

Приложение № 1  
УТВЕРЖДЕНО  
приказом ООО «Энергии Технологии»  
от 13.01.2014 № 1/П

**ПОЛОЖЕНИЕ**  
**о технической политике**  
**ООО «Энергии Технологии»**

**Москва**  
**2014**

## Содержание

Содержание.....	стр.	2
Основные документы, использованные при подготовке Положения.....	стр.	3
1. Введение.....	стр.	3
2. Общая часть.....	стр.	4
3. Требования к выбору системы напряжения.....	стр.	4
4. Требования к схемам построения сетей.....	стр.	4
4.1. Построение опорной сети 10кВ.....	стр.	4
4.2. Построение опорной сети 20кВ.....	стр.	9
4.3. Построение распределительных сетей 10-20 кВ.....	стр.	10
5. Подстанции и распределительные устройства.....	стр.	13
5.1. Технические требования к подстанциям 10-20/0,4 кВ.....	стр.	13
5.2. Технические требования к распределительным устройствам 10-20 кВ.....	стр.	14
5.3. Основные требования к РУ 10-20 кВ для ТП.....	стр.	18
5.4. Распределительные устройства низкого напряжения.....	стр.	19
5.5. Силовые трансформаторы.....	стр.	21
5.6. Измерительные трансформаторы.....	стр.	23
5.7. Коммутационные аппараты.....	стр.	23
5.8. Ограничители перенапряжений.....	стр.	23
5.9. Устройство АВР 0,4 кВ.....	стр.	24
5.10. Диагностика силового оборудования подстанций.....	стр.	25
5.11. Экологические требования к подстанциям.....	стр.	25
6. Кабельные линии электропередач.....	стр.	25
6.1. Силовые КЛ.....	стр.	25
6.2. Кабельная арматура.....	стр.	26
6.3. Требования к технологии прокладки кабельных линий.....	стр.	26
7. Воздушные линии электропередач.....	стр.	26
7.1. Требования к воздушным линиям электропередач 10-20 кВ.....	стр.	26
7.2. Требование к ВЛ 0,4 кВ.....	стр.	26
7.3. Опоры.....	стр.	27
7.4. Защита ВЛ от грозových перенапряжений.....	стр.	27
7.5. Основные требования к технологии производства работ.....	стр.	27
8. Устройство релейной защиты и автоматики.....	стр.	27
8.1. Основные задачи в области релейной защиты и автоматики.....	стр.	27
8.2. Функции устройств релейной защиты и автоматики в сетях 10-20 кВ.....	стр.	27
8.3. Основные требования к системам и аппаратам релейной защиты и автоматики.....	стр.	28
8.4. Селективная защита от однофазного замыкания на землю в сетях 10 кВ.....	стр.	28
8.5. Схемы и системы питания вторичных цепей.....	стр.	28
9. Автоматизированные системы управления электросетевыми объектами распределительных сетей.....	стр.	29
9.1. Основные цели и задачи.....	стр.	29
9.2. Автоматизированная система технологического управления и измерения (телемеханика).....	стр.	29
9.3. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.....	стр.	33
10. Режимы работы и управление режимами сетей.....	стр.	36
10.1. Установившиеся режимы.....	стр.	36
10.2. Регулировка напряжения.....	стр.	36
11. Техническое обслуживание и ремонт электрических сетей.....	стр.	37
11.1. Основные требования к эксплуатации сетей.....	стр.	37
11.2. Организация ТОиР.....	стр.	37
11.3. Организация и проведение ремонтов.....	стр.	37
12. Повышение надежности и развитие существующих сетей.....	стр.	38
12.1. Повышение надежности сетей.....	стр.	38
12.2. Качество электроэнергии.....	стр.	38
12.3. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.....	стр.	38

## **Основные документы, использованные при подготовке Положения**

### **1. Федеральные Законы Российской Федерации:**

- 35 – ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 (в ред. от 25.11.2013);
- 36 – ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 (в ред. от 05.04.2013).

### **2. Постановления правительства Российской Федерации:**

- ПП РФ №977 от 01.12.2009 (ред. от 29.03.2014) «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»
- ПП РФ №854 от 27.12.2004 (ред. от 03.03.2010) «Об утверждении правил оперативно – диспетчерского управления в электроэнергетике»
- ПП РФ №861 от 27.12.2004 (ред. от 07.03.2014) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно – диспетчерскому управлению 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»
- ПП РФ №442 от 04.05.2012 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

## **1. Введение**

Настоящее положение является нормативным документом, определяющим типовые требования, в рамках которых ООО «Энергии Технологии», осуществляют деятельность по передаче электрической энергии, учитывающие особенности технического развития, находящихся на балансе распределительных электрических сетей.

Положение о технической политике ООО «Энергии Технологии» (далее – Положение), является программным документом для работников проектных и научно – исследовательских организаций, заводов – изготовителей электротехнического оборудования и материалов, чью продукцию предполагается использовать на сетевых объектах ООО «Энергии Технологии».

Настоящее Положение не исключает возможности более подробного изложения отдельных технических решений в методических указаниях, технических требованиях и других нормативно – технических документах ООО «Энергии Технологии».

Настоящее Положение согласовывается техническим руководителем и утверждается генеральным директором общества.

Положение подлежит корректировке не реже чем 1 раз в 3 года.

Внесение изменений и дополнений в положение, а также его отмена осуществляется по решению технического руководителя ООО «Энергии Технологии».

В рамках внедрения новой техники, технологий и др. отступления от требований Положения рассматриваются техническим руководителем общества индивидуально.

## **2. Общая часть**

Техническая политика в области развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе ООО «Энергии Технологии» предусматривает развитие электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих безопасностью для персонала, высокой степенью надежности и низкими затратами на эксплуатацию.

Задачи Положения о технической политике ООО «Энергии Технологии»:

- преодоление тенденции старения оборудования электрических сетей за счет их амортизации и применения инновационных технологий при их реконструкции и новом строительстве электрических сетей;
- внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно – измерительных систем;

- оптимизация деятельности в части повышения пропускной способности сетей, снижения потерь электрической энергии с целью повышения эффективности их функционирования;
- совершенствование нормативно – технической базы и методического обеспечения деятельности;
- эффективное привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития энергообъектов;
- обеспечение участниками реализации технической политики единых требований и подходов.

Положение о технической политике необходимо использовать:

- при выдаче технических условий на присоединение, планирование объемов нового строительства, реконструкции и технического перевооружения;
- юридическими и физическими лицами, выполняющими строительство в качестве генерального подрядчика ООО «Энергии Технологии»;
- при проведении закупочных мероприятий;
- предприятиями, выполняющими производство электротехнического оборудования;
- научно-исследовательскими и проектными организациями.

### **3. Требования к выбору системы напряжения**

С учетом отечественного и зарубежного опыта, а так же тенденций развития распределительных сетей в регионе, в рассматриваемый период, при строительстве новых сетей, ООО «Энергии Технологии» выполняет переход на более высокий класс напряжения (с 10кВ на 20кВ).

Применение в сетях ООО «Энергии Технологии» напряжения 20кВ, приведет к улучшению следующих параметров:

- увеличит пропускную способность существующей сети;
- сократит потери электрической энергии в линиях распределительной сети;
- повысит качество напряжения у потребителей.

Выбор системы напряжений должен осуществляться в процессе разработки схем перспективного развития сетей на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок (с учетом ранее выданных технических условий).

Применяемые в ООО «Энергии Технологии» и г. Москва в целом режимы заземления нейтрали:

- сеть 0,4кВ с глухозаземленной нейтралью;
- сеть 10кВ с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов (заземлением нейтрали через дугогасящий реактор);
- сеть 20кВ выполняется с нейтралью, заземленной через резистор. Сопротивление резистора должно быть таким, чтобы ток однофазного замыкания на землю составлял 1000 А.

### **4. Требования к схемам построения сетей**

1) Построение электрических сетей необходимо выполнять так, чтобы обеспечивалась возможность поставки электроэнергии потребителям как в нормальном, так и в аварийном и послеаварийном режимах работы.

2) Группы особо ответственных электроприемников необходимо резервировать от автономных источников питания, которые устанавливает сам потребитель.

3) В сетях 0,4 – 20кВ необходимо использовать два основных вида автоматического включения резерва (АВР):

- АВР для подачи среднего напряжения на шины распределительных и трансформаторных пунктов 10кВ от соседней секции РП или ТП;
- АВР для подачи напряжения на РУ 0,4кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения.

4) Для ответственных потребителей АВР необходимо устанавливать непосредственно на вводе абонента, в независимости от уровня напряжения.

#### **4.1. Построение опорной сети 10кВ**

4.1.1. Построение опорной сети выполняется с применением распределительных и распределительных трансформаторных подстанций (РП, РТП):

4.1.1.1. Для городских и промышленных потребителей схема выполняется по индивидуальному проекту, согласованному производственными службами утвержденному главным инженером ООО «Энергии Технологии», а так же по индивидуально согласованным типовым заводским проектам блочных подстанций.

4.1.1.2. Для сетей электрифицированного транспорта построение выполняется с учетом специальных требований.

4.1.1.3. Схема РТП должна быть выполнена двумя секциями РУ 10кВ, т.е. с одной секционированной системой шин с устройством АВР на секционном выключателе. Строительная часть должна быть многозальной. Рекомендуется рассматривать применение БРТП полной заводской готовности в качестве отдельно стоящих РПТ с количеством ячеек 12 штук (из них две секционные ячейки для устройства АВР и две ячейки для трансформаторов напряжения, остальные распределительные).

4.1.2. Количество ПКЛ при известной мощности РП(РТП) составляет:

Номинальное напряжение сети (кВ)	10		
Мощность РТП(РП), МВА	6,995	13,99	11,58
Сечение ПКЛ (кв.мм) из сшитого полиэтилена (АПв...)	2 ПКЛ по 3(1x240) или 3(3x240)	4 ПКЛ по 3(1x240) или 3(3x240)	2 ПКЛ по 3(1x500)

4.1.3. РТП(РП), как правило должно подключаться от двух независимых и территориально разнесенных центров питания(ЦП). По одной из следующих схем с устройствами АВР 10кВ на секционных выключателях:

4.1.3.1. Раздельная работа двух одиночных ПКЛ (рис.1).

4.1.3.2. Раздельная работа двух сдвоенных ПКЛ (рис.2). **При строительстве новых сетей категорически запрещена.** При возникновении такой потребности необходимо предусматривать увеличение сечения ПКЛ. Данный проект рассматривается как индивидуальное решение.

4.1.3.3. Параллельная работа четырех попарно одиночных ПКЛ с устройствами максимально- направленной защиты (МНЗ) в РТП(рис.3). **При строительстве новых сетей рекомендуется избегать или минимизировать применение данной схемы.**

4.1.3.4. Подключение на параллельную работу двух одиночных или четырех попарно сдвоенных ПКЛ на одну секцию шин с устройством МНЗ, применяется только для электроснабжения объектов метрополитена.

4.1.4. Надежность вышеуказанных схем обеспечивается путем прокладки ПКЛ отдельными трассами в территориально разнесенных друг от друга траншеях:

- от двух независимых ЦП;
- отдельных независимых секций одного надежного ЦП;
- от секций одного надежного ЦП с прокладкой КЛ связи к другому РТП, подключенной от другого независимого ЦП (рис.4).

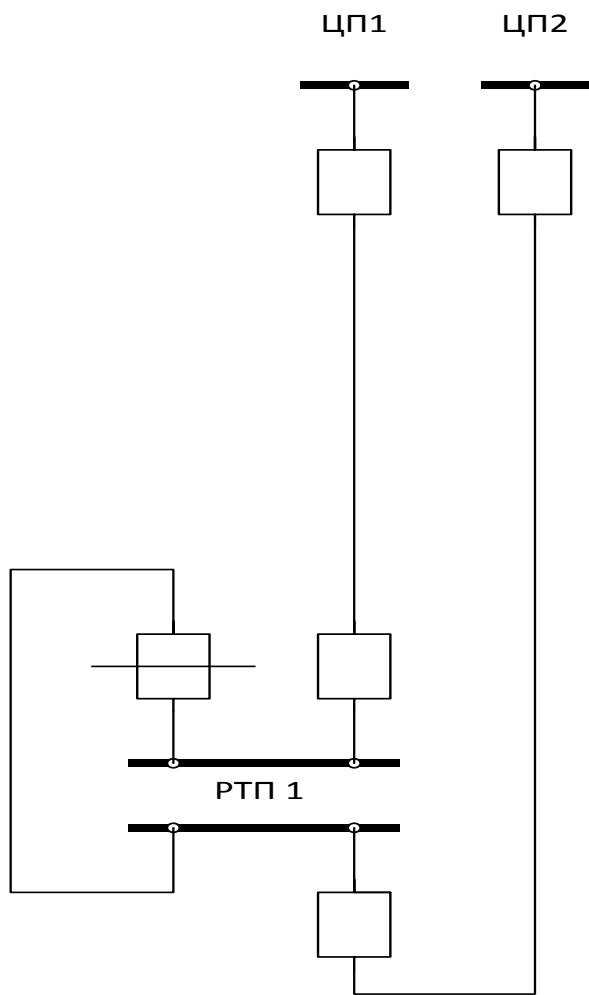


Рис.1

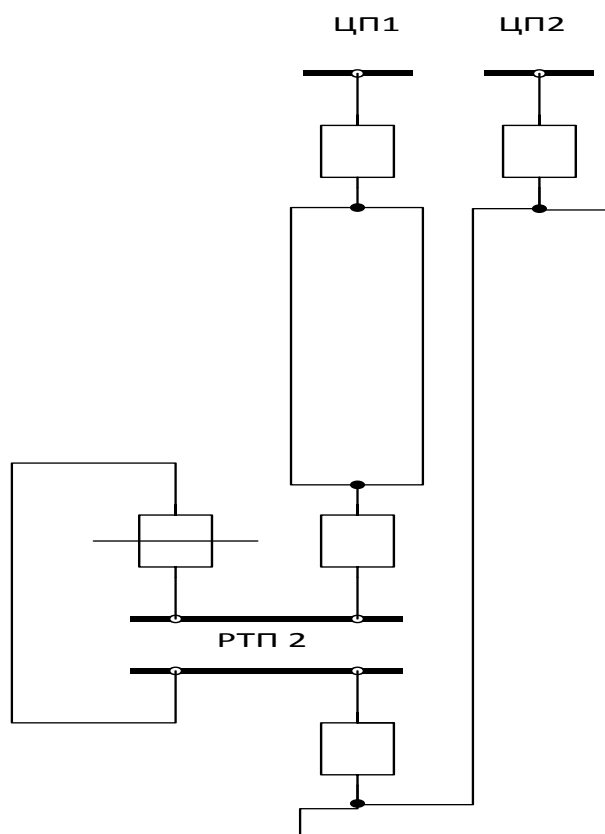


Рис.2

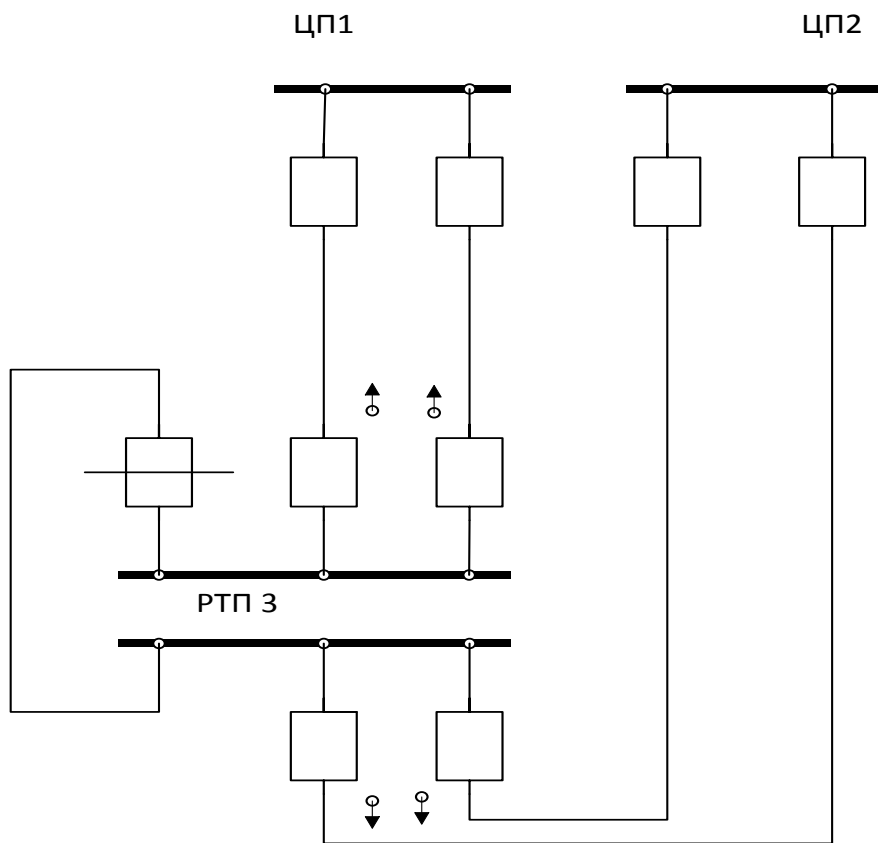


Рис.3

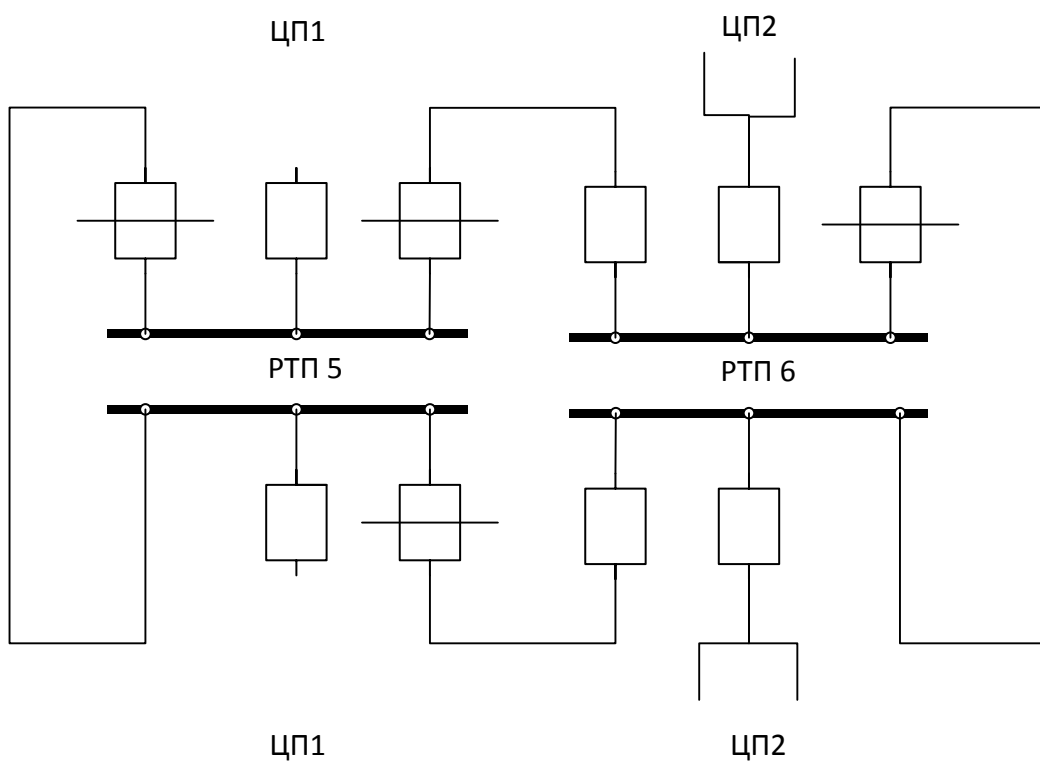


Рис.4

4.1.5. Осуществляя проектирование схем с двумя независимыми внешними источниками питания РТП основной целью является повышение технико-экономических показателей, которые возможно достичь следующим путем:

- максимально использовать пропускную способность существующей сети;
- сокращать длины трасс ПКЛ;
- перераспределять нагрузку между перегруженной и незагруженной частью сетей;
- заменять меньшее сечение ПКЛ на большее увеличивая тем самым пропускную способность сети (частично или полностью);
- включать все ПКЛ в РТП(РП) под нагрузку (избегая холостого хода ПКЛ);
- выполнять частичные реконструкции с заменой трансформаторов на большую мощность.

4.1.6. Прокладка кабельных линий связи (КЛС) 10кВ для резервирования секций РТП в послеаварийном режиме допускается только для надежности электроснабжения нижеуказанных потребителей:

- РТП с крупной промышленной нагрузкой;
- РТП с крупной нагрузкой особо ответственных потребителей, уникальных зданий и сооружений, крупных административных комплексов (концертные и выставочные залы, дворцы спорта и спортивные сооружения, торгово-развлекательные комплексы, гостиницы, банки, театры, цирк и т.д.), здания центральных правительственных учреждений и объектов гражданской обороны;
- РТП насосных станций (КНС, КТС, РТС, теплосети, водопровода).

4.1.7. В послеаварийном режиме резервирование секций РТП жилых микрорайонов и коммунально-промышленных зон необходимо осуществлять по КЛ 10кВ, которые в нормальном режиме включены под нагрузку (рис. 5 и 6).

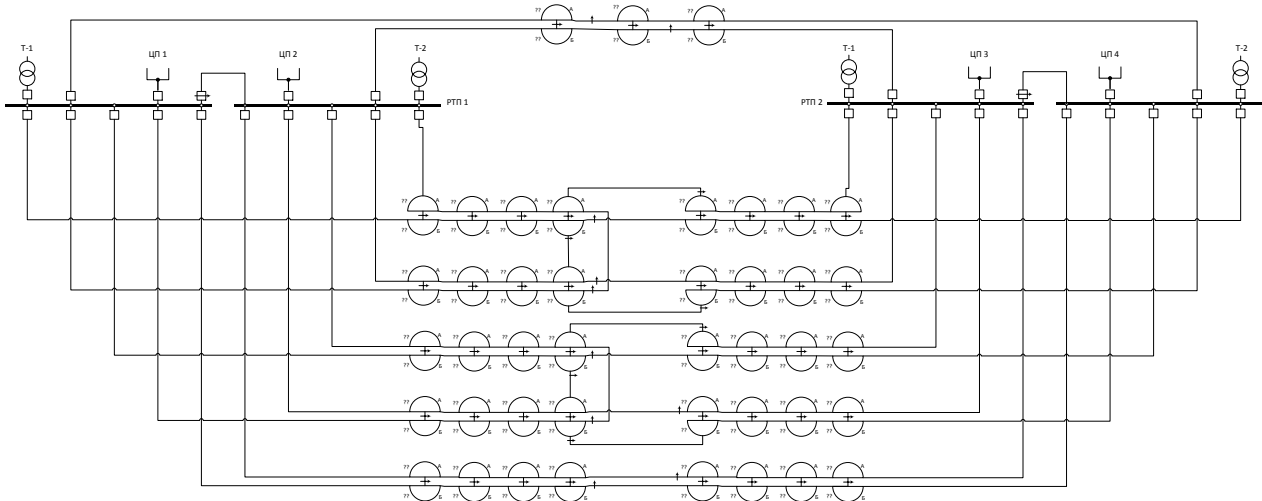


Рис.5

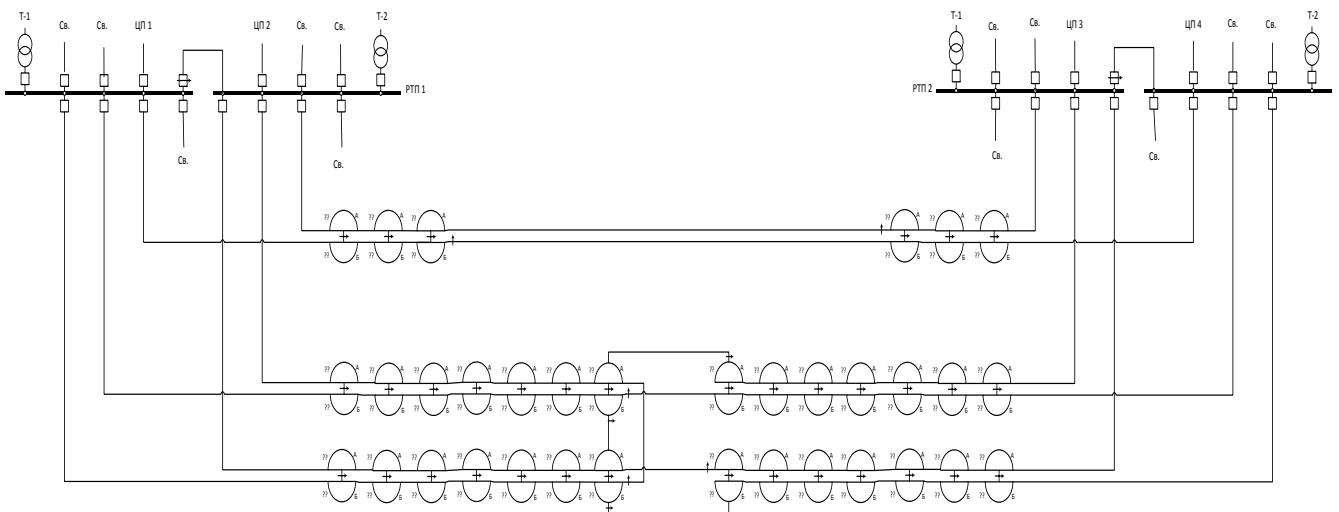


Рис.6



4.1.8. Рекомендуется при проектировании предусматривать следующие характеристики вновь строящихся и реконструируемых объектов:

- строительство новых РТП при заявленной нагрузке не менее 5МВА с возможностью последующего их укрупнения до 12МВА;
- прокладку новых ПКЛ при заявленной нагрузке не менее 3МВА из расчета увеличения до 3,5МВА на одну ПКЛ 10кВ;
- включение всех КЛ под нагрузку (избежание проектирования резервных кабелей заведомо находящихся на ХХ).

4.1.9. При расчете нагрузок ПКЛ необходимо учитывать коэффициент совмещения максимумов нагрузок.

4.1.10. В опорной сети необходимо использовать одножильные КЛ 10-20кВ с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена сечением 3(1x500) кв мм при этом сечение экрана должно быть 70 кв мм. В исключительных случаях допускается применение аналогичного кабеля сечением 3(1x240) кв мм при этом сечение экрана должно быть 50кв мм.

4.1.11. Включение ПКЛ в ТП без РТП(СП) - «бесфидерная сеть», как правило не допускается. Применение данной схемы должно быть индивидуально согласовано техническим руководителем ООО «Энергии Технологии».

4.1.12. Для исключения случаев одновременного повреждения взаиморезервирующих РТП (РП):

- не допускается прокладка взаиморезервирующих линий в одном коллекторе;
- не рекомендуется совмещать прокладку ПКЛ и КЛС в одном коллекторе. В исключительных случаях прокладки ПКЛ и КЛС в одном коллекторе, разносить их по противоположным полкам коллектора на максимальное расстояние.
- прокладывать ПКЛ и КЛС в разных трассах.

## 4.2. Построение опорной сети 20 кВ

4.2.1. Построение опорной сети необходимо выполнять с применением соединительных пунктов (СП).

4.2.2. Отдельно стоящие СП рекомендуется применять полной заводской готовности. 4.2.3.

Количество ПКЛ при известной мощности СП составляет:

Номинальное напряжение сети (кВ)	20	
Мощность СП, МВА	10	20
Сечение ПКЛ (кв.мм) из сшитого полиэтилена (АПв...)	2 ПКЛ по 3(1x240)	2 ПКЛ по 3(1x500)

4.2.4 Для построения опорной сети рекомендуется использовать одножильные КЛ 20кВ с алюминиевыми жилами 3(1x240) при этом сечение экрана должно быть не менее 25кв. мм. или 3(1x500) с сечением экрана не менее 35 кв. мм.

4.2.5 На рисунке 6.1 показана рекомендуемая схема построения сетей 20кВ. При этой схеме реализуется принцип магистрали с отбором нагрузок через СП. Наличие поперечных связей между магистралями допускается только через распределительную сеть.

4.2.6. Сечение кабелей связи между СП должно быть равным сечению ПКЛ в этой сети.

4.2.7. АВР в СП не предусматривается.

4.2.8. С целью исключения случаев одновременного повреждения КЛ взаиморезервирующих СП:

- не допускается прокладка взаиморезервирующих КЛ в одном коллекторе;
- необходимо обеспечить выполнения специальных противопожарных и антикоррозийных мероприятий на КЛ проложенных в коллекторах;
- прокладку взаиморезервирующих линий осуществлять от территориально разнесенных ЦП.
- не рекомендуется прокладывать ПКЛ и КЛС в одном коллекторе;
- при проектировании трасс в односекционных коллекторах, в коллекторе допускается прокладывать только один из кабелей питающих СП, другой необходимо прокладывать либо в земле, либо в другом коллекторе.

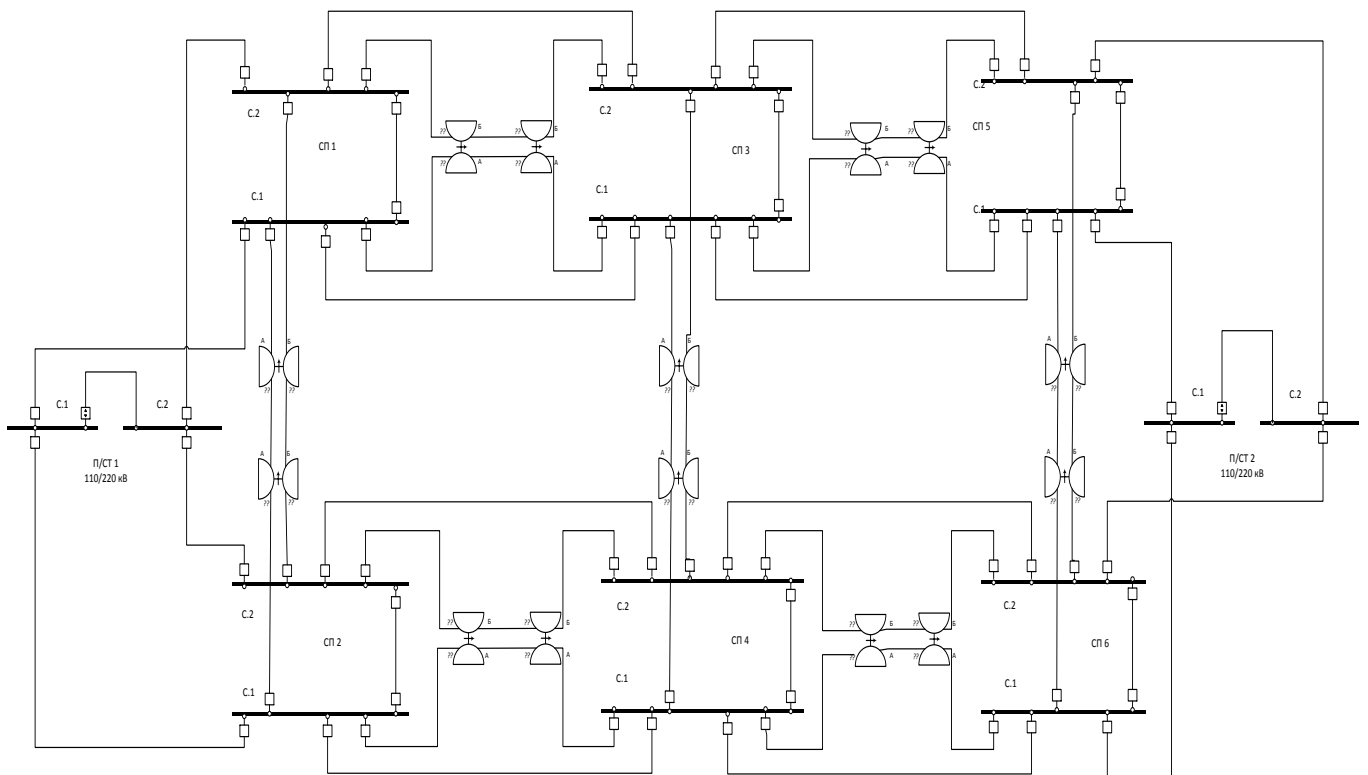


Рис.6.1.

### 4.3. Построение распределительной сети 10-20кВ

4.3.1. Основным принципом построения распределительной сети 10-20кВ заключается в создании двухлучевой схемы кольцевого типа. Присоединение ТП в такой схеме, как правило, выполняется между двумя РТП с односторонним питанием ТП. Перенос точек режимного деления сети из одного ТП в другое позволяет создать гибкую, экономичную и надежную схему перераспределения нагрузок между РТП. Данный принцип построения применяется как в сети 10 так и в сети 20кВ .

4.3.2. В распределительной сети рекомендуется использовать трансформаторные подстанции выполненные по типовым заводским проектам полной заводской готовности (2БКТП-630 с АВР н/н и без него, а также 2БКТП-1000 и 2БКТП-1250 с АВР на стороне в/н).

4.3.3. В целях унификации при строительстве встроенных и пристроенных ТП рекомендуется применять типовые однолинейные электрические схемы по вышеуказанным п. 4.3.2. типовым решениям.

4.3.4. Индивидуальные проектные решения встроенных и пристроенных ТП предназначенные для электроснабжения одного потребителя необходимо отдельно согласовывать с техническим руководителем ООО «Энергии Технологии».

4.3.5. Проекты по схеме 2БКТП с маломощными трансформаторами до 400кВА по тупиковой схеме с РУ в/н рассчитанными на три присоединения (два кабельных одно трансформаторное) допускается применять для потребителей III категории. Либо по схеме кольцевого типа без секционной перемычки на стороне в/н.

4.3.6. При реконструкции узловых трансформаторных подстанций необходимо обеспечить наличие секционной перемычки на стороне в/н, для этого необходимо использовать схему с АВР на стороне 10-20кВ. Такое решение выполняется по средствам применения малогабаритных моноблоков с элегазовой изоляцией по принципу установки в одном луче одного четырех ячейчатого моноблока с кабельными присоединениями и одного трансформаторного моноблока с тремя присоединениями, два из которых являются кабельными, а одно трансформаторным. Так же допускается применение схемы с АВР на стороне 0,4кВ с установкой четырех ячейчатого моноблока с тремя кабельными присоединениями и одним трансформаторным с присоединением дополнительной расширяющей блок кабельной ячейки.

4.3.7. Если РУ н/н в ТП находится в эксплуатации абонента и имеет АВР на стороне 0,4кВ, то АВР в РУ в/н эксплуатируемой ООО «Энергии Технологии» не предусматривается.

4.3.8. Если в ТП силовые трансформаторы находятся в эксплуатации ООО «Энергии Технологии», а РУ н/н в эксплуатации абонента, то на вводе абонента должно быть обеспечено требование ПУЭ о создании видимого разрыва.

4.3.9. Если силовые трансформаторы РТП находятся в эксплуатации абонента, то питание оперативных цепей необходимо осуществлять от трансформаторов собственных нужд (ТСН) мощностью от 25 до 100 кВА в соответствии с проектным расчетом. Или кабелем 0,4кВ от ближайшей ТП находящейся на балансе и в эксплуатации ООО «Энергии Технологии».

4.3.10. Для электроснабжения абонента, потребляемая мощность которого не позволяет присоединение от сборки н/н через предохранитель, т.е. более 630А необходимо выполнять следующим образом:

- при наличии в ТП пристройки, а так же при условии что расстояние до ввода абонента менее 6м используется вариант №1 (рис.7);

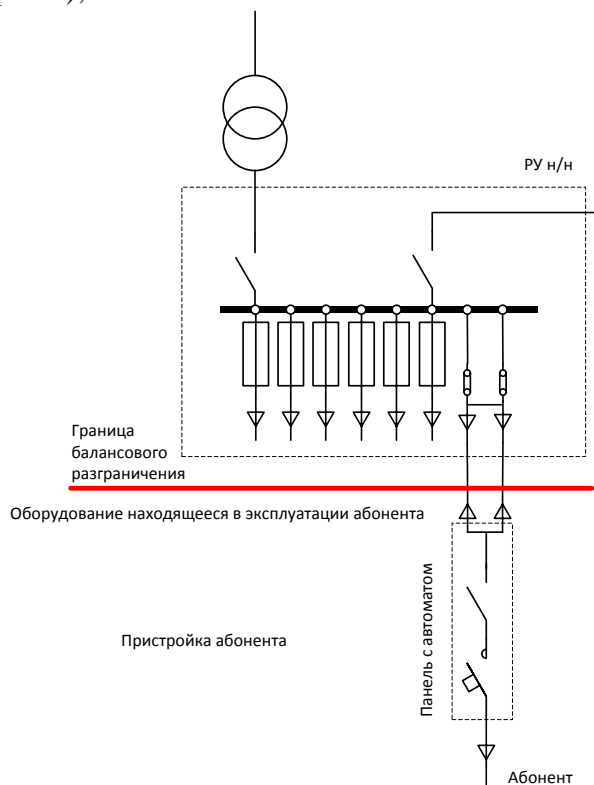


Рис.7 (Вариант №1)

- при отсутствии пристройки, а так же в случае если расстояние до ВРУ абонента более 6м необходимо применять вариант №2 (рис.8). Автомат и рубильник в цепи питания абонента в данной схеме смонтированы на общем каркасе сборки н/н (комбинированная сборка);

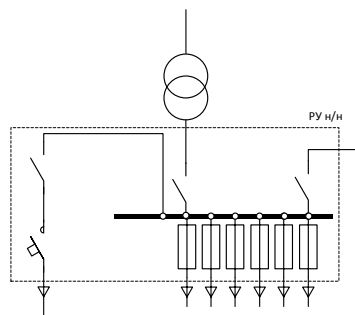


Рис.8 (Вариант №2)

- в исключительных случаях при отсутствии свободного места на сборке ТП применяется вариант №3 (рис.9). Электроснабжение абонента при такой схеме осуществляется через отдельно стоящую панель с размещенным на ней автоматическим выключателем.

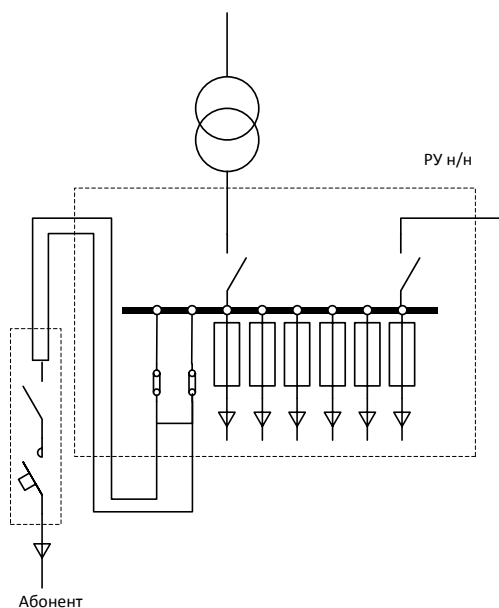


Рис. 9 (Вариант №3)

4.3.11. При установке силовых трансформаторов с сухой изоляцией привод трансформаторной ячейки элегазовых КРУ необходимо комплектовать независимым расцепителем для возможности отключения трансформатора от тепловой защиты.

4.3.12. При построении распределительной сети 10-20кВ рекомендуется использовать следующие унифицированные сечения РКЛ с алюминиевыми жилами.

4.3.12.1. Для сети 10кВ при условии протекания мощности между двумя РТП не более 8 МВА (а до точки деления сети не более 4 МВА) применяется кабельные линии из сшитого полиэтилена сечением не менее 3(1x120) кв. мм с сечением экрана 35 кв. мм.

4.3.12.2. Для сети 20кВ:

- при условии протекания мощности между двумя РТП не более 2 МВА применяется кабельные линии из сшитого полиэтилена сечением не менее 3(1x120) кв. мм с сечением экрана не менее 16 кв. мм;

- при условии протекания мощности между двумя РТП не более 4 МВА кабельные линии из сшитого полиэтилена сечением не менее 3(1x240) кв. мм с сечением экрана не менее 16 кв. мм.

4.3.13. Количество ТП и мощность трансформаторов необходимо определять из условий загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме. Расчетная нагрузка трансформатора с учетом коэффициентов в режиме 100% резервирования мощностей составляет 140% для трансформаторов с масляным охлаждением обмоток, 120% с воздушным охлаждением эпоксидной литой обмоткой и 100% с воздушным охлаждением обмоток. Применяемая схема и группа обмоток трансформаторов  $\Delta/Y_n - 11$  группа соединений, с регулировкой уровня напряжения – ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$ , номинальное напряжение обмоток 10/0,4кВ или 20/0,4кВ.

4.3.14. Во встроенных и пристроенных ТП рекомендуется устанавливать малошумные трансформаторы. При строительстве и реконструкции таких ТП необходимо предусматривать защиту от вредного воздействия шума и магнитных полей.

4.3.15. Для присоединения новых мощностей рекомендуется выполнять реконструкцию существующих сетей с увеличением трансформаторной мощности. Строительство новых ТП для этих целей необходимо рассматривать как исключение.

4.3.16. Для присоединения к существующим сетям ООО «Энергии Технологии» объектов городского строительства необходимо рассматривать минимальный объем работ. К таким объектам относятся:

- школы, детские дошкольные учреждения пристройки к ним;
- интернаты, поликлиники, отдельные объекты лечебных учреждений;

- временные объекты и сооружения из быстро возводимых конструкций небольшой мощности;
- автостоянки.

4.3.17. Сети 0,4кВ рекомендуется выполнять по двухлучевой схеме радиального типа с равномерным распределением нагрузок ПКЛ и максимальным использованием их пропускной способности.

4.3.18. Для электроснабжения ЦТП необходимо выполнять прокладку не менее двух КЛ 0,4кВ непосредственно от разных лучей ТП. Присоединение других потребителей к данным КЛ не допускается.

4.3.19. В районах малоэтажной застройки электроснабжение потребителей рекомендуется выполнять с применением воздушных линий электропередач. Принцип построения таких сетей заключается в создании магистральных ВЛ 0,4кВ. Ввод в здание абонента выполняется по средством отпаек от магистральных линий с применением изолированных проводов.

## **5. Подстанции и распределительные устройства**

### **5.1. Технические требования к подстанциям 10-20/0,4кВ**

5.1.1. Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-2000кВА в распределительных электрических сетях следует применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (ТП), распределительные пункты (РП) и соединительные пункты (СП) заводского изготовления.

5.1.2. Требования к конструкции современных комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого исполнения:

- материал оболочки: бетон (металлические оболочки, как исключение, допускается применять только для КТП);
- с внутренним обслуживанием (исключение составляют КТП)
- ТП должна быть модульного типа;
- в качестве РУ среднего напряжения должны предусматриваться необслуживаемые малогабаритные комплектные устройства с современной коммутационной аппаратурой;
- в качестве РУ 0,4кВ должны применяться современные сборки низкого напряжения на токи короткого замыкания 30-70 кА с защитой отходящих линий предохранителями. В виде исключения допускается установка не более одного автоматического выключателя на сборку 0,4кВ, при этом номинальный ток автоматического выключателя должен составлять не менее 1000А;
- тип ввода – кабельными вводами или воздушными вводами;
- с гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20 и 0,4кВ;
- глубина приямка ТП не менее 1200мм (для кабельных вводов) и 1400мм для РП;
- высота помещения РУ не менее 2175мм (для трансформаторов мощностью до 1000кВА включительно) и не менее 2475 мм (для трансформаторов 1250кВА и РП);
- конструкция ТП должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов;
- предусмотреть помещения для установки систем АИИСКУЭ и телемеханики;
- разные секции ТП (РП) должны быть полностью изолированы друг от друга, т.е. находиться в разных помещениях;
- допускается устанавливать РУ 0,4кВ и РУ 6-20 кВ одной секции в одном помещении (данное требование не распространяется на РП);
- в качестве фундамента БРП и ТП заводского изготовления запрещается использовать блоки ФБС, следует применять монолитную плиту;
- конструкция подстанций должна удовлетворять требованиям ПУЭ и ГОСТ;
- конструкция ТП и РП заводского изготовления должна обеспечивать безопасную замену ламп освещения без отключения основного оборудования;
- подстанция должна быть взрывобезопасной и обеспечивать локализацию повреждения внутри одного луча без повреждения соседнего;
- в РП предусмотреть освещение приямков РУ среднего напряжения (12В);
- подстанция должна предусматривать установку системы автоматического отопления.

5.1.3. При строительстве встроенных подстанций дополнительно необходимо соблюдать следующие требования:

- размещение встроенных подстанций должно предусматриваться, как правило, на первом этаже;

- необходимо предусмотреть отдельный вход, как правило, с улицы;
- конструкция подстанции, как правило, должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов;
- во встроенных подстанциях необходимо предусматривать защиту от вредного воздействия (шум, вибрация, электромагнитные поля).

## 5.2. Технические требования к распределительным устройствам 10-20кВ

5.2.1. Основные требования к ячейкам с силовым выключателем для РУ 10-20кВ.

5.2.1.1. Технические требования к изделию

5.2.1.1.1. Климатическое исполнение – УЗ по ГОСТ 15150 (с нижней температурой окружающего воздуха – минус 25° С, верхнее значение – плюс 45° С; относительная влажность – 98% при температуре плюс 25° С).

5.2.1.1.2. Высота установки над уровнем моря 1000м.

5.2.1.1.3. Окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

5.2.1.1.4. Габаритные размеры: ширина – 650-750мм; глубина 1000-1240мм (предпочтительнее 1000мм); высота – не более 2050мм

5.2.1.1.5. Номинальные параметры (таблица №1):

**Таблица № 1**

Наименование параметра	Значение параметра	
Номинальное напряжение, кВ	10	20
Наибольшее рабочее напряжение (линейное),кВ	12	24
Номинальный ток главных цепей ячеек, А	630, 1000	630, 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630, 1000	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в ячейку, кА	20	20
Ток термической стойкости (кратковременный ток), кА (3 сек)	20	20
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек (амплитуда), кА	51	51

5.2.1.1.6. Классификация исполнения шкафов (далее по тексту – ячеек) (таблица №2):

**Таблица № 2**

Наименование показателя классификации	Исполнение
Уровень изоляции	По ГОСТ 1561.1
Вид изоляции	Комбинированная
Наличие изоляции токоведущих шин главных цепей	С частично изолированными шинами
Наличие выкатных элементов в шкафах	С выкатным выключателем, остальные элементы не выкатные
Вид линейных высоковольтных присоединений	Кабельные, шинные
Условия обслуживания	С односторонним обслуживанием
Степень защиты	По ГОСТ 14254
Вид основных шкафов в зависимости от встраиваемой аппаратуры и присоединений	- С выключателем высокого напряжения; - С выключателем нагрузки; - С трансформаторами напряжения; - С силовыми трансформаторами; - С кабельными сборками и кабельными перемычками; - С ограничителями перенапряжений (в случае применения вакуумных выключателей); - С вспомогательной аппаратурой; - Комбинированные.
Вид управления	Местное и дистанционное

### 5.2.1.2. Требования к конструкции.

5.2.1.2.1. Ячейки должны соответствовать требованиям ГОСТ 14693-90.

- 5.2.1.2.2. Силовые выключатели, установленные в ячейках должны быть вакуумные или элегазовые.
- 5.2.1.2.3. Конструкции ячейки должна обеспечивать возможность монтажа сборных шин из коридора управления.
- 5.2.1.2.4. Отсек сборных шин должен исключать случайное попадание посторонних предметов, воды, случайного прикосновения к токоведущим частям.
- 5.2.1.2.5. Ячейки должны быть укомплектованы емкостными делителями, к которым подключаются стационарные индикаторы наличия напряжения (с возможностью проведения «фазировки в горячую»).
- 5.2.1.2.6. Должно предусматриваться заземление сборных шин.
- 5.2.1.2.7. Отсек кабельной линии должен обеспечивать удобство подключения кабеля, а также удобство проведения работ по испытаниям и определению места повреждения кабельной линии.
- 5.2.1.2.8. Конструкция ячейки должна обеспечивать удобство замены поврежденных элементов, а также удобство проведения эксплуатационных работ в ячейке.
- 5.2.1.2.9. Конструкция ячейки должна обеспечивать безопасную работу в ячейке при наличии напряжения на сборных шинах.
- 5.2.1.2.10. Во всех отсеках ячейки должно быть предусмотрено освещение и лампы освещения 12В.
- 5.2.1.2.11. Заземляющие ножи должны иметь привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости оператора, включение (за счет энергии пружин). Отключение заземляющих ножей может производиться без использования энергии пружин.
- 5.2.1.2.12. В ячейках должен быть предусмотрен набор механических блокировок, предотвращающих ошибочные операции и доступ к частям, находящимся под напряжением.
- 5.2.1.2.13. В ячейке необходимо предусмотреть съемный пол.
- 5.2.1.2.14. В отсеке КЛ необходимо предусмотреть конструкцию для крепления КЛ, с немагнитными хомутами крепления.
- 5.2.1.2.15. Ячейка должна быть устойчива к внутренней дуге.
- 5.2.1.2.16. Предпочтительно, чтобы конструкция ячейки была рассчитана на установку минимум трех типов выключателей.
- 5.2.1.2.17. Конструкция ячейки должна обеспечивать подключение двух однофазных кабелей сечением 240мм<sup>2</sup> или одного однофазного кабеля сечением до 500мм<sup>2</sup> включительно. Предпочтительное расстояние от верхней части крепежного хомута до места подключения кабеля в ячейке должно составлять не менее 650мм.
- 5.2.1.2.18. Конструкция ячеек с вакуумным выключателем должна предусматривать возможность установки ОПН на сборных шинах. Установка ОПН должна обеспечивать возможность проведения работ на КЛ (в т.ч. проведение испытаний КЛ) без его отбалчивания (отсоединения). Допускается установка в ячейке ТН с возможностью легкого отсоединения.
- 5.2.1.2.19. Конструкция ячейки должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечивалось нормальное функционирование приборов измерения, управления, а также не происходило срабатывание схем защиты, приводящее к отключению выключателя и срабатыванию соответствующих схем сигнализации при возможных сотрясениях элементов ячейки от работы коммутационной аппаратуры с их приводами и перемещениях выкатного элемента.
- 5.2.1.2.20. Усилия на рукоятке механизма перемещения должно соответствовать требованиям действующих ГОСТ.
- 5.2.1.2.21. Выкатной элемент ячейки должен фиксироваться в двух положениях рабочее и контрольное. Устройство фиксации должно закреплять выкатной элемент так, чтобы возможность самопроизвольного перемещения внутри шкафа, как в нормальном так и аварийном режимах работы была полностью исключена.
- 5.2.1.2.22. Все проходы проводников должны быть защищены для исключения повреждения изоляции и самих проводников.
- 5.2.1.2.23. Предпочтительно, чтобы все ячейки имели специальные клеммы заземления для присоединения переносного заземления, а также для заземления испытательных штанг, например с «гайкой-барашек».
- 5.2.1.2.24. Коммутационная аппаратура должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» т.п. А также цветовую маркировку «вкл» - зеленый, «откл» - красный.
- 5.2.1.2.25. Дверцы ячеек должны иметь возможность запирается, при этом замок должен быть с «нулевым сектором», а не индивидуальным.
- 5.2.1.2.26. Конструкция ячейки должна обеспечивать вывешивание плакатов.

- 5.2.1.2.27. Обеспечить наличие смотровых окон в отсеках вакуумного выключателя и кабельной линии. Окна должны быть выполнены из негорючего материала.
- 5.2.1.2.28. Дверцы ячеек должны открываться на 180 градусов.
- 5.2.1.2.29. Конструкция ячейки должна обеспечивать нанесение необходимых надписей, в т.ч. диспетчерское направление и таблички с перечнем установленного оборудования.
- 5.2.1.2.30. Ячейка должна иметь мнемосхему, отражающую положение коммутационной аппаратуры, установленной в ней. Мнемосхема должна быть четкой и хорошо читаемой. Светодиоды установленные на мнемосхеме долговечные.
- 5.2.1.2.31. Ячейки должны иметь кляч дистанционного и местного управления аппаратами.
- 5.2.1.2.32. Предусмотреть возможность блокировки для цепей телемеханики.
- 5.2.1.2.33. Кнопки должны быть не травмоопасными.
- 5.2.1.2.34. Предусмотреть выхлопные клапаны, исключаяющие в нормальном рабочем состоянии оборудования попадания пыли в ячейку.
- 5.2.1.2.35. Выкатной элемент с силовым выключателем должен обладать четкой фиксацией в контрольном, рабочем и прочих положениях.
- 5.2.1.2.36. Тележка для перемещения выкатного элемента в ремонтное положение должна: четко фиксироваться в ячейке, фиксировать выкатной элемент на тележке, иметь минимальные габариты по ширине и глубине в рабочем положении, компактна в сложенном состоянии (для хранения), иметь достаточный разгон регулирования по высоте, иметь стопор на колесах и ручки для удобства перемещения.
- 5.2.1.2.37. Должна быть предусмотрена «прогрузочная тележка» для прогрузки трансформаторов тока первичным током. Должна быть не более 15кг, допускается не трехфазного исполнение. Допускается не предусматривать «прогрузочную тележку», если конструкция ячейки обеспечивает удобство работ по прогрузке трансформаторов тока первичным током.
- 5.2.1.2.38. Нормативный срок эксплуатации ячейки – не менее 25 лет.
- 5.2.1.2.39. Гарантийный срок – не менее 3 лет с момента включения.
- 5.2.1.2.40. Конструкция ячейки должна обеспечивать минимальные эксплуатационные затраты (быть практически необслуживаемой).

#### 5.2.1.3. Требования к электрической прочности изоляции.

5.2.1.3.1. Требования к электрической прочности изоляции главных и вспомогательных цепей ячейки – по ГОСТ 1516.1.

5.2.1.3.2. Конструкция ячейки должна обеспечивать проведение испытания кабельной линии (КЛ) в соответствии с требованиями ПУЭ, «Объем и нормы испытаний электрооборудования», ГОСТ, без отбалчивания КЛ и отсоединения емкостных делителей индикаторов наличия напряжения.

#### 5.2.1.4. Требования по нагреву при длительной работе при токах короткого замыкания.

5.2.1.4.1. Ячейки в отношении нагрева при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 8024, ГОСТ 10434.

5.2.1.4.2. При воздействии сквозных токов короткого замыкания температура нагрева токоведущих частей ячейки, включая контактные соединения, не должна превышать предельно допустимых значений, указанных в таблице №3.

**Таблица № 3.**

<b>Наименование частей ячейки</b>	<b>Наибольшая допустимая температура, °С</b>
Металлические токоведущие части, кроме алюминиевых, соприкасающиеся с органической изоляцией.	250
Токоведущие части из меди и её сплавов, не соприкасающиеся с органической изоляцией.	300
Токоведущие части из алюминия, не соприкасающиеся с органической изоляцией.	200
Стальные токоведущие части, не соприкасающиеся с органической изоляцией.	400

5.2.1.4.3. Температура нагрева частей оболочки ячейки, к которым можно прикоснуться при эксплуатации (релейные отсеки, панели управления, двери, измерительные панели, крышки) в номинальном режиме не должна превышать 50°С.

#### 5.2.1.5. Требования к коммутационной способности.



Выключатели на напряжение свыше 1000В, применяемые в ячейках, должны обладать коммутационной способностью и выдерживать стандартные испытательные циклы в соответствии с ГОСТ 687 и ГОСТ 17717.

#### 5.2.1.6. Требования к механической прочности и стойкости.

5.2.1.6.1. Ячейки должны обладать достаточной механической прочностью, обеспечивающей нормальные условия работы и транспортирования без деформаций и повреждений элементов ячеек, препятствующих их нормальной работе.

5.2.1.6.2. Ячейки должны выдерживать не менее:

- 2000 включений и отключений разъемных контактных соединений главных цепей и 500 включений и отключений разъемных контактных соединений вспомогательных цепей;
- 2000 перемещений выкатного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно;
- 2000 открываний и закрываний дверей ячеек;
- 2000 открываний и закрываний защитных шторок;
- 2000 циклов включения-отключения заземлителя с пружинным приводом.

5.2.1.6.3. Число циклов включения – произвольная пауза – отключения выключателя на напряжение свыше 1000В без токовой нагрузки – по техническим условиям на применяемые в ячейке выключатели.

#### 5.2.1.7. Требования к токоведущим частям и контактным соединениям.

5.2.1.7.1. Разборные и неразборные контактные соединения ячейки должны соответствовать требованиям ГОСТ 10434, 21242.

5.2.1.7.2. Выводные контактные устройства должны быть рассчитаны на подсоединение как медных, так и алюминиевых шин, проводов и кабелей.

5.2.1.7.3. Значения контактного нажатия разъемных контактных соединений главной цепи ячеек и разъемных контактов заземлителя должна указываться в эксплуатационной документации на ячейки.

5.2.1.7.4. В кабельном отсеке должна быть шина заземления с стальными шпильками для заземления экрана кабеля М6 и М8 по количеству однофазных кабелей.

5.2.1.7.5. Ячейка должна иметь 2 шпильки М6 для заземления ячеек к внутреннему контуру заземления РП.

#### 5.2.1.8. Освещение.

5.2.1.8.1. Напряжение сетей освещения ячеек должно быть не более 12В.

5.2.1.8.2. Должна быть обеспечена возможность замены перегоревших ламп без снятия напряжения с ячейки.

#### 5.2.1.9. Требования безопасности.

5.2.1.9.1. Ячейки должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.4 и настоящего раздела.

5.2.1.9.2. В ячейке должны быть предусмотрены указатели рабочего и контрольного положения выкатного элемента либо положение выкатной части относительно неподвижной должно быть отчетливо видимым.

5.2.1.9.3. На фасаде ячейки должны быть нанесены надписи, указывающие её назначение (в соответствии с требованиями ПУЭ, инструкции «О диспетчерских наименованиях электросетевых объектов ООО «Энергии Технологии»).

5.2.1.9.4. Сборки зажимов, контакты вспомогательных цепей выключателей и разъединителей и аппараты вспомогательных цепей в релейном отсеке должны устанавливаться таким образом, чтобы была обеспечена возможность их безопасного обслуживания без снятия напряжения с главных цепей при выполнении персоналом мер безопасности. В случае необходимости обслуживания контактов измерительных трансформаторов, датчиков дугового КЗ должно быть снято напряжение с главных цепей ячеек.

5.2.1.9.5. Все токоведущие части главных цепей ячейки, которые могут оказаться под напряжением после выведения выкатного элемента в ремонтное положение, должны ограждаться автоматически закрывающимися шторками, имеющими приспособление для их запираания. Шторочный механизм должен быть раздвижной шторки должны запираются на замок в удобном месте.

5.2.1.9.6. При возникновении внутри ячейки короткого замыкания с открытой электрической дугой конструкция ячейки должна обеспечивать локализацию воздействия открытой электрической дуги в пределах отсека ячейки.

5.2.1.9.7. Требования к блокировкам:

5.2.1.9.7.1. Блокировка не допускающая перемещений выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного (разобщенного) в рабочее при включенном положении выключателя, установленного на выкатном элементе.

5.2.1.9.7.2. Блокировка, не допускающая в рабочем положении включение выключателя, при включенном заземлителе.

5.2.1.9.7.3. Блокировка, исключающая включение заземлителя, при нахождении выключателя (выкатного элемента) в рабочем и промежуточном положении.

5.2.1.9.7.4. Блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на выкатном элементе, при положении выкатного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положением.

5.2.1.9.7.5. Блокировка, не допускающая перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе.

5.2.1.9.7.6. Блокировка, исключающая доступ к сборным шинам и отпайкам от них, при нахождении выкатного элемента в рабочем положении.

5.2.1.9.7.7. Блокировка, исключающая открытие двери кабельного отсека при отключенном заземлителе. При этом блокировка должна разрешать отключение заземлителя при открытых дверях отсека кабельной линии для работы на КЛ (ОМП, испытания).

5.2.1.9.7.8. Блокировка, не допускающая перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее при открытой двери кабельного отсека.

5.2.1.9.7.9. Блокировка, исключающая включение выключателя в рабочем положении при разомкнутых цепях вторичной коммутации.

#### 5.2.1.10. Требования по РЗА.

5.2.1.10.1. Ячейка должна быть рассчитана на установку 3-х трансформаторов тока.

5.2.1.10.2. Конструкция ячейки должна предусматривать установку приборов учета (счетчиков).

5.2.1.10.3. Конструкция ячейки должна предусматривать установку ТТНП с внутренним диаметром 125 и 200мм. Конструкция не должна иметь острых краев.

5.2.1.10.4. Релейная защита ячейки выключателем должна быть ориентирована на микропроцессорные реле. Характеристика защит – независимая или зависимая.

5.2.1.10.5. Для размещения реле должен быть предусмотрен специальный отсек в каждой ячейке. Релейный отсек должен предусматривать установку трех типов микропроцессорных защит, счетчиков. Конструкция отсека должна обеспечивать удобство монтажа и эксплуатации, установленного в отсеке оборудования.

5.2.1.10.6. Релейная и микропроцессорная защита должна реализовывать схемы МТЗ и логической селективности.

5.2.1.10.7. Схемы работы АВР должны обеспечивать режимы – местного и дистанционного управления.

### **5.3. Основные требования к РУ 10-20кВ для ТП**

5.3.1. Модульные ячейки с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки;

5.3.2. Моноблоки комплектных РУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.), размещенным в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом и заваренном на полный срок службы на заводе изготовителе.

5.3.3. Ячейки должны быть укомплектованы емкостными делителями, через которые должны подключаться стационарные индикаторы наличия напряжения, а также гнезда для проведения «фазировки» в горячую фазовым компаратором.

5.3.4. Ячейки должны обеспечивать работу на КЛ (ОМП, испытания) без ее отбалчивания или снятия адаптеров (без использования силиконовой смазки).

5.3.5. Ячейка должна обеспечивать подключения кабеля сечением до 500мм<sup>2</sup>.

- 5.3.6. Ячейка должна иметь мнемосхему, отражающую положение установленной в ней коммутационной аппаратуры. Мнемосхема должна быть четкой и хорошо читаемой.
- 5.3.7. Заземляющие ножи должны иметь привод, обеспечивающий их быстрое, не зависящее от скорости оператора, включение (за счет энергии пружин). Отключение заземляющих ножей может производиться без использования энергии пружин.
- 5.3.8. В ячейках должен быть предусмотрен стандартный набор механических блокировок, предотвращающий ошибочные операции и доступ к частям, находящимся под напряжением.
- 5.3.9. Конструкция ячейки должна обеспечивать безопасную работу на кабельном присоединении при наличии напряжения на сборных шинах.
- 5.3.10. В отсеке КЛ должна быть конструкция для крепления КЛ, с немагнитными хомутами крепления.
- 5.3.11. Ячейка должна быть устойчива к внутренней дуге.
- 5.3.12. Коммутационная аппаратура должна иметь четкие механические указатели «вкл», «откл» и т.д.
- 5.3.13. Ячейки должны иметь ключ дистанционного и местного управления аппаратами.
- 5.3.14. Конструкция ячейки должна предусматривать возможность установки приспособлений и устройств для съема сигналов телесигнализации, телеуправления и телеизмерений в объеме, утвержденном в «Перечне объемов телесигнализации, телеизмерений и телеуправления в РП, ТП».
- 5.3.15. Защита силового трансформатора должна быть выполнена на силовом выключателе устройством защиты (электронное реле с регулируемыми характеристиками и выдержкой времени).
- 5.3.16. Климатическое исполнение – УЗ по ГОСТ 15150 (с нижней температурой окружающего воздуха – минус 25° С, верхнее значение – плюс 45° С; относительная влажность – 98% при температуре 25° С)
- 5.3.17. Высота установки над уровнем моря выше 1000м.
- 5.3.18. Окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.
- 5.3.19. Нормативный срок эксплуатации ячейки не менее 25 лет.
- 5.3.20. Гарантийный срок – не менее 3 лет с момента включения.
- 5.3.21. Конструкция ячейки должна обеспечивать минимальные эксплуатационные затраты (быть практически необслуживаемой).

#### **5.4. Распределительные устройства низкого напряжения**

- 5.4.1. Шкафы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51321.1-2000.
- 5.4.2. Все разборные и неразборные контактные соединения шкафов должны соответствовать требованиям ГОСТ 21242, ГОСТ 10434-82, за исключением разрезных пружинных шайб (шайба-гровер) как средство стабилизации.
- 5.4.3. Все конструкции шкафа должны быть снабжены приспособлениями, препятствующими самоотвинчиванию.
- 5.4.4. Зазоры, длины путей утечки и изоляционные промежутки должны соответствовать величинам, указанным в технической документации на аппараты, установленные в шкафах, но быть не менее 12мм по воздуху и 20мм по изоляции и данные расстояния должны сохраняться при нормальных условиях эксплуатации.
- 5.4.5. Детали шкафов, изготовленные из материалов, подверженных коррозии должны быть защищены гальваническими или лакокрасочными покрытиями. Качество покрытия деталей должно быть не ниже III класса по ГОСТ 9.023-74. Толщина лакокрасочных покрытий должна быть не менее 42мкм. Толщина гальванических покрытий должна быть не менее 9 мкм.
- 5.4.6. Все приборы, аппараты и соединительная проводка должны иметь маркировку по системе обозначений, принятой в типовых схемах электрических соединений. Нанесение обозначений должно выполняться способом, обеспечивающим стойкость маркировки против действия влаги и света, и не стирающиеся в процессе эксплуатации.
- 5.4.7. Конструкция сборки низкого напряжения должна предусматривать установку трансформаторов тока для организации расчетного учета электроэнергии.

- 5.4.8. Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности, должны иметь возможность собираться при монтаже без проведения подгоночных и регулировочных работ, а также дополнительных приспособлений.
- 5.4.9. Расположение сборных шин – горизонтальное, подключение кабелей через предохранитель с возможностью безопасной замены предохранителей под напряжением.
- 5.4.10. Марка и сечение кабеля, подключаемого к одинарному блоку – до 240 кв. мм, к двоянному – до 2х240 кв. мм.
- 5.4.11. Нулевая и защитная шины должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечивалось удобство подключения нулевых жил кабеля и заземления оболочки кабеля.
- 5.4.12. Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство проведения замеров нагрузок каждого присоединения токоизмерительными клещами.
- 5.4.13. Обозначение типов электрических соединений внутри шкафов должно соответствовать ГОСТ Р 51321.1-2000.
- 5.4.14. Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность визуального контроля положения контактов выключателей нагрузки.
- 5.4.15. Конструкция фидерных блоков и предохранителей отходящих линий должна обеспечивать возможность безопасной замены предохранителей, а также удобство проверки целостности плавкой вставки предохранителя.
- 5.4.16. Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность замены блоков выключателей нагрузки – предохранителей без снятия напряжения при отключенной нагрузке, при этом должен использоваться специальная изолированный ключ, входящий в комплект поставки.
- 5.4.17. В конструкции шкафа должна быть предусмотрена возможность наложения шины заземления сборных шин, при этом обеспечивается блокировка включения вводного выключателя. При снятой шине заземления место установки должно закрываться защитной шторкой. На шторке должна быть предусмотрена возможность установки висячего замка.
- 5.4.18. Полный установленный срок службы шкафов – не менее 25 лет (при условии проведения технического обслуживания и (или) замены аппаратуры в соответствии с указаниями заводской инструкции по эксплуатации на шкафы и комплектующие изделия).
- 5.4.19. Установленная безотказная наработка должна быть не менее 9000ч
- 5.4.20. Гарантийный срок эксплуатации должен быть три года со дня ввода шкафов в эксплуатацию.
- 5.4.21. Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать работу на кабеле одного присоединения, без отключения всей сборки.
- 5.4.22. Конструкция выключателя нагрузки должна обеспечивать видимый разрыв при отключении.
- 5.4.23. Должна быть обеспечена возможность удобного выполнения фазировки на секционном выключателе нагрузки.
- 5.4.24. Должны быть предусмотрены стационарные шпильки для выполнения контактных соединений кабельных линий и для присоединения заземления оболочек кабеля.
- 5.4.25. Все надписи на сборке низкого напряжения должны быть выполнены в соответствии с инструкцией «О диспетчерских наименованиях в ООО «Энергии Технологии»
- 5.4.26. Контактные соединения не должны иметь заусенцев.
- 5.4.27. Крепеж для установки шинки заземления сборных шин должен быть выполнен удобным для эксплуатации (типа «гайка – барашек»).
- 5.4.28. Рукоятка вводного и секционного выключателя нагрузки должна быть выполнена безопасной для оперирования ей персоналом.
- 5.4.29. Цепи вторичной коммутации должны быть уложены в короба, либо полностью должно быть исключено их касание с шинами разноименных фаз.
- 5.4.30. Контактные соединения наконечников цепей питания СН с шинами должно быть выполнено видимым, т.е. со стороны обслуживания сборки низкого напряжения (с фасада).
- 5.4.31. На все болтовые соединения токоведущих частей должны быть установлены контргайки.
- 5.4.32. Должны быть предусмотрены крючки для подвеса шин заземления сборных шин.
- 5.4.33. Блоки предохранителей должны быть легкоъемными (должны сниматься при не выкрученных полностью болтах).

- 5.4.34. Должна быть выполнена разводка фаз фидера для возможности подключения сболченных кабельных линий. При этом должны соблюдаться все диэлектрические расстояния.
- 5.4.35. Место подключения кабеля должно обеспечивать присоединение наконечника со срывными головками болтов и монтажа контактного соединения с применением контргаяк.
- 5.4.36. Конструкция сборки низкого напряжения должна обеспечивать заземления оболочки всех кабелей, присоединяемых к нему под отдельный болт.
- 5.4.37. Конструкция шинки заземления должна обеспечивать не только блокировку вводного выключателя нагрузки при наложенном заземлении, но и связь с «землей».
- 5.4.38. При подсоединении сболченных кабелей должна быть обеспечена защита от случайного прикосновения к токоведущим частям.
- 5.4.39. Торцы перегородок из диэлектрического материала должны быть окрашены влагостойким лаком.
- 5.4.40. В отсеке автоматического выключателя должна применяться конструкция, отвечающая следующим требованиям:
- шины для подключения отходящих кабелей располагать горизонтально с последовательным смещением фаз как по высоте, так и по глубине (расстояние между шинами разных фаз должно быть не меньше 80 мм) для удобства монтажа кабеля;
  - для автоматов с номинальным током до 1600А длина горизонтальных шин (или ширина отсека) должна обеспечивать подключение кабелей сечением 240 кв. мм;
  - для автоматов с номинальным током 2000А предусматривать индивидуальное решение по проекту.
- 5.4.41. Съемная крышка передней панели отсека автоматического выключателя должна отвечать следующим требованиям:
- крепиться к корпусу с помощью винтов в отверстиях с нарезанной резьбой;
  - иметь приспособления для удобного снятия крышки;
  - обеспечивать возможность безопасной работы монтажникам РЗА – доступ к регулировкам уставок, закрытые токоведущие контакты;
  - закрывать место присоединения кабеля для обеспечения безопасности работ в процессе обслуживания.
- 5.4.42. Автоматические выключатели (ЯСН, ТЗ, АВР) должны иметь индивидуальную съемную панель.
- 5.4.43. В отсеке автомата конструкция шин должна обеспечивать удобство подключения КЛ из коридора управления.
- 5.4.44. Минимальное расстояние от места присоединения кабеля до крепления кабеля должно быть 650мм.
- 5.4.45. Все контакты должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 10434, 21242.
- 5.4.46. Окрашенные поверхности в местах присоединения наконечников проводников заземления должны быть зачищены и обеспечивать электрический контакт.
- 5.4.47. Все защитные проводники должны быть присоединены к регламентным местам на шине.

## 5.5. Силовые трансформаторы

5.5.1. Основные требования к трансформаторам, установленным на ТП 10-20,0,4кВ:

- применение герметичных масляных трансформаторов (ТМГ) и сухих трансформаторов с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами.
- номинальная мощность, принимаемых в эксплуатацию ООО «Энергии Технологии», трансформаторов:

Тип охлаждения	Сном, кВа	U ном, кВ
Масляный	До 1600 включительно	10-20
Сухой	До 2000 включительно	10
Сухой	До 1600 включительно	20

- номинальное напряжение  $U_{нн} = 0,4\text{кВ}$ ;
- схема и группа соединения  $\Delta/Y_{н-11}$  (для трансформаторов мощностью до 250 кВА включительно допускается схема и группа соединений  $Y/Z_{н-11}$ );
- регулировка напряжения должна осуществляться на стороне ВН  $\pm 2 \times 2,5\%$  (при этом, 1-е положение переключателя должно соответствовать максимальному, а V-е – минимальному напряжению на стороне ВН);
- гарантийный срок на поставляемую продукцию должен составлять не менее 3 лет с даты включения трансформатора в работу;
- нормативный срок службы не менее 25 лет;
- должны отвечать требованиям ГОСТ 11677-85, ГОСТ 12.2.007.0-76, ГОСТ 12.2.007.2-76, ГОСТ 12.2.024-87.
- расстояние между катками трансформаторов должно отвечать требованиям ГОСТ.

#### 5.5.2 Прочие требования к силовым масляным трансформаторам:

- конструкция переключателя должна исключать его включение в промежуточном положении. Переключатель также должен быть снабжен стопорным устройством, позволяющим фиксировать переключатель в нужном положении.
- выводы трансформатора ВН и НН должны быть выполнены сверху;
- трансформатор должен быть снабжен указателем уровня масла, выполненным таким образом, чтобы уровень масла в трансформаторе был виден со всех сторон. Индикация указателя уровня масла трансформатора должна быть выполнена хорошо видимым контрастным красным цветом;
- трансформатор должен иметь гнездо для установки спиртового термометра типа ТТЖ-М;
- трансформатор должен быть укомплектован термометром в защитном изоляционном корпусе;
- трансформатор должен быть снабжен пробкой для слива масла;
- расстояния между вводами ВН должны обеспечивать удобств подключения адаптеров (для трансформаторов 20кВ) и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами;
- конструкция бака трансформатора должна допускать неограниченное количество перегрузок с помощью различных механизмов;
- для подключения трансформатора со стороны ВН рекомендуется применять угловые адаптеры с герметизирующими манжетами натяжного типа (для трансформаторов 20кВ);
- трансформатор должен оснащаться изоляторами, имеющими специальные ушки для крепления прижимного устройства и соответствовать стандартам DIN 47636 и ANSI/IEEE 386 подключения экранированных адаптеров (для трансформаторов 20кВ);
- длина шпилек вводов ВН должна быть не менее 72мм от колпачка вывода и не менее 55мм от крепления (гайки) изолятора вывода ВН (для трансформаторов 6-10кВ);
- трансформатор должен быть предназначен для работы в климатических условиях У1 при температуре от  $-45^{\circ}$  до  $+45^{\circ}\text{C}$ ;
- расстояние между вводами н/н по осям должны обеспечивать удобство их ошиновки (подключение 5-и проводов ВВГнг сечением  $1 \times 240\text{мм}^2$  или 4-х проводов ВВГнг  $1 \times 300\text{мм}^2$  к одному контактному зажиму) и требуемую электрическую прочность изоляции между вводами;
- съемные контактные зажимы должны быть изготовлены из меди (с защитным покрытием) или латуни и соответствовать ГОСТ 21242-75 и ГОСТ 10434;
- шинка заземления бака трансформатора должна обеспечивать надежное контактное соединение и выполняться с двух сторон трансформатора сечением 40x4;
- уровень звуковой мощности трансформаторов не должен превышать значений приведенных в ГОСТ 12.2024-87.

#### 5.5.3. Прочие требования к силовым сухим трансформаторам:

- обмотки трансформатора должны быть снабжены термодатчиком, действующим в случае перегрева обмоток на отключение, т.е. в комплект должна входить двухступенчатая тепловая защита;
- Изоляция обмоток должна удовлетворять следующим условиям:
  - Класс нагревостойкости изоляции F
  - Тип изоляции – литая (предпочтительней)
- выводы обмоток должны быть выполнены как правило сверху

- трансформатор должен быть предназначен для работы в климатических условиях: У2 при температуре от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ , относительной влажности воздуха 98% (при температуре  $25^{\circ}\text{C}$ ). Условия хранения трансформатора – под неотапливаемым навесом.
- степень защиты: IP 00- без кожуха, IP 23(31) – в кожухе;
- уровень звуковой мощности трансформатора не должен превышать значений, приведенных в ГОСТ 12.2.024-87;
- предпочтительно наличие заводских амортизаторов.

## **5.6. Измерительные трансформаторы**

### **5.6.1. Измерительные трансформаторы 6-20 кВ:**

- должны соответствовать требованиям действующих ГОСТ, стандартов и других НТД регламентирующих требования к измерительным трансформаторам;
- изоляция должна быть литой;
- вторичных обмоток должно быть не менее двух;
- класс точности не менее 0,5s и 10P (для цепей РЗА);
- номинальный вторичный ток 5А;
- необходимо предусматривать унификации трансформаторов по вопросу посадочных мест.

### **5.6.2. Измерительные трансформаторы напряжения 6-20 кВ:**

- должны соответствовать требованиям действующих ГОСТ, стандартов и других НТД регламентирующих требования к измерительным трансформаторам;
- изоляция должна быть литой;
- при использовании ТН в цепях коммерческого учета ЭЭ класс точности не менее 0,5S;
- номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора - 100В;
- необходимо предусматривать унификации трансформаторов по вопросу посадочных мест;
- конструкция ТН выполняется в «антирезонансном» исполнении, дополнительно конструкция должна обеспечивать повышенную надежность работы, пожаро- и взрывобезопасность.

## **5.7. Коммутационные аппараты**

### **5.7.1. В сетях 10-20 кВ необходимо применять:**

- вакуумные и элегазовые выключатели;
- элегазовые выключатели нагрузки.

### **5.7.2. Силовые выключатели 10-20 кВ должны обеспечивать:**

- номинальный ток 630А (1250А);
- номинальный ток отключения (отключающая способность) не менее 20 кА;
- номинальное напряжение 10 или 20 кВ;
- климатическое исполнение У3 (от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+45^{\circ}\text{C}$ );
- низкий уровень коммутационных перенапряжений;
- надежную безремонтную работу до выработки установленного ресурса коммутаций.

### **5.7.3. В сетях 0,4 кВ необходимо применять:**

- выключатели нагрузки в качестве вводных и секционных коммутационных аппаратов;
- предохранители, и в исключительных случаях, автоматические выключатели на отходящих кабельных линиях 0,4 кВ.

## **5.8. Ограничители перенапряжений**

5.8.1. Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) применяются для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений на электрооборудовании всех классов напряжений.

5.8.2. Для защиты от грозовых перенапряжений, ОПН устанавливаются на подходах ВЛ к РУ подстанций.

5.8.3. Для защиты от коммутационных перенапряжений, в сетях 10-20 кВ, ОПН устанавливается в ячейке трансформатора напряжения. При этом параллельная работа ОПН запрещается.

5.8.4. ОПН должен иметь способность неограниченного числа срабатываний.

5.8.5. Выбор технических параметров ОПН выполняется исходя из расчёта сетей на коммутационные и квазиустановившиеся перенапряжения, по рассеиваемой в ОПН энергии.

5.8.6. Рекомендуется применять ОПН на основе оксидно-цинковых резисторов. Они должны обладать достаточной энергоемкостью и взрывобезопасной конструкцией исполнения.

## 5.9. Устройства АВР 0,4 кВ

5.9.1. Аппараты устройства АВР 0,4 необходимо размещать на двух отдельно стоящих стойках (на металлических каркасах, в шкафах) в противоположных секциях (лучах) подстанции.

5.9.2. Принцип построения однолинейной принципиальной схемы АВР 0,4 кВ показан на рис.10.

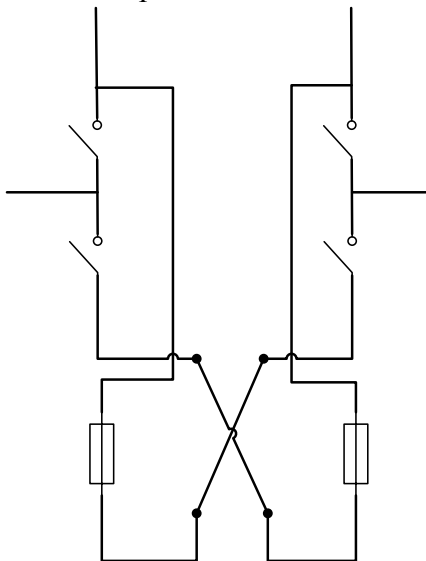


Рис10

5.9.3. Шкаф АВР должен соответствовать требованиям существующих ГОСТ в части металлоконструкций, контактных соединений, аппаратуры и других составных элементов и применяемых технологий.

5.9.4. Основные и резервные контакты каждой из двух стоек АВР, должны быть выполнены трехпозиционным выключателем нагрузки с моторным приводом. В отдельных случаях, по согласованию технического руководителя ООО «Энергии Технологии», допускается применение выключателей контакторного типа или готовых заводских контакторных станций.

5.9.5. Аппаратура и вторичные цепи АВР 0,4, должна размещаться в отдельных отсеках с закрывающимися дверцами. На лицевой панели этой дверцы необходимо обеспечивать видимость индикатора реле контроля фаз, а также размещать автоматический выключатель питания вторичных цепей.

5.9.6. Подключение вторичных цепей необходимо выполнять таким образом, чтобы место их контактного соединения с первичными (силовыми) цепями АВР было видимым и доступным для осмотров и обслуживания.

5.9.7. Нулевые проводники вторичных цепей должны подключаться через отдельно установленный клеммник.

5.9.8. Устройство конструкции АВР должно обеспечивать безопасное проведение «фазировки» и других работ.

5.9.9. Подверженные коррозии детали шкафов, должны быть защищены гальваническими и лакокрасочными покрытиями. Качество данных покрытий определяется действующим ГОСТ и должно соответствовать III классу.

5.9.10. Приборы, аппараты и соединительная проводка должны быть промаркированы в соответствии с действующими системами обозначений. Нанесенные обозначения должны быть стойкими к воздействию окружающей среды (влага, свет, колебание температуры окр. среды и прочее.) и не стираться в процессе эксплуатации.

5.9.11. Поставляемые шкафы должны быть полной заводской готовности. Подгонка монтируемых на месте элементов не допускается (брак).

5.9.12. Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность подключения проводов сечением 1х240 и 1х300 кв.мм.

5.9.13. Первичные цепи (шины) и вторичные ответвления от них должны иметь цветовую маркировку в соответствии с требованиями ПУЭ. Фаза А – желтая, фаза В – зеленая и фаза С – красная.



5.9.14. Контактные соединения должны быть обработаны, и не должны иметь металлических заусенцев.

5.9.15. Окрашенные токоведущие элементы АВР, в местах контактных соединений должны быть зачищены для обеспечения необходимого электрического контакта.

5.9.16. Цепи вторичных соединений шкафа должны быть уложены таким образом, чтобы исключить прикосновение с шинами разноименных фаз (прокладку выполнять в коробах или гофрированных трубках).

5.9.17. Надписи на устройстве АВР должны соответствовать инструкции «о диспетчерских наименованиях» ООО «Энергии Технологии».

5.9.18. Эксплуатационный срок АВР, установленный заводом изготовителем, должен быть не менее 25 лет.

## **5.10. Диагностика силового оборудования подстанций**

Диагностика силового оборудования подстанций эксплуатируемых ООО «Энергии Технологии» должна соответствовать требованиям действующих СО, РД, ПТЭ и других НТД в сфере электроэнергетики.

Основные требования, предъявляемые к методике диагностирования:

- тепловизионный контроль при проведении плановых осмотров оборудования распределительных, соединительных и трансформаторных подстанций (оформляется в соответствии с требованиями действующих правил безопасности МПОТ);
- диагностику и мониторинг состояния действующего оборудования рекомендуется выполнять преимущественно без отключений оборудования;
- внедрять неразрушающие методы контроля состояния электрооборудования.

## **5.11. Экологические требования к подстанциям**

Возникающие при строительстве и эксплуатации негативные воздействия на человека и окружающую среду необходимо минимизировать следующим образом:

- снижать уровень шума от электрооборудования (применяя шумоизоляционные материалы);
- снижать воздействие электромагнитных полей;
- применять электрооборудование, обеспечивающее электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- своевременно и качественно выполнять благоустройство нарушенных в процессе строительномонтажных и ремонтных работ участков земли;
- принимать меры исключая попадание трансформаторного масла на поверхность земли;

# **6. Кабельные линии электропередач**

## **6.1. Силовые КЛ**

6.1.1. При строительстве, реконструкции КЛ 10-20 кВ необходимо применять следующие типы кабелей:

- силовые кабели из сшитого полиэтилена (по технологии пироксидной сшивки) одножильного или трехжильного исполнения. В подземных инженерных сооружениях необходимо использовать кабели с оболочкой не распространяющей горение, с низким уровнем дымо- и газовыделения (с индексом нг или LS). При прокладке в земле необходимо использовать кабели с усиленной оболочкой, имеющие дополнительные ребра жесткости, или другие конструктивные особенности, направленные на повышение стойкости кабеля к механическим воздействиям грунта и фракций. Применяемый кабель должен иметь элементы конструкции, препятствующие распространению влаги вдоль кабеля. Сечение медного экрана определяется режимом работы электрической сети.

- силовые бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией, применяются в исключительных случаях (вынос существующих кабелей с пропитанной бумажной изоляцией из пятна застройки) по согласованию технического руководителя ООО «Энергии Технологии». При новом строительстве применение такого типа кабеля не допускается.

6.1.2. Выбор сечения жил кабелей производится по величине длительно допустимого тока в нормальном режиме с учетом поправочных коэффициентов на количество кабелей проложенных в траншее, на участке трассы с наихудшими условиями. В проверочных расчетах необходимо учитывать перегрузку в послеаварийном режиме с учетом теплового сопротивления грунта. Также

необходимо выполнять расчеты на стойкость к термическому и динамическому действию токов короткого замыкания, расчет потерь и падений напряжения в линии.

Сечение 630 кв.мм. применяется в исключительных случаях. Такое проектное решение должно быть индивидуально согласовано с техническим руководителем ООО «Энергии Технологии».

## **6.2. Кабельная арматура**

К применению допускается термоусаживаемая кабельная арматура, изготовленная по технологии поперечно-сшитого полимеров.

Применяемые при изготовлении материалы должны быть устойчивы к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами и быть адаптированными к применению в любых климатических и производственных условиях.

Соединение и оконцевание токоведущих жил осуществляется методом фиксации в гильзах и наконечниках со срывными болтами. Опрессовочные наконечники допускается применять в исключительных случаях, по дополнительному согласованию технического руководителя ООО «Энергии Технологии».

Срок службы заявленный заводом-изготовителем должен быть не менее 30 лет.

## **6.3. Требования к технологии прокладки кабельных линий**

6.3.1. Прокладка кабельных линий производится в строгом соответствии с согласованным проектом, требованиями ПУЭ и других действующих регламентирующих документов.

6.3.2. Защиту от механических повреждений КЛ, вместо применения кирпича, допускается выполнять с помощью полимерных плит ПЗК 24x48 и ПЗК 36x48.

# **7. Воздушные линии электропередачи**

## **7.1. Требования к воздушным линиям электропередачи 10-20 кВ**

7.1.1. Основные направления развития ВЛ:

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

7.1.2. Общие требования к воздушным линиям электропередачи:

- элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механическую нагрузку с повторяемостью расчетных климатических условий (РКУ) 1 раз в 25 лет для Московской области, а именно минимальный изгибающий момент сил на стойках ВЛ равен  $50 \text{ кН*м}$  для ВЛ 10-20 кВ и  $30 \text{ кН*м}$  для ВЛ 0,4 кВ;
- не зависимо от сечения проводов, магистрали ВЛ 10-20 кВ необходимо выполнять на анкерно-угловых опорах с применением подвесных изоляторов (не менее 2 шт. в гирлянде);
- ВЛ 10-20 кВ, вне зависимости от их места размещения (населенные и не населенные пункты), необходимо выполнять с применением изолированных проводов.

## **7.2. Требования к ВЛ 0,4кВ**

7.2.1. ВЛ 0,4 кВ необходимо выполнять в трехфазном четырехпроводном исполнении, по радиальной схеме. Сечение провода, по всей длине магистральной линии, должно быть неизменно и составлять не менее 70 кв.мм. Длина магистрали ВЛ не должна превышать 400м.

7.2.2. ВЛ 0,4 должны выполняться только самонесущими изолированными проводами. К применению рекомендуются различные модификации СИП. Допускается также применение зарубежных аналогов (например «Торсада»), при условии выбора необходимой по условиям конструкции провода арматуры и анкерных опор.

7.2.3. Ответвления от магистральных проводов на ввод абонента необходимо выполнять трехфазным, трудно сгораемым и устойчивым к ультрафиолету проводом. Сечение провода ответвления определять исходя из нагрузок абонента предусмотренных в технических условиях.

7.2.4. Ответвление от магистрали выполнять с применением соответствующей данной марки СИП арматуры. Присоединение к ВРУ абонента выполнять через наконечники.

## **7.3. Опоры**

Рекомендуются к применению железобетонные опоры СВ 95-2 и их аналоги. В отдельных случаях допускается применять металлические (для электроснабжения механизации строительства,

проектирование трассы ВЛ по существующим опорам и другие подобные ситуации) и деревянные (проектирование трассы ВЛ по существующим опорам) опоры ВЛ.

#### **7.4. Защита ВЛ от грозových перенапряжений**

7.4.1. Для защиты от перенапряжений ВЛ 10-20 кВ необходимо применять:

- длинно-искровые разрядники;
- нелинейные ограничители перенапряжений;
- заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

7.4.2. Длинно-искровые разрядники устанавливаются для:

- защиты от перенапряжений и пережога проводов ВЛ с защищенными проводами;
- защиты ослабленных мест на ВЛ (соединительные муфты, места пересечений и прочее);
- а также на подходах РУ 10-20 кВ трансформаторных подстанций.

#### **7.5. Основные требования к технологии производства работ**

При строительстве ВЛ:

- необходимо применять раскаточные ролики с покрытием опорной поверхности эластичным материалом, для исключения повреждения изоляции при монтаже;
- строительство воздушных линий выполнять в полном соответствии с проектом, согласованным с заказчиком, балансодержателями коммуникаций в пятне строительства и государственными надзорными органами.

### **8. Устройства релейной защиты и автоматики**

#### **8.1. Основные задачи в области релейной защиты и автоматики**

Поддержание состояния существующих схем и устройств РЗА на надежном уровне работы. Проведение реконструкций физически устаревших схем и устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна, рекомендуется проводить в комплексе с заменой ячеек при реконструкции подстанции.

Создание систем РЗА отвечающим современным требованиям.

#### **8.2. Функции устройств релейной защиты и автоматики в сетях 10-20кВ**

Релейная защита должна обеспечивать селективное отключение короткого замыкания с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части сети и ограничения области и степени повреждения (максимально-токовая защита – МТЗ, максимально направленная защита – МНЗ) при:

- Межфазных коротких замыканий в сетях 10-20кВ
- Однофазных коротких замыканий на землю в сетях 20кВ.

Устройство АВР должно обеспечивать следующие требования:

- обеспечить контроль готовности первичной схемы к действию АВР;
- предусматривать ключ вывода в ручной режим управления;
- дополнительно устанавливать
- ключи «опробование АВР» на ячейках каждого ввода и секционного разъединителя
- ключи «снятие блокировки АВР» от неисправности в цепях напряжения в ячейках ТП1 и ТН2.
- сигнал при однофазных замыканиях на землю в сетях 10кВ;
- защиту шин по логической селективности. Предусматривать блокировку ЗШ по ЛС при срабатывании направленной защиты на одну из параллельных вводных линий.
- УРОВ.
- предусматривать для ЗШ по ЛС и УРОВ по одному индивидуальному ключу управления.

#### **8.3. Основные требования к новым системам и аппаратам релейной защиты и автоматики**

Вновь применяемые системы и аппараты РЗА должны реализовывать следующие задачи:

- снижение времени отключения токов короткого замыкания и уменьшения ступени селективности на основе повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях посредством полноты информации и оперативности ее предоставления;

- возможность для удаленного управления с рабочего места эксплуатационного персонала через каналы связи;
- повышение надежности функционирования устройств РЗА в результате применения:
  - а) Встроенной в устройство непрерывной диагностики.
  - б) Цифровых каналов связи, включая волоконно - оптические.

#### **8.4. Селективная защита от однофазного замыкания на землю в сетях 10кВ**

8.4.1. Устройства защиты от однофазных замыканий на землю должны обеспечивать:

- фиксацию устойчивых повреждений, включая перемежающиеся замыкания;
- фиксацию металлических, длительных самоустраняющихся дуговых замыканий на землю;

8.4.2. Работа защиты от однофазных замыканий не должна зависеть от режимов работы сети.

8.4.3. Определение места однофазных замыканий на землю на ВЛ и КО 10кВ проводить с использованием мобильных (переносных) или стационарных устройств типа УСЗ-3М на высших гармониках с исключением метода поочередного отключения линий.

#### **8.5. Схемы и системы питания вторичных цепей**

8.5.1. Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения должна осуществляться через отдельные предохранители или автоматические выключатели.

Питание оперативным током цепей РЗА каждого присоединения предусматривается через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями.

8.5.2. Формирование системы питания переменного тока должно предусматривать:

- организацию не менее 2-х секций 0,22/0,4кВ для питания потребителей собственных нужд объекта (с АВР);
- если трансформаторы в РТП находятся в эксплуатации ООО «Энергии Технологии» питание оперативных цепей необходимо осуществлять от вышеуказанных трансформаторов;
- если РП или трансформаторы РТП находятся в эксплуатации смежной сетевой организации или абонента, то питание оперативных цепей необходимо выполнять с помощью ТСН (от 25 до 100 кВА исходя из расчета), или кабелем от рядом стоящей ТП находящейся на балансе ООО «Энергии Технологии».

8.5.3. Формирование сети оперативного постоянного тока должно отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи должна обеспечивать работоспособность устройств РЗА в течение времени, необходимого для прибытия персонала на подстанцию, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению нормального режима работы;
- обеспечение питания вторичных систем от зарядных устройств, если произойдет отключение аккумуляторной батареи;
- электромагнитная совместимость с объектами питания.

### **9. Автоматизированные системы управления электросетевыми объектами распределительной сети**

#### **9.1. Основные цели и задачи**

Цели автоматизации электросетевых объектов:

- создание информационной основы для построения автоматизированной системы управления и измерения;
- контроль и поддержание качественных показателей электроэнергии, на требуемом в соответствии ГОСТ уровне;
- снижение сроков реагирования и устранения аварийных ситуаций, а также сокращения с ними связанного ущерба;
- повышение уровня функционирования и управления всего технологического комплекса распределительных сетей ООО «Энергии Технологии».

Задачи автоматизации электросетевых объектов:

- комплексная автоматизация основных бизнес-процессов, в том числе, оперативно-технологического и производственно-технического управления процессами эксплуатации электрических сетей ООО «Энергии Технологии»;
- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для основной деятельности;
- обеспечение повышения управляемости распределительной сетью, за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации.

## **9.2. Автоматизированная система технологического управления и измерения (телемеханика)**

### **9.2.1. Общие требования**

Все оборудование, применяемое в системе телемеханики, должно соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 2003 г., иметь все необходимые сертификаты и разрешения.

Проектирование систем телемеханики (ТМ) распределительных сетей 10-20 кВ следует выполнять на базе программно-технического комплекса, имеющего действующее разрешение на применение федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Комплексы телемеханики должны соответствовать требованиям ГОСТ.

Система телемеханики должна представлять собой программно-технические комплексы, работающие в автоматическом режиме и обеспечивающие сбор технологической информации с приборов подстанций и передачу этой информации в центр сбора (сервер электросетевой компании).

9.2.1.1. Система телемеханики должна:

- обеспечивать своевременный и качественный сбор телеинформации с датчиков и измерительных преобразователей в необходимом объеме, а также обмен данными с сервером;
- обеспечивать передачу телеинформации с меткой времени;
- обеспечивать возможность самодиагностики, автоматической загрузки, удаленной диагностики, программирования и параметрирования;
- обеспечивать информационную поддержку для определения поврежденного участка силового кабеля;
- реализовывать функции охранной сигнализации;
- иметь высокую помехозащищенность;

9.2.1.2. Все измерительные средства электрических величин должны быть внесены в государственный реестр средств измерений и иметь сертификат об утверждении типа средства измерения.

9.2.1.3. Система телемеханики должна являться многоуровневой, многокомпонентной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

9.2.1.4. Система должна быть включена в центр сбора и обработки информации (сервер) расположенный в ООО «Энергии Технологии».

9.2.1.5. Данные телемеханики должны передаваться по протоколу МЭК 870-5-104.

9.2.1.6. Основной канал передачи данных от комплекса устройств телемеханики, установленного на ТП, РП, РТП, СП в ОДС ООО «Энергии Технологии» должен осуществляться по каналам связи посредством протоколов ТСР/IP с подключением комплекса устройств телемеханики к существующей сети Ethernet.

9.2.1.7. Система должна осуществлять контроль состояния коммутации и управление включением/выключением по всем ячейкам электросетевых объектов.

9.2.1.8. Система должна осуществлять контроль охраны электросетевых объектов на открытие/закрытие входных дверей.

9.2.1.9. Система телемеханики на базе комплекса устройств должна осуществлять функции сбора и передачи информации на основе данных приборов микропроцессорных защит. Также система телемеханики должна осуществлять трансляцию из ОДС ООО «Энергии Технологии» команд телеуправления положения коммутационных аппаратов.

9.2.1.10. Электропитание оборудования телемеханики в подстанциях должно осуществляться от обеих секций РУ-0,4кВ, либо собственных нужд. Должно быть предусмотрено автоматическое переключение между фидерами питания.

9.2.1.11. Должна быть предусмотрена установка отдельных автоматических выключателей для электропитания моторных приводов и для питания оборудования телемеханики.

9.2.1.12. Должно быть выполнено резервное питание комплекса средств ТМ и передачи данных энергообъекта обеспечивающего не менее 120 минут автономной работы оборудования.

9.2.1.13 Должен быть предусмотрен сигнал о потере питания от сети переменного тока и переходе на питание от аккумулятора. Источник питания переменного тока должен обеспечивать автоматическое включение в работу при подаче или восстановлении напряжения питания, в том числе после перерывов питания любой длительности.

9.2.1.14 При нарушении питания на время, превышающее определенное максимально допустимое проектом, устройство КП должно корректно завершить свою работу, а при восстановлении напряжения питания через любой интервал времени должен быть обеспечен автоматический запуск устройства и восстановление его функциональности в полном объеме без вмешательства оператора.

#### 9.2.2. Технические требования.

9.2.2.1. Комплекс устройств телемеханики должен быть промышленного исполнения, обеспечивающий стабильную и надежную круглосуточную работу и не требующий частого обслуживания и замены быстро-изнашиваемых элементов.

9.2.2.2. Комплекс устройств телемеханики должен иметь следующие основные характеристики и обеспечивать выполнение следующих функций:

- должен быть законченным изделием – представленным в виде комплектного шкафа;
- иметь межповерочный интервал – 10 лет;
- конструкция шкафов телемеханики по степени защиты оборудования от влаги и пыли должна соответствовать IP 55;
- все оборудование телемеханики должно быть промышленного исполнения, не требовать принудительной вентиляции;
- конструкция шкафов телемеханики должна предусматривать запираение на ключ;
- заземление шкафа ТМ и оборудования выполнить от существующей шины заземления медным проводом, сечением не менее 25кв.мм.
- устройства телемеханики, устанавливаемые в силовое оборудование должны по габаритам и исполнению соответствовать требованиям эргономики;
- устройства телемеханики, устанавливаемые в силовое оборудование должны иметь защитное заземление;
- в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока должны быть включены легко доступные клеммные колодки с замыкателями для замыкания вторичной цепи ТТ при демонтаже или обслуживании измерительного модуля. Конструкция клеммных колодок должна обеспечивать невозможность демонтажа измерительного модуля без замыкания вторичной цепи трансформатора тока;
- осуществлять дистанционный контроль переключений коммутационного оборудования с использованием датчиков с выходным сигналом типа «сухой контакт» (телесигнализация, ТС);
- осуществлять удаленное управление энергетическим промышленным оборудованием с помощью стандартных телеметрических сигналов (телеуправление, ТУ);
- осуществлять ведение системного времени и календаря с возможностью автоматической синхронизации по сигналам проверки времени, при подключении к комплексу устройств телемеханики устройств синхронизации времени;
- иметь возможность организации обмена данными с системами сбора технологической информации по стандартному протоколу МЭК 870-5-104 одновременно в несколько различных направлений;
- осуществлять автоматическое присвоение событиям и данным меток шкалы времени контроллера;
- осуществлять предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- осуществлять ведение базы данных контролируемых параметров;
- осуществлять архивирование зафиксированных событий и измерений;

- осуществлять защиту от несанкционированного доступа, обеспеченную путем пломбирования и использования программных паролей;
- обеспечивать подключение датчиков с нормированным выходом ( $\pm 20$  мА; от 0(4) до 20 мА;  $\pm 1,25$  В;  $\pm 2,5$  В;  $\pm 5$  В;  $\pm 10$  В) для измерения и преобразования в цифровую форму;
- осуществлять преобразование цифровых сигналов в аналоговую форму;
- осуществлять сбор информации с приборов микропроцессорных защит (в том числе измерительной) в цифровой форме и других величин;
- иметь физические интерфейсы связи: RS-485; USB; Ethernet. Интерфейсы связи RS-485 для защиты от внешних воздействий должны быть выполнены с гальванической изоляцией не менее 1 кВ;
- протоколы последовательной связи: ГОСТ Р МЭК 61870-5-104; FTP;
- средняя наработка на отказ - 90000 ч; среднее время восстановления работоспособности - не более 2 ч; коэффициент готовности (технического использования) - не менее 0,97; средний срок службы - не менее 20 лет;
- иметь возможность удаленного тестирования, программирования и параметрирования, по средствам специализированного программного обеспечения.

9.2.2.3. Комплекс телемеханики должен иметь распределенное исполнение с применением технологии контроллеров присоединения, с обязательным контролем наличия напряжения на кабелях 6-20 кВ.

9.2.2.4. Система телемеханики должна быть выполнена на микропроцессорