

Дата введения: «20» 04 2019 г.
Приказ №143 от «20» 04 2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ГУП «ОКЭС»
Ю.В. Астафьев
«20» 04 2019 г.

**Техническая политика
ГУП «ОКЭС»**

Оренбург - 2019г.



Оглавление

1.	Основные цели и задачи технической политики	3
2.	Требования к построению электрических сетей, технологические и компоновочные решения	5
2.1.	Принципы построения сети 0,4-10 кВ	6
2.2.	Технологические и компоновочные решения 0,4-10 кВ.....	6
3.	Требования к оборудованию и элементам сети	8
3.1.	Распределительные устройства 6-10 кВ	8
3.2.	Выключатели 6-10 кВ	9
3.3.	Трансформаторы собственных нужд и ТП 6-10 кВ.....	10
3.4.	Измерительные трансформаторы	11
3.5.	РЗА и ПА.....	11
3.6.	Учет электроэнергии.....	15
3.7.	Устройства компенсации реактивной мощности	15
3.8.	Ограничители перенапряжений.....	16
3.9.	ЛЭП 0,4-10 кВ.....	17
3.10.	Экологические требования при проектировании, строительстве и эксплуатации электросетевых объектов.....	20
3.11.	Энергосбережение	22
4.	Управление технической политикой	23
4.1.	Система контроля реализации технической политики	24



Введение

Техническая политика ГУП «ОКЭС» (далее по тексту - Техническая политика) разработана в соответствии с Основными техническими направлениями развития распределительных электрических сетей предприятия на период до 2015 года с перспективой до 2020 года, требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации».

Техническая политика ГУП «ОКЭС» является основным документом, определяющим совокупность технических мероприятий и требований к оборудованию и технологическим процессам на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, обеспечение передового технического уровня и безопасности распределительных электрических сетей на основе мировых передовых решений и технологий.

Техническая политика ГУП «ОКЭС» должна использоваться в отношении всех электроустановок, находящихся на праве хозяйственного ведения (балансе) (далее-сети ГУП «ОКЭС»), в т.ч. находящихся в аренде:

- при планировании объемов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевого комплекса ГУП «ОКЭС», использовании новых форм организации обслуживания сетей, при разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами и учета электроэнергии;

- при выдаче технических условий Заявителям при присоединении к электрическим сетям ГУП «ОКЭС» с учетом выполнения требований недискриминационного доступа к электрическим сетям и выполнения требований Законодательных актов РФ в части технологического присоединения;

- предприятиями электротехнического комплекса, занятыми выпуском электрооборудования и электроаппаратов по заказу и техническим заданиям, утвержденными ГУП «ОКЭС»;

- проектными организациями при проектировании объектов нового строительства и реконструкции по техническим заданиям ГУП «ОКЭС»;

- строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов ГУП «ОКЭС»;

Техническая политика разработана с соблюдением всех требований государственных нормативно-распорядительных документов и не заменяет их. Применение настоящего документа сторонними организациями в коммерческих целях равно как и официальные ссылки на данный документ сторонними организациями должны быть согласованы с ГУП «ОКЭС». Настоящий документ не может быть использован в качестве коммерческого предложения со стороны ГУП «ОКЭС» или перспективного планирования производства любыми организациями.

Срок действия: до 2020 года.

1. Основные цели и задачи технической политики

В основу разработанной технической политики легли:

1. Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ ;

- "Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в

некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 36-ФЗ (ред. от 29.12.2014)



- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ;
- «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. №184-ФЗ.
- 2. Постановления Правительства Российской Федерации:
 - "Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики" (вместе с "Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики", "Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики") от 01.12.2009 г. № 977;
 - «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» от 27.12.2004 г. № 861 ;
 - «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006 г. № 41;
 - «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности» от 27.12.2010 г. №1172;
 - «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 г. №442.
 - «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения цен (тарифов) в электроэнергетике») от 29.12.2011 г. № 1178
- 3. Приказы ФСТ России:
 - "Об утверждении Регламента открытия дел об установлении регулируемых цен (тарифов) и отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения" от 04.07.2013 N 28979
 - «Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электроэнергии на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» от 29.07.2010 г. № 174-э/18;
 - «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» от 06.08.2004 г. №20-э/2.
- 4. Приказы Минэнерго России:
 - «Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской электрической сетью) и территориальных сетей организаций» от 14.10.2013 г. №718.

Цель технической политики ГУП «ОКЭС» заключается в эффективном управлении активами предприятия, определении при этом оптимальных условий и основных технических направлений обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить комплекс задач:

- совершенствование технологического управления сетями и применение современных методов планирования развития сетей;
- поддержание достигнутого уровня годности основных фондов сетей и электрооборудования за счет нового строительства, реконструкции и технического



переворужения, вывода из эксплуатации неиспользуемого или малоиспользуемого оборудования и сооружений;

- создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, управления, защиты, передачи информации, связи и систем учета электроэнергии (в том числе, автоматизированных систем управления сетями);
- развитие методов эксплуатации с использованием современных средств диагностики, технических и информационно-измерительных систем;
- обеспечение современного высокого технического уровня сетей посредством использования новых технических решений и технологий;
- повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также фактических потерь электроэнергии в сетях;
- повышение энергоэффективности, энергосбережение;
- совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения деятельности;
- привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития сетей.
-

2. Требования к построению электрических сетей, технологические и компоновочные решения

2.1. Принципы построения сети 0,4-10 кВ

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей 6-10 кВ на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок.

При планировании реконструкции участков сетей, строительстве новых электросетевых зон, строительстве новых узловых центров питания должен осуществляться переход на более высокие классы среднего напряжения (с 6 кВ на 10 кВ).

Устанавливаются максимальные длины воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от класса напряжений и плотности населения (для плотно населенных районов/ для районов с малой плотностью населения):

- для ВЛ (КЛ) 6-10 кВ - 10/20 км;
- для ВЛ (КЛ)-0,4 кВ - не более 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 3 км суммарной длины ВЛ-0,4 кВ. В городской и сельской местности протяженность ВЛ (КЛ) варьируется в зависимости от типа применяемой конструкции ТП.

Увеличение длины линий по сравнению с вышеприведенными данными допускается при наличии технико-экономического обоснования.

Требования к построению электрических сетей:

- формирование системы электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;
- потребители III категории надежности электроснабжения должны быть запитаны от одного источника электроснабжения,
- потребители I и II категории надежности должны быть запитаны от двух независимых источников (от разных ТП или с разных секций шин 2-х трансформаторных ТП при условии раздельной работы трансформаторов), получающих питание с разных секций шин центров питания,
- для особой группы электроприемников должен быть предусмотрен резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.
- запрещаются врезки в существующие ЛЭП 6-10 кВ ГУП «ОКЭС» от центров питания (ПС с первичным напряжением 220-35 кВ) до РП 6-10 кВ.



- не разрешается осуществлять врезки в распределительную сеть ГУП «ОКЭС» ТП-6-10 кВ сторонних организаций.

- разрешается присоединение ЛЭП 6-10 кВ сторонних организаций от свободных или вновь установленных ячеек в РП 6-10 кВ и ТП-6-10 кВ ГУП «ОКЭС», от ВЛ-6-10 кВ отпайками, оборудованными реклоузером.

Основным принципом построения сетей ВЛ 6-10 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания или разных секций шин одного центра питания (секционирующий пункт с автоматическим или ручным включением резерва) с обеспечением установленных требований к параметрам качества электрической энергии всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим). Магистральные линии 6-10 кВ должны быть выполнены проводом одного сечения на опорах повышенной механической прочности и подвесных изоляторах, оснащенные автоматическими или ручными секционирующими пунктами столбового исполнения. Разрешается, при наличии технико-экономического обоснования, установка вместо автоматического секционирующего пункта, секционирующего пункта на разъединителях.

В сетях с кабельными линиями 6-10 кВ следует применять радиальную 2-лучевую или петлевую схему. Схемы построения следует осуществлять на основании Главы 4.3 Инструкции по проектированию.

При осуществлении технологического присоединения новых потребителей на напряжении 0,4 кВ и выполнении ремонтных работ на ВЛ данного класса напряжения, связанных с необходимостью замены провода на участках существующих ВЛ, выполненных неизолированным проводом, разрешается использовать провод СИП 2.

2.2. Технологические и компоновочные решения 0,4-10 кВ

ТП (РП) 6-10/0,4 кВ.

Основным направлением развития электрических сетей 6-10/0,4 кВ в сельской местности в целях снижения потерь, увеличения возможности присоединения потребителей и повышения надежности электроснабжения должно применяться техническое решение по приближению пунктов трансформации электроэнергии к потребителю, в т.ч. установкой МТП, СТП.

В населенных пунктах, районных центрах, вблизи школ, больниц, прочих мест массового пребывания населения следует применять малогабаритные комплектные ТП киоскового типа, в металлическом корпусе с полностью изолированными выходами (провода, элементы вводов, аппаратные зажимы).

В электрических сетях городов следует применять малогабаритные комплектные трансформаторные подстанции, органично вписывающиеся в архитектуру населенных пунктов.

Основные требования к ТП:

- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- надежность трансформаторных подстанций (далее ТП) при работе в различных климатических условиях;

Технологические решения должны выбираться из условий сокращения площадей ТП путем оптимизации схемно-компоновочных решений и применения жесткой ошиновки;

Конструкции КТП должны выполняться:

- в металлическом корпусе;



- с наружным или внутренним обслуживанием в зависимости от назначения и мощности подстанции;
- контейнерного и модульного типов;
- с возможностью установки новой коммутационной аппаратуры на стороне 6-10 кВ, блоков рубильник - предохранитель на стороне 0,4 кВ;

Столбовые подстанции СТП-6-10/0,4 кВ мощностью до 100 кВА, мачтовые подстанции МТП-6-10/0,4 кВ мощностью до 250 кВА должны предусматриваться для электроснабжения небольших или сезонных нагрузок (автомобильные заправочные станции, скважины водозаборов, жилые застройки с количеством домов не более 20 шт и т.д.) где затруннен отвод земли под ТП. Щит 0,4 кВ разрешается компоновать автоматическими выключателями для подключения СИП не менее 50 мм² с установкой вводного рубильника типа РПС, РЕ.

При проектировании и заказе ТП применять следующие технические решения:

- двери ВН и НН должны иметь резиновое уплотнение, возможность установки наружного навесного замка, шторы на вентиляционный отверстие,
- цвет КТП RAL-5017 светло – синий. Окраска КТП порошковыми полиэфирными эмалями с улучшенными адгезионными свойствами (фосфотация), размер логотипа -210x295 мм,
- защита от перенапряжений на стороне ВН и НН должна осуществляться ограничителями перенапряжений (ОПН и ОПН-Н),
- необходимо предусматривать блокировку согласно типовых проектов и требований ПУЭ,
- для ввода в КТП ВЛИ-0,4 кВ необходимо предусматривать проходные сальники под СИП 3x120+1x120+2x16 мм², согласно количеству отходящих групп,
- внутри КТП должно быть крепление для прокладки ВЛИ-0,4 кВ к рубильникам,
- соединение РУВН и РУНН с трансформатором выполняется жесткой ошиновкой,
- предусматривать сечение нулевой рабочей шины равной сечению фазной шины,
- в ячейке трансформатора необходимо монтировать барьер или сетчатое ограждение для исключения поражения электрическим током,
- кронштейн ВВ должен быть оснащен изоляторами ШС-10И, на кронштейне НВ предусмотреть петли для крепления анкерных зажимов типа РА1500,
- в ТП с кабельными вводами ВН (НН) при наличии коридоров обслуживания в РУВН (РУНН) предусматривать люки для доступа в цокольную часть ТП, при их отсутствии – не закрывать полы под линейными ячейками КСО-366,
- напряжение на вводной рубильник и на рубильники отходящих групп подается сверху на неподвижные контакты. Фидер уличного освещения выполнять на базе ПМ-12-100А.
- предусмотреть учет уличного освещения в отдельном шкафу внутри ТП, внутреннее освещение в КТП 24 В.

Для комплектации КТП различных модификаций (киосковые, блочно-модульные в корпусе из листового металла) рекомендуются к применению:

- трансформаторы типа ТМ, ТМГ мощностью 25-1000 кВА с гарантированным количеством циклов сжатия - растяжения 50 тысяч и сроком службы не менее 30 лет,
 - $V_{\text{масла}} \leq 600 \text{ кг}$,
 - сухие трансформаторы для ТП, встроенных в здания, и малогабаритные ТП, сооружаемые в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки,
 - схемы соединения обмоток: /Z-до 250 кВА включительно, Y/Y-11- остальные,
- Требования к капитальному ремонту трансформаторов ТМ:
- при ремонте трансформаторов заливать масло ГК.

Не рекомендованы к применению:

- трансформаторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;



- трансформаторы типа ТМГ с гарантированным количеством циклов сжатия - растяжения менее 50 тысяч;

Основные требования к трансформаторным подстанциям:

- срок службы КТП установленный заводом изготовителем должен составлять не менее 25 лет;

- высокая заводская готовность КТП, обеспечивающая монтаж и ввод в эксплуатацию в короткие сроки;

- высокая устойчивость к коррозии корпуса КТП (высокое качество лакокрасочного покрытия, использование оцинкованной стали, горячекатаного металла, неметаллов) толщина металла должна быть не менее 1,5-2 мм, гарантийный срок службы по коррозионной стойкости корпуса не менее 25 лет;

- крепление дверей РУ должно быть выполнено на внутренних петлях, замки на дверях должны иметь простую и надежную конструкцию;

- в качестве уплотнителей на дверях КТП, использование долговечных материалов устойчивых к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от + 40° С до - 45 ° С);

- обязательно наличие над дверями отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь КТП;

- конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены КТП;

- ввод в КТП выполнять изолированным проводом. В случае применения конструкции с проходными изоляторами в профиле корпуса КТП предусматривать специальные приливы (возвышения) для исключения попадания влаги под изолятор;

- в КТП столбового исполнения без коммутационной аппаратуры использовать трансформаторы, позволяющие устанавливать их на опоре с применением дополнительных конструкций, корпус одновременно должен являться несущей рамой.

- трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 11677 - 85;

- в РУ 0,4 кВ предусматривать установку рубильников типа РПС, РЕ, обеспечивающих надежность рабочих контактов, при отключении - видимый разрыв цепи; болты для крепления провода в клеммных зажимах выключателя должны быть выполнены под отвертку или гаечный ключ (исключить применение болтов под шестигранник);

- на КТП с воздушным вводом 10 кВ использовать предохранители ПК, установленные в корпусе КТП (не в оголовке);

- электрические соединения выполнять преимущественно на аппаратных зажимах с минимальным количеством сварных соединений;

- для защиты от грозových перенапряжений необходимо использовать взрывобезопасные ограничители перенапряжений (ОПН) с повышенной энергоемкостью;

- цветовое решение должно соответствовать корпоративным цветам ГУП «ОКЭС».

Запрещаются к применению при новом строительстве и реконструкции:

- мачтовые и комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования, КТП(А) сельского типа на Т-образных опорах либо 4-х опорах типа ПТ-43(35), ГКТП, КТП типа «Сити» и подобные им.

КЛ 6 – 10-0,4 кВ.

Основными принципами построения КЛ напряжением 6-10-0,4 кВ в городах является применение петлевых или многолучевых схем (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии.



При прокладке КЛ-10 кВ необходимо использовать:

- силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией, пропитанной нерасплаивающимся специальным составом, и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающей синтетической массой (марки ААБ2л, АСБл, ААБ2лШв).

При прокладке КЛ-0,4 кВ необходимо использовать четырехжильные кабели марки ААБлШву с нулевой жилой, сечение которой равно сечению фазной.

При выполнении ремонтных работ по замене (выносу) участков КЛ 10 (6) кВ необходимо применять кабель конструктивно идентичный заменяемому.

ВЛ 10- 0,4 кВ.

ВЛ-0,4 кВ выполняются в трехфазном 4-проводном исполнении с применением самонесущих изолированных проводов. Длина линий должна быть определена исходя из условий обеспечения требуемых технико-экономических показателей линии и надежности электроснабжения потребителей.

Основными техническими направлениями развития ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;

Общие требования к линиям электропередачи:

- элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с учетом зон по ветру и гололеду с повторяемостью РКУ 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта. В этой связи должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кН/м для ВЛ 6-10 кВ и не менее 30 кН/м - для ВЛ-0,4 кВ;

- промежуточные опоры должны закрепляться в грунте без анкерных плит в сверленные котлованы глубиной 2,2 м и диаметром 350-340 мм,

- необходимо использовать опоры

- сложные опоры должны закрепляться в грунте с анкерными плитами только в случае расположения линии на болотистых грунтах и затапливаемых участках,

- ВЛ 6-10 кВ в лесопарковой зоне и в стесненных условиях при соответствующем обосновании выполняются с использованием защищенных проводов.

Для защиты от перенапряжений ВЛ 6-10 кВ следует применять:

- ограничители перенапряжений нелинейные в ТП с установкой комплектов грозозащиты,
- заземление опор, сопротивление заземления не должно превышать норм,
- РДИП для ВЛЗ.

3. Требования к оборудованию и элементам сети

3.1. Распределительные устройства (РУ) 6-10 кВ

Технические требования к распределительным пунктам (РП) 6-10 кВ:

- при проектировании РП необходимо индивидуально подходить к выбору схемы РУ, состава компонентов комбинированных коммутационных аппаратов с тем, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, исключить возможность ошибочных действий при оперировании, вписаться в отведенную площадку строительства и, при этом, понести минимальные затраты в сравнении с другими возможными вариантами строительства РП путем проведения их технико-экономического сравнения;

- в городах, поселках городского типа, как правило, используются РП 6-10 кВ закрытого исполнения в блочно-модульном или кирпичном исполнении;

- срок службы (установленный заводом изготовителем) РП должен составлять не менее 25 лет;

- при реконструкции и вновь сооружаемом РП устанавливать с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов ячейки КСО с вакуумными выключателями, оснащать устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации, системой



пожарной сигнализации, предусматривать установку быстродействующей защиты от дуговых коротких замыканий, основанной на оптическом принципе;

- при неполной реконструкции, если это не снижает надежность работы системы и обосновано с точки зрения унификации и организации эксплуатации объекта допускается использование оборудования аналогичного существующему на данном объекте;
- в конструкции РП должна быть предусмотрена возможность установки дополнительной ячейки КСО при наличии технико-экономического обоснования;
- высокая устойчивость к коррозии корпуса РП в блочно-модульном исполнении (высокое качество лакокрасочного покрытия, использование оцинкованной стали, горячекатаного металла, неметаллов) толщина металла должна быть не менее 1,5-2 мм, гарантийный срок службы по коррозионной стойкости корпуса не менее 25 лет;
- ширина коридоров должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее 1,2 м;
- полы помещений РП должны выполняться на одной отметке по всей площади. Конструкция полов должна исключать возможность образования цементной пыли. Не допускается устройство порогов в дверях между отдельными помещениями и в коридорах;
- рекомендуется предусматривать обогрев и системы кондиционирования помещений РП;
- для защиты от грозовых и коммутационных импульсных перенапряжений необходимо использовать взрывобезопасные ограничители перенапряжений нелинейный (ОПН) с повышенной энергоемкостью;
- крепление дверей РУ должно быть выполнено на внутренних петлях, замки на дверях должны иметь простую и надежную конструкцию;
- в качестве уплотнителей на дверях РП, использовать долговечные материалы устойчивые к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от + 40° С до - 45 ° С);
- обязательно наличие над дверями отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь РП;
- конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены РП;
- цветовое решение должно соответствовать корпоративным цветам ГУП «ОКЭС».

3.2. Выключатели 6-10 кВ

Технические требования к выключателям 6-10 кВ:

- в сетях напряжением 6-10 кВ следует применять вакуумные выключатели для установки в РП 6-10 кВ и пункты секционирования (реклоузеры) на ВЛ;
- надежная работа при отключении рабочих токов и токов к.з. в пределах установленного коммутационного ресурса;
- ресурс по коммутационной способности при отключении номинальных токов: не менее 50 тыс. операций В/О для линейных, вводных и секционных выключателей;
- ресурс по коммутационной способности при номинальном токе отключения: не менее 50 операций В/О;
- наличие в комплекте поставки устройств, позволяющих управлять коммутационными аппаратами под напряжением при отсутствии оперативного тока, в том числе с применением переносных блоков для «ручного» управления;
- наличие у одного производителя линейки выключателей с параметрами до $I_{ном} = 3,5$ кА с целью унификации оборудования в пределах одного энергообъекта;
- быстродействие в сочетании с низким уровнем коммутационных перенапряжений;
- выполнение нормируемых коммутационных циклов;
- электромагнитная совместимость и высокая надежность систем и блоков управления;
- возможность работы без проведения внеочередных, текущих и средних ремонтов в течение всего срока службы (25 лет);
- максимальный срок гарантии фирмы - производителя, но не менее 7 лет.



3.3. Собственные нужды РП

Технические требования к собственным нуждам (СН) РП 6-10 кВ:

- применять трансформаторы СН (ТСН) с масляной изоляцией ТМГ, а также с целью понижения взрыво-пожарной безопасности рекомендуется применять ТСН с сухой изоляцией типа ТЛС с пониженным уровнем шума и вибрации;
- обеспечивать раздельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР;
- использовать в качестве вводных и отходящих защитных аппаратов в панели собственных нужд (ПСН) селективные автоматические выключатели;
- в РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя;
- при конструкции РП, не позволяющей размещать ТСН, обеспечивать питание СН от силовых трансформаторов.

Не рекомендованы к применению:

- трансформаторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;
- трансформаторы типа ТМГ с гарантированным количеством циклов сжатия - растяжения менее 50 тысяч.

3.4. Измерительные трансформаторы

Требования к измерительным трансформаторам 6-10 кВ:

- использование измерительных трансформаторов тока (ТТ) с литой изоляцией, трансформаторов напряжения (ТН) с литой и (или) масляной изоляцией;
- в ячейках с ТН должны быть приняты меры по предотвращению резонансных повышений напряжения;
- иметь срок службы не менее 30 лет;
- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;
- для учета электроэнергии применять ТТ с классом точности обмоток не ниже 0,5 (0,5S);
- конструкция ТТ должна быть рассчитана на различное рабочее положение трансформатора в шкафу РУ или камере КСО и обеспечивать повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- ТТ должны иметь не менее двух вторичных обмоток для присоединения релейной защиты, учета электроэнергии и измерения с соответствующими коэффициентами безопасности, кратности и классами точности;
- ТТ должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 23625-2001 «Трансформаторы напряжения измерительные лабораторные. Общие технические условия».

3.5. Устройства релейной защиты и автоматики

3.5.1. Общие положения

Комплексы релейной защиты и автоматики (РЗА) применяемые на современных объектах ГУП "ОКЭС" должны максимально соответствовать всем требованиям (быстродействие, чувствительность, надежность, селективность) и задачам (поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА; обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна; внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям; повышение качества расчета параметров срабатывания), предъявляемым к устройствам РЗА в целом, для надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей.

Основным направлением развития РЗА является применение микропроцессорных малообслуживаемых устройств, но в виду особенностей функционирования распределительного сетевого комплекса применение микропроцессорных устройств РЗА может быть не всегда оправдано экономически, поэтому допускается применение современных устройств РЗА с высоконадежными электромеханическими реле, а также:

- при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов ГУП "ОКЭС", если это не



снижает надежность работы РЗА и обосновано с точки зрения унификации и организации эксплуатации объекта;

- на действующих объектах – для замены реле, вышедших из строя или выработавших указанный заводом–изготовителем срок эксплуатации.

При проектировании нового РП, либо комплексной реконструкции РП, в пределах РУ одного уровня напряжения должно применяться оборудование одного производителя для однотипных равно функциональных защит.

При модернизации первичного оборудования должна проводиться и, в случае необходимости, модернизация РЗА.

При эксплуатации морально устаревших устройств РЗА необходимо обеспечить сохранение их эксплуатационных параметров (проведение технического обслуживания, оперативное устранение дефектов, квалифицированное оперативное обслуживание).

3.5.2. Требования к современным устройствам РЗА

Современные системы и аппараты РЗА должны обеспечивать:

- снижение времени отключения токов короткого замыкания на основе повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения путем повышения чувствительности устройств РЗА;
- возможность снижения эксплуатационных затрат;
- повышение надежности функционирования устройств РЗА.

Полный средний срок службы микропроцессорного устройства РЗА (УРЗА) должен быть не менее 12 лет; средняя наработка на отказ не менее 100 тыс. часов.

Микропроцессорные устройства должны обеспечивать следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления (для устройств РЗА, воздействующих на выключатели);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Устройства не должны срабатывать ложно и должны не повреждаться:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Устройства должны обеспечивать хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения. Ход часов и зафиксированные данные в памяти должны сохраняться при пропадании оперативного питания на время до трех лет.

Модернизация (реконструкция) должна предпочтительно производиться комплексно, с полной



заменой УРЗА всего объекта, допускается поэтапная замены УРЗА по присоединениям или покомлектно. Должна обеспечиваться совместимость с эксплуатируемыми традиционными устройствами.

До начала проведения модернизации с применением микропроцессорных устройств РЗА должно проводиться обучение персонала по обслуживанию и расчетам уставок данных устройств.

При установке микропроцессорных устройств РЗА на объекте должно производиться исследование электромагнитной обстановки.

Микропроцессорные устройства РЗА должны удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости:

1) Защиты должны быть устойчивы к повторяющимся затухающим колебаниям частотой 1 МГц по ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-95) при степени жесткости испытаний 3.

2) Защиты должны быть устойчивы к наносекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.4-99 (МЭК 61000-4-4-95) при степени жесткости испытаний 4.

3) Защиты должны быть устойчивы к электростатическим разрядам по ГОСТ Р 51317.4.2-99 (МЭК 61000-4-2-95) при степени жесткости испытаний 4.

4) Защиты должны быть устойчивы к микросекундным импульсным помехам большой энергии по ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) при степени жесткости испытаний 4.

5) Защиты должны быть устойчивы к воздействию МППЧ по ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93) при степени жесткости 4:

- 30 А/м - для непрерывного магнитного поля;
- 300 А/м - для кратковременного магнитного поля.

6) Защиты должны быть устойчивы к воздействию импульсного магнитного поля 300 А/м по ГОСТ 29280-92 при степени жесткости испытаний 4.

3.5.3. Требования к оснащению устройствами телемеханики РП 6-10 кВ

- при реконструкции или вновь сооружаемом РП предусматривать установку устройств телемеханики (УТМ), позволяющих сократить время принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗА;

- УТМ, устанавливаемые на разных РП, должны быть унифицированные. Должна предусматриваться дальнейшее объединение УТМ в единую систему.

3.5.3. Требования к оснащению устройствами РЗА ЛЭП 6-10 кВ

Для линий электропередач (ЛЭП) в сетях напряжением 6-10 кВ с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ, действующие на отключение и от однофазных замыканий на землю, действующие на отключение или сигнал. При отключении ЛЭП 6-10 кВ от токовой защиты должен обеспечиваться ввод АПВ (автоматическое повторное включение). Отказ от применения АПВ должен быть обоснован.

Техническая политика в области определения мест повреждения на ЛЭП направлена на решение следующих задач:

- повышение точности определения мест повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-10 кВ (определение места ОЗЗ в сетях 6-10 кВ необходимо выполнять с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений);
- сокращение времени определения места повреждения;
- сокращение издержек на поиск места повреждения.

На ЛЭП 6-10 кВ от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена одним из следующих способов:

- селективной защиты, действующей на сигнал или на отключение линий, питающих электроустановки потребителей, имеющих резервное питание, а также электроустановки сети собственных нужд электростанций;
- селективной защиты, устанавливаемой на всех отходящих линиях, питающих сеть и неселективной



резервной защиты, действующих на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

- устройства контроля изоляции, при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами.

При реконструкции отдельно стоящих комплектных распределительных устройств наружной установки (КРУН), предусматривать их замену на реклоузеры и пункты учета и секционирования (ПУС).

3.5.4. Требования к оснащению устройствами автоматического ввода резерва

Устройства автоматического ввода резерва (АВР) должны предусматриваться в сетях потребителя I категории надежности электроснабжения для восстановления питания путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Требования к АВР:

- АВР срабатывает за минимальное время после обесточивания сети;
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины;
- АВР срабатывает однократно. Это определено невозможностью неоднократного подключения источников резерва к системе с не устранённым КЗ

3.6. Учет электроэнергии

3.6.1. Требования к организации точек измерения

При организации коммерческого учета средства измерений электрической энергии необходимо, как правило, устанавливать на границе балансовой принадлежности между субъектами розничного рынка электрической энергии, в соответствии с действующим законодательством.

На объектах электросетевого комплекса (подстанциях, ТП, РП и т.д.) ГУП «ОКЭС» должен обеспечиваться достоверный учет активной и реактивной составляющей электроэнергии:

- переданной/отпущенной электроэнергии конечным потребителям по линиям, присоединенным к РУ РП 6-10 кВ;
- переданной/отпущенной электроэнергии конечным потребителям и смежным субъектам розничного рынка электроэнергии, присоединенным к линиям электропередач;
- переданной/отпущенной электроэнергии в смежные сетевые организации по линиям, присоединенным к РУ 6-10 кВ РП.

Средства измерений активной и реактивной электрической энергии в распределительных устройствах 6 - 10 кВ РП устанавливаются на присоединениях линий электропередач, отходящих от шин РП.

Средства измерений электрической энергии в ТП (РП) - 6, 10 кВ устанавливаются на существующих объектах в РУ 6 - 10 кВ РП и в обязательном порядке при строительстве новых объектов (для учета отпущенной электрической энергии в сети ГУП «ОКЭС»), а так же на линиях электропередачи 0,4 кВ, на границе раздела и вводах трансформаторов.

Для потребителей - граждан, проживающих в индивидуальных жилых домах установка счетчиков электрической энергии должна быть осуществлена преимущественно в выносных шкафах, устанавливаемых на заборах, фасадах жилых домов (хозяйственных построек) или опорах линий электропередач. Комплектация выносного шкафа должна включать в себя: прибор учета, автомат и ОПН. Требования к выносному шкафу учёта: возможность снятия показаний без



открытия дверцы шкафа, возможность опломбирования шкафа для фиксации проникновения к прибору учёта.

Организация учета на границе балансовой принадлежности индивидуальных жилых домов потребителей-граждан, организация общедомового учета на границе балансовой принадлежности многоквартирных жилых домов (в т.ч. в ВРУ), организация учета на границе балансовой принадлежности потребителей - юридических лиц, должна выполняться в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в установленном порядке в ГУП «ОКЭС».

Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения устанавливаются в случаях, когда невозможна установка счетчиков прямого включения.

Подключение счетчиков к трансформаторам напряжения следует выполнять отдельными кабелями с использованием автоматических выключателей (предохранителей), для защиты цепей напряжения. При этом должна быть предусмотрена возможность опломбирования ячеек и кнопок коммутационных аппаратов для фиксации несанкционированного оперирования ими.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Для обеспечения возможности замены счетчика и подключения эталонного счетчика без прекращения передачи электрической энергии, подключение цепей тока и напряжения к электросчетчику должно быть произведено через испытательную коробку (специализированный клеммник) с возможностью ее последующего опломбирования.

Основные марки счетчиков, используемых в ГУП «ОКЭС»:

- однофазные однотарифные –СЕ-101 либо ЦЭ6807П (или аналогичные),
- трехфазные однотарифные –СЕ-302 либо ЦЭ6803ВМ(или аналогичные),
- микропроцессорные многофункциональные (организация фидерного учета)-ЦЭ6850М(для непосредственного включения и включения через ТТ)
- СЭТ-4ТМ-02М, СЭТ-4ТМ-03М(или аналогичные).

3.7. Устройства компенсации реактивной мощности

В соответствие с ПУЭ гл.1.2. и Приказом Минпромэнерго России от 22.02.2007г. №49 для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности сети при выдаче технических условий на присоединение энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью свыше 150 кВт для компенсации реактивной мощности в разделе ТУ «Заявитель осуществляет» необходимо предусматривать установку статических компенсирующих устройств.

3.8. Ограничители перенапряжений

В сетях 6-10 кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов, электрооборудования пунктов секционирования и автоматического включения резерва.

Номинальное значение разрядного тока ОПН выбирают 10 кА:

- в районах с интенсивностью грозовой деятельностью более 50 грозовых часов в год;
- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;
- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

Следует применять ОПН на основе оксидно--цинковых варисторов, с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем, взрывобезопасного исполнения.

ОПН должен быть отстроен от работы при перенапряжениях, вызванных однофазными дуговыми замыканиями на землю.



Выбор типа применяемого ОПН, в том числе для замены вентильных разрядников, должен быть обоснован расчетом в соответствии с действующими методиками выбора.

Для выбора энергетических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных перенапряжений.

Во всех точках сетей 6-10 кВ, где ранее предусматривалось применение вентильных разрядников РВО, следует применять ОПН с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями 7,2-7,6 кВ и 12-12,7 кВ, соответственно.

Технические требования к ОПН 6-35 кВ:

U _{НОМ} , кВ	6	10	35
Номинальный разрядный ток, А	510	510	510
Защитный уровень - не выше, кВ _{имп.}	27	45	130
Пропускная способность - не менее, А	250	250	400
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (не менее), кВ	7,2	12	40,5
Удельная энергия, кДж/кВ	3	3	4,5
Срок службы (не менее), лет	30	30	30

На ВЛ-10 кВ, с целью уменьшения числа устанавливаемых аппаратов, допускается применение ОПН, совмещающие в себе функции механического опорного элемента и защиты от бросков напряжения.

3.9. ЛЭП 0,4-10 кВ

3.9.1. Кабельные ЛЭП 0,4-10 кВ

Варианты прокладки кабельных линий электропередач:

- прокладка в грунте, преимущества: сравнительно низкая стоимость, возможность контроля при прокладке кабеля по всей длине,

- метод горизонтального направленного бурения (ГНБ), преимущества: пересечение сложных объектов (парки, магистрали и ж/ж пути), сокращенные сроки строительства (7-10 дней),

- кабельный коллектор (канал), преимущества: удобство технического обслуживания кабелей, наилучшие условия теплоотвода, возможность прокладки 4-х и более кабелей.

Основные марки применяемого кабеля: ААБШв, ААБл, АВБбШв в земляных траншеях с защитой полнотелым кирпичом.

При прокладке кабельных линий в трубе применять трубу ПНД, d=160-200 мм.

Выбор сечения кабеля выполняется по величине длительно допустимого тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, температуру и тепловое сопротивление грунта согласно стандарта на используемый силовой кабель.

При этом необходимо выполнить расчеты кабеля и его экрана на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, на потери и отклонение напряжения в линии.

Сечение кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 20 лет.

Необходимо применять:



- кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно- сшитых полимеров с пластичной памятью формы типа СТП, КВТП, КМТП,
- кабельные наконечники типа ТА.

Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры, должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях.

Соединительные, концевые муфты и вводы в КРУЭ должны иметь:

1. Электрическую прочность ко всем видам перенапряжений, возникающих в электросети.
2. Устойчивость к агрессивной среде и механическую прочность, близкую к прочности кабеля.
3. Срок службы не меньше 35 лет.
4. Технологию быстрого и качественного монтажа в полевых условиях.
5. Для монтажа следует применять муфты сборного типа с предварительной проверкой и испытанием соответствующих узлов на заводе-изготовителе.

Соединительные и концевые муфты, применяемые ГУП «ОКЭС» должны быть термоусаживаемыми муфтами производства ЗАО «ПЗЭМИ».

3.9.2. Воздушные линии ЛЭП 0,4-10 кВ

При осуществлении технологического присоединения новых потребителей на напряжении 0,4 кВ и выполнении ремонтных работ на ВЛ данного класса напряжения, связанных с необходимостью замены провода на участках существующих ВЛ, выполненных неизолированным проводом, разрешается использовать провод СИП 2.

При осуществлении технологического присоединения новых потребителей на напряжении 6-10 кВ и выполнении ремонтных работ на ВЛ данного класса напряжения, связанных с необходимостью замены провода на участках существующих ВЛ, выполненных неизолированным проводом, работы должны выполняться преимущественно с сохранением существующего конструктивного исполнения линии.

3.9.3. Провода и арматура ВЛ 6-10 кВ

Новое строительство и реконструкцию существующих линий электропередачи следует осуществлять на установленный срок службы по элементам ВЛ не менее 40 лет.

Необходимо применять покрытия металлоконструкций, прошедших сертификацию, обеспечивающих защиту металлоконструкций от коррозии, а также эстетику ВЛ на длительный срок.

В лесной местности и при стесненных условиях застройки при реконструкции и новом строительстве применять ВЛЗ с защищенным проводом СИП-3.

В стесненных условиях предусматривать совместный подвес ВЛЗ и ВЛИ.

Необходимо применять изоляторы ПС-70Е, ШС-10П(1), разъединители РЛНД-СЭЩ-10 с фарфоровой изоляцией.

При переходах через автомобильные дороги и надземные инженерные коммуникации использовать стойки типа СВ 164-12, изготавливаемые по ТУ 5863-00700113557-94, с подвесной изоляцией из изоляторов ПС-70Е.

На анкерных опорах применять только подвесную арматуру.

Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм², ответвление - 50 мм²

Линейная арматура ВЛЗ должна быть сертифицирована в России, соответствовать Европейскому стандарту CENELEC CS, а также иметь заключение от отраслевой испытательной



лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненными по стандарту РФ ГОСТ Р 52373-200.

Для СИП-3 на анкерных опорах использовать изоляторы ПС-70 с клиновыми зажимами.

Защита от атмосферных перенапряжения ВЛЗ должна выполняться путем установки на провода ВЛ длинноискровых разрядников петлевого типа на всей протяженности ВЛЗ для защиты от индуктированных перенапряжений, а также данная защита должна быть дополнена установкой длинноискровых разрядников модульного типа в некоторых точках ВЛЗ как защита от прямых ударов молнии.

Запрещено к применению:

- для ВЛ 6-10 подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;
- железобетонные стойки СВ 110-3,5 и СВ 105-3,6;
- дугозащитные рога на ВЛ с защищенными проводами;
- полимерная изоляция.

3.9.4. Провода и арматура ВЛ-0,4 кВ.

Требования:

- повышение устойчивости изоляции СИП к температурным воздействиям и окружающей среде;
- заявленный срок службы провода и линейной арматуры не менее 40 лет;
- создание необслуживаемых воздушных линий;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от гололедных и ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов;
- технологичность монтажа и ремонта в условиях эксплуатации;
- элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью РКУ (расчетно-климатические условия) в соответствии с ПУЭ изд. 7 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта;
- ВЛ-0,4 кВ должны выполняться в трехфазном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистральной) от подстанций 6-20/0,4 кВ. Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 50 мм² (по алюминию);
- ВЛ-0,4 кВ должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов и арматурой NILED и ENSTO ;
- протяженность линий должна ограничиваться условиями по критерию обеспечения установленных требований к параметрам качества электрической энергии, надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии);
- на вводах к абонентам рекомендуется устанавливать устройства для ограничения потребляемой мощности. Устройства ограничения мощности должны обеспечивать автоматическое отключение абонента от электрической сети в случае превышения на 20% мощности его электроустановок и обратное включение с выдержкой времени;
- конструкции опор и других элементов ВЛ напряжением 0,4 кВ, должны позволять выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.),
- устанавливать в начале и в конце магистрали ВЛИ-0,4 кВ на всех проводах зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносных заземлений..



Для магистралей применять СИП-2 (с изолированной несущей нулевой жилой из сплава алюминия), изготовленного в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 31946-2012, сечение не менее 70 мм² с дополнительной жилой сечением не менее 16 мм² для наружного освещения.

Для монтажа ответвлений к вводам в здания применять провод СИП 4 сечением не менее 4х16 мм² или 2х16 мм².

Линейная арматура должна быть сертифицирована в России, соответствовать Европейскому стандарту CENELEC CS, а также иметь заключение отраслевой испытательной лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненному по межгосударственному стандарту ГОСТ 31946-2012.

Линейная арматура для СИП должна отвечать следующим требованиям:

- кронштейны анкерные для магистральных проводов должны выдерживать разрушающую нагрузку в диапазон 1500-1700 даН для сечения жил 50-70 мм² и 2000-2200 даН – для сечения жил 95-150 мм², должны иметь отверстие под крепежный болт или шпильку, материал- антикоррозийный сплав;

- в ответвительных зажимах затяжные болты магистрального провода должны быть изолированы от контактных пластин, снабжены срывной головкой, выполненной из алюминиевого сплава;

- для присоединения ответвления к абонентам и подключения светильников должны применяться зажимы с отдельными болтами для затяжки контактов магистрали и ответвления, позволяющие многократно подключать и отключать абонентов, а также менять сечения ответвительного провода, не снимая зажим с магистрали, материал -антикоррозийный сплав;

- подвесной зажим должен состоять из элемента ограниченной прочности, обеспечивающего защиту магистральной линии от механических повреждений;

- соединительные зажимы гильзового типа (под опрессовку) должны обеспечивать механическую прочность не менее 105% от разрывного усилия несущей жилы, должны обеспечивать возможность перехода с одного сечения жила на другое;

3.9.5. Обязательная к применению проводниковая продукция на линиях электропередачи 0,4-10 кВ

Для ВЛ 6-10 кВ - защищенные и незащищенные провода типа АС.

Для ВЛ-0,4 кВ - провод СИП-2 ГОСТ 31946-2012, с изолированной нулевой семижильной несущей жилой, выполненной из сплава АВЕ, маркировка проводов должна соответствовать ГОСТ 18690 (с дополнениями), изоляция – реактопластичный сшитый полиэтилен

Для выполнения вводов в здания и прокладке по стенам зданий и сооружений- провод СИП-4 сечение 16мм² и 25мм².

Для силового кабеля до 1 кВ - кабель с поливинилхлоридной изоляцией с маркировкой нг - LS.

Для контрольного кабеля - кабель с медными жилами в ПВХ изоляции экранированный (КВВГЭнгLS).

Рекомендуемая к применению проводниковая продукция:

- для ВЛ 6-20 кВ - провод СИП-3;
- для ВЛ-0,4 кВ - провод СИП -2.



3.10. Экологические требования при проектировании, строительстве и эксплуатации электросетевых объектов.

3.10.1. Требования экологической безопасности при проектировании и строительстве объектов электроэнергетики ГУП «ОКЭС».

При проектировании и строительстве новых объектов ГУП «ОКЭС» должны учитываться нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, предусматриваться мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы размещения отходов производства и потребления, применяться ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие существующие технологии, способствующие охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

При проектировании, строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики рекомендуется осуществлять мероприятия, повышающие уровень экологической безопасности, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и человека.

Снижение негативного воздействия на окружающую среду и человека рекомендуется осуществлять на основе:

- применения сухих трансформаторов;
- снижения уровня шума электрооборудования;
- применения электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижения отвода земель для подстанций, восстановление нарушенных в процессе строительно-монтажных работ участков земли;
- принятия мер по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли;
- применения устройств, предотвращающих гибель животных и птиц;
- применение электрооборудования, не требующего специальных мер по обслуживанию и утилизации.

3.10.2. Требования и рекомендации экологической безопасности при проектировании и строительстве линий электропередачи и связи.

Требования и рекомендации экологической безопасности:

- линии электропередачи, опоры и изоляторы должны оснащаться специальными птицезащитными устройствами (в местах массового пролёта и гнездования птиц), в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токоведущим частям;
- запрещается использование в качестве специальных птицезащитных устройств неизолированных металлических конструкций;
- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия электромагнитного поля линий электропередачи вдоль этих линий рассматривать необходимость установки санитарно-защитных полос;
- не допускается превышение нормативов предельно допустимых уровней воздействия электромагнитных полей и иных вредных физических воздействий линий электропередачи на объекты животного мира;



- в местах массовой миграции птиц для предотвращения их гибели от столкновения с линиями электропередачи и связи рекомендуется замена воздушных линий электропередачи и связи на подземные и наземные кабельные линии и радиорелейную связь;
- применять механизированную очистку трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности без применения пестицидов и агрохимикатов, при наличии положительных заключений экологической экспертизы применять химическую расчистку;
- применять деревянные опоры с пропиткой, сертифицируемой и разрешенной к применению в РФ;
- применять при строительстве воздушных линий в распределительных сетях до 1000 В изолированный провод;
- при проектировании рассматривать применение кабельных линий 6-10 кВ в черте населенных пунктов;
- рассматривать возможность применения при строительстве ВЛ (КВЛ) 6-10 кВ в густонаселенных районах, в парковых зонах и заповедниках без вырубки просек, при электроснабжении ответственных потребителей, универсального силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), допускающего прокладку в земле, воде и воздухе со специальными универсальными анкерными системами крепления при прокладке линий электропередачи в лесах и гористой местности, имеющих при воздушной прокладке более низкие эксплуатационные затраты.

При проектировании и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжения необходимо:

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической расчистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- оснащать линии устройствами для отпугивания птиц (в особенности в местах расселения птиц, занесенных в «Красную книгу»);
- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;
- обеспечивать нормированные уровни электромагнитных полей, акустических шумов и радиопомех;
- снижать отводимые под сетевые объекты земельные площади;
- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции и расширения участки земли, оформлять сервитуты под объекты энергетики на землях общего пользования.

3.10.3. Требования и рекомендации экологической безопасности при проектировании и строительстве подстанций, распределительных пунктов, распределительных устройств

Требования и рекомендации экологической безопасности:

- распределительные пункты 10 кВ (РП) и их узлы должны быть оснащены устройствами (изгородями, кожухами, дверями, барьерами и т.п.), предотвращающими проникновение животных на территории РП и попадание их в незащищенные токоведущие части, узлы и механизмы;
- применять сухие трансформаторы собственных нужд РП закрытого исполнения;
- применять в закрытых распределительных устройствах подстанций 6-10/0,4 кВ трансформаторы сухого исполнения и герметичных типа ТМГ;

	Техническая политика ГУП «ОКЭС»	стр. 22 из 23
---	------------------------------------	---------------

- использовать измерительные трансформаторы тока и напряжения в РУ 6-10 кВ с литой изоляцией.

-

3.11. Энергосбережение

При возведении новых и реконструкции существующих объектов капитального строительства ГУП «ОКЭС» должны применяться строительные материалы, изделия и технологии, направленные на повышение тепловой защиты и энергетической эффективности зданий и сооружений, не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

На стадии проектирования административных, производственных и складских зданий и сооружений, а также электроэнергетических объектов, принятые строительные и технические решения должны быть прогрессивными и направленными на снижение потребления тепловой и электрической энергии.

Применение энергосберегающих технологий должно иметь комплексное решение, учитывать требования, подготовленные по результатам проведения энергоаудитов, в том числе тепловизионного обследования, и быть направлено на уменьшение затрат на собственные и хозяйственные нужды.

В качестве источников и методов энергосбережения на объектах капитального строительства, прежде всего, должны применяться:

- двухтарифные (в перспективе многотарифные) электронные счетчики электроэнергии;
- счетчики тепловой энергии;
- люминесцентные лампы с электронным пускорегулирующим блоком;
- светодиодные светильники внутренней и прожектора наружной установки;
- инфракрасные обогреватели с терморегуляторами.

В качестве перспективных энергосберегающих технологий, применение которых позволит дополнительно повысить эффективность применения тепловой и электрической энергии, должны рассматриваться:

- тепловые насосы;
- теплоаккумуляторы;
- технологии управления внутренними системами зданиями «Smart house», в том числе применяемые для производственных зданий подстанций и оборудования наружной установки для контроля температурного режима.

4. Управление технической политикой

4.1. Перспективное планирование

Обоснование оптимальных направлений развития сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей региона и эффективного функционирования сетей на проектный период предусматривается в разработке генерального плана развития территории, без которого невозможно достоверно определить потребность в новых сетях, подстанциях и линиях электропередачи на различные сроки перспективного развития. Реализация генерального плана применительно к электрическим сетям выполняется в схемах перспективного развития.

Задания на разработку схем перспективного развития сетей, объемы и состав исходных данных для проектирования и сами схемы перспективного развития должны соответствовать



«Формату технического задания на разработку схем перспективного развития» и «Формату представления схем перспективного развития», разработанным ОАО «РОСЭП».

Схемы развития сетей 35-110 кВ разрабатываются на 15 летний период с последующей корректировкой не реже 1 раза в 3 года. При наличии существенных обоснований срок действия схемы может быть установлен на 10-летний период.

Схемы развития сетей 0,4-10 кВ также разрабатываются на 15-летний период. Корректировка схем 0,4-10 кВ может осуществляться в зависимости от местных условий развития территорий, по решению технического руководителя филиала ГУП «ОКЭС». Схемы развития сетей 0,4-10 кВ могут разрабатываться как для всей территории энергокомпании в целом, так и для наиболее перспективных районов, городов, особых экономических зон, по границам деятельности смежных сетевых организаций, для зон муниципальных образований и др.

4.2 Система контроля реализации технической политики

Контроль реализации технической политики осуществляется на всех стадиях производственного процесса:

- при формировании, согласовании и реализации схем развития электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Программ развития, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Инвестиционных программ и проектов;
- при формировании Стратегических планов развития;
- при формировании, согласовании и реализации ремонтных программ;
- при организации закупочной деятельности;
- при организации технологического присоединения.

Реализация технической политики осуществляется посредством:

- проектно-технических решений;
- исполнения целевых программ;
- разработки технических заданий на строительство и реконструкцию объектов;
- реализации проектов в области новой техники и технологий;
- опытной эксплуатации нового оборудования;
- взаимодействия с научно-исследовательскими организациями и смежными сетевыми компаниями в области при внедрении современных технологических решений.

Основным способом реализации технической политики является разработка и реализация схем перспективного развития и программ развития, реконструкции и технического перевооружения.