ВЛ, дороги, квартальные просеки и т.п.), для прокладки КЛ и строительства ВЛ;
- уточнять наличие мест произрастания видов растений, занесенных в [26], в местах строительства и на прилегающих к ним территориях;
- прокладывать трассы ВЛ и КЛ в обход мест произрастания видов растений, занесенных в [26];
- уточнять наличие мест обитания видов животных, занесенных в [26], в местах строительства и на прилегающих к ним территориях;
- при наличии мест обитания видов животных, занесенных в [26], сохранять места обитания (норы, гнезда), а для минимизации вредных воздействий на окружающую среду от работы строительной техники и нахождения рабочих выполнять строительство ВЛ и КЛ в осенне-зимний период;
- не допускать повреждения или уничтожения деревьев и кустарников за пределами охранной зоны ВЛ и КЛ;

- не допускать в местах проведения работ захламления земель строительными и бытовыми отходами;
- складировать строительные материалы на землях, не покрытых лесом;
- использовать существующие дороги для доставки стройматериалов и оборудования.

21.8 Проектные решения должны содержать комплекс мероприятий:

а) по сохранению плодородного слоя почвы и его дальнейшему использованию при снятии плодородного слоя под планируемыми объектами и коммуникациями;

б) по технической рекультивации территории (вертикальная планировка участка, восстановление почвенного покрова; выполнение противоэрозионных мероприятий и т.д.);

в) по сохранности объектов растительного мира (в том числе таксационного плана с указанием сохраняемых, подлежащих пересадке и вырубаемой растительности) при строительстве объектов, расположенных на землях населенного пункта.

21.9 До начала строительных работ должны выполняться мероприятия для сохранности объектов растительного мира в соответствии с требованиями ТКП 45-3.02-69 (5.3).

В случае необходимости удаления объектов растительного мира в проектной документации должны быть предусмотрены компенсационные мероприятия в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Беларусь.

Приложение А

(обязательное)

Перечень сельскохозяйственных потребителей категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения

А.1 К потребителям категории 1¹⁾ относятся:

- а) животноводческие комплексы и фермы:
 - по производству молока на 1 тыс. голов и более с законченным производственным циклом и воспроизводством стада;
 - комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в год;
- б) птицефабрики:
 - по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек;
 - мясного направления по выращиванию 1 млн и более бройлеров в год;
 - хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов, а также гусей, уток и индеек на 10 тыс. и более голов.

А.2 К потребителям категории 2 относятся:

- животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производственной мощностью, чем для потребителей категории 1;
- животноводческие комплексы и фермы по производству молока с учетом технологического резервирования доильных установок;
- тепличные комбинаты и рассадные комплексы;
- кормоприготовительные заводы и отдельные цеха при механизированном приготовлении и раздаче кормов;
- картофелехранилища емкостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией;
- холодильники для хранения фруктов емкостью более 600 т;
- инкубационные цеха рыбоводческих хозяйств и ферм;
- комплексы и фермы по выращиванию молодняка сельскохозяйственных животных;
- комплексы и фермы по выращиванию и откорму молодняка КРС;
- мельнично-крупяные и комбикормовые предприятия, рабочие здания элеваторов, зернохранилищ, силосные норы, отдельно стоящие силосы, здания зерноскладов для хранения зерна и готовой продукции;
- предприятия по производству растительных масел и семян масличных культур;
- предприятия и линии для выработки консервной продукции в герметически закрытой таре.

¹⁾ В соответствии со схемами 2 (см. рисунок 2), 3 (см. рисунок 3), 4 (см. рисунок 4) и 5 (см. рисунок 5) настоящего технического кодекса.

Приложение Б

(обязательное)

Перечень электроприемников сельскохозяйственных потребителей категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения

Таблица Б.1

Наименование электроприемников (групп электроприемников)	Категория надежности
1 Для всех потребителей	
1.1 Канализационные насосные станции, не имеющие аварийного выпуска, или с аварийным выпуском при согласованной продолжительности сброса менее 2 ч	1
1.2 Элементы систем водоснабжения категории 2, повреждения которых могут нарушить подачу воды на пожаротушение	2
1.3 Электронные центры, обслуживающие технологические процессы управления, основные электроприемники которых относятся к категории 1	1
1.4 Отдельно стоящие хлораторные, градирни и станции обезжелезивания	2
1.5 Установки водонапорных башен и др.	2
1.6 Установки теплоснабжения и горячей воды (в том числе котлы-преобразователи)	2
1.7 Котельные согласно СНиП II-35	1; 2
1.7.1 Сетевые и подпиточные насосы в котельных с водогрейными котлами среднего и высокого давления единичной производительностью более 10 Гкал/ч	1
1.8 Насосные станции пожаротушения	1
1.9 Аварийная вентиляция, дымоудаление	1
1.10 Насосные станции обратного водоснабжения	2
2 Комплексы и фермы по производству молока	
2.1 Системы доения коров в стойлах	2
2.2 Системы доения коров в доильных залах	2

Продолжение таблицы Б.1

Наименование электроприемников (групп электроприемников)	Категория надежности
2.3 Рабочее освещение в доильных залах	2
2.4 Системы промывки молокопроводов и подогрева воды	2
2.5 Локальный обогрев телят	2
2.6 Рабочее и дежурное освещение в родильном отделении	2
2.7 Облучение телят	2
2.8 Системы очистки, хранения и охлаждения молока	2
2.9 Переработка (пастеризация) молока	2
2.10 Системы поения коров и телят в родильном отделении	2
2.11 Установки обеспечения микроклимата в телятниках	2
2.12 Установки приготовления кормов (в том числе кормоцехов)	2
2.13 Установки раздачи кормов (стационарные)	2
2.14 Системы навозоудаления при самотечном способе непрерывного действия и отсутствии накопительных емкостей	2
3 Комплексы и фермы КРС	
3.1 Рабочее и дежурное освещение зданий содержания животных	2
3.2 Системы поения	2
3.3 Установки раздачи кормов	2
3.4 Установки приготовления и раздачи кормов на открытых площадках	2
3.5 Системы механизированного приготовления и выпойки молока в телятнике 1-го периода	2
3.6 Кормоприготовление (кормоцеха)	2
3.7 Установки навозоудаления	2
3.8 Система отопления	2
3.9 Системы приточно-вытяжной вентиляции	2

Продолжение таблицы Б.1

Наименование электроприемников (групп электроприемников)	Категория надежности
4 Свиноводческие комплексы и фермы	
4.1 Отопительно-вентиляционные системы в свинарниках-откормочниках	2
4.2 То же, в свинарниках для поросят-отъемышей	1
4.3 Установки приготовления кормов (кормоцеха)	2
4.4 Установки раздачи кормов стационарными средствами	2
4.5 Системы поения животных	2
4.6 Системы освещения (рабочего и дежурного) в помещениях содержания животных	2
4.7 Системы освещения в свинарниках-маточниках	2
4.8 Сооружения по обработке и очистке навозных стоков	2
4.9 Селекционно-гибридные центры, свиноводческие комплексы по выращиванию и откорму свиней производительностью 12 тыс. голов и более с установкой АВР на силовые шкафы управления отопительно-вентиляционных систем	1
4.10 Водозаборные сооружения	1, 2
4.11 Системы вентиляции в свинарниках для опоросов (павильонная застройка)	2
4.12 Системы вентиляции помещений и зон помещений содержания животных, где невозможно осуществить естественное проветривание (с помощью оконных проемов и ворот)	2
4.13 Локальный обогрев поросят в свинарниках для опоросов и в санитарных станках	2
5 Птицеводческие организации	
5.1 Электроприемники с непрерывным технологическим циклом работы птицеводческих организаций с инкубаториями (обязательна установка третьего независимого взаимно резервирующего источника электроснабжения)	1 особая (в соответствии с вариантом 2 схемы 1, рисунок 1)

Продолжение таблицы Б.1

Наименование электроприемников (групп электроприемников)	Категория надежности	
5.2 С установкой АВР на силовые шкафы управления отопительно-вентиляционными системами в птичниках и систем поения и систем освещения: – по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек; – мясного направления по выращиванию 1 млн и более бройлеров в год; – по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов, а также гусей, уток и индеек 10 тыс. и более голов	1	
	1	
	1	
	Птице- фабрики	Птице- фермы
5.3 Системы поения птицы	1	2
5.4 Системы локального обогрева цыплят в первые 20 дней	1	2
5.5 Вентиляция в птичниках с напольным и клеточным содержанием	1	1
5.6 Системы инкубации яиц и вывода цыплят	1	1
5.7 Освещение инкубатория	1	1
5.8 Сортировка яиц и цыплят	1	2
5.9 Транспортировка и обрезка клювов	1	2
5.10 Установки раздачи кормов	2	2
5.11 Системы сбора яиц в птичниках	2	2
5.12 Освещение в помещениях содержания птицы	1	1
5.13 Установки для уборки помета в птичниках	2	2
5.14 Цех убоя	2	2
5.15 Санитарно-убойные пункты	2	2
5.16 Станции перекачки конденсата	2	2
5.17 Цеха подработки кормов	2	2
5.18 Склады кормов	2	2
6 Рыбоводческие хозяйства и фермы		
6.1 Технологическое оборудование инкубационных цехов	2	

Окончание таблицы Б.1

Наименование электроприемников (групп электроприемников)	Категория надежности
7 Предприятия по производству растительных масел и семян масличных культур	
7.1 Автоматическая пожарная сигнализация	1
7.2 Щиты КИП и А	2
8 Мельнично-крупяные и комбикормовые предприятия	
8.1 Основные здания	2
8.2 Производственные корпуса	2
8.3 Рабочие здания элеваторов, зернохранилищ	2
8.4 Силосные норы	2
8.5 Отдельно стоящие силосные башни	2
8.6 Здания для хранения зерна и готовой продукции	2
9 Прочие предприятия и организации	
9.1 Хранилища для овощей и фруктов более 500 т с автоматизированной системой обеспечения микроклимата	2
9.2 Линии и оборудование для выработки консервной продукции в герметичной таре	2
9.3 Тепличные комбинаты и рассадные комплексы	2
9.4 Основные здания и сооружения хлебозаводов	2

Б.1 Допустимый перерыв в электроснабжении потребителей категории 2 устанавливается по согласованию между ЭСО и потребителем и указывается потребителем в заявлении на выдачу технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети.

ЭСО обязана указать в выдаваемых технических условиях согласованную длительность перерыва электроснабжения потребителя для последующего ее включения в техническое задание на проектирование.

При отсутствии со стороны потребителя категории 2 предложений по установлению допустимого перерыва в электроснабжении допустимый перерыв в электроснабжении устанавливается не более 3 ч.

Библиография

- [1] Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» от 5 января 2004 г. № 262-3
- [2] Указ Президента Республики Беларусь 23 февраля 2012 г. № 100 «О мерах по совершенствованию учета и сокращению количества пустующих и ветхих домов в сельской местности»
- [3] Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 16 декабря 2008 г. № 60 «Об утверждении перечня продукции, услуг, персонала и иных объектов оценки соответствия, подлежащих обязательному подтверждению соответствия в Республике Беларусь»
- [4] Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения
М.: Сельэнергопроект, 1981
- [5] Правила электроснабжения
Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394
- [6] СТП 09110.21.182-07 Железобетонные опоры для воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ с покрытыми проводами (ВЛП 10 кВ)
- [7] Инструкция о порядке выполнения работ по проведению обследования, учета, вырубке деревьев (насаждений) и реализации древесины, заготовленной в прилегающих к просекам воздушных линий электропередачи полосах леса, ширина которых определяется высотой деревьев, радиус траектории падения которых превышает установленное безопасное расстояние до крайних проводов воздушных линий электропередачи
Утверждена Министерством лесного хозяйства Республики Беларусь и Министерством энергетики Республики Беларусь 22 ноября 2005 г. № 44/36
- [8] Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами. Книга 5.1. Конструкции деревянных опор 10–20 кВ с подвеской универсального кабеля («Мульти-Виски», «Торсада СН») и совместной подвеской самонесущих изолированных проводов СИП-4 с линейной арматурой компании ENSTO Санкт-Петербург: Филиал «НТЦ электроэнергетики» – РОСЭП, 2008

- [9] СТП 09110.20.186-09 Железобетонные опоры для воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами марки СИП-4и. Технические требования
- [10] Арх. № 1.105.03ТН Прокладка силовых кабелей напряжением до 10 кВ в траншеях
Минск: ОАО «Белсельэлектросетьстрой», 2004
- [11] СТП 09110.20.262-08 Устройство вводов линий электропередачи 220/380 В в производственные, административные и жилые здания. Технические требования
- [12] СТП 09110.20.184-09 Правила совместной подвески проводов ВЛ 0,4 кВ и линий электросвязи
- [13] СТП 09110.20.185-09 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4–35 кВ
- [14] Правила пересечения воздушных линий связи и радиотрансляционных сетей с линиями электропередачи
М.: Министерство связи СССР, 1979
- [15] СО 09110.20.361-04 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрической сети 6–35 кВ
- [16] СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6–35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор
- [17] Международный стандарт
IEC 61000-6-5:2001
МЭК 61000-6-5:2001 Совместимость технических средств электромагнитная.
Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях.
Требования и методы испытаний
- [18] СТП 09110.47.104-08 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий

- [19]** Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп.
М.: Энергоатомиздат, 1986
- [20]** Руководящий документ «Основные положения по автоматизации района электрических сетей (ИАСУ РЭС)»
Минск: Концерн «Белэнерго», 2003
- [21]** СТП 09110.35.122-08 Типовые требования к проектам региональных АСКУЭ и АСКУЭ потребителей
- [22]** СТП 09110.35.126-09 Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ
- [23]** Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» от 26 ноября 1992 г. № 1982-XII
- [24]** Закон Республики Беларусь «Об обращении с отходами» от 20 июля 2007 г. № 271-3
- [25]** СанПиН от 21.06.2010 № 68 Гигиенические требования к электрическим и магнитным полям тока промышленной частоты 50 Гц при их воздействии на население
- [26]** Красная книга Республики Беларусь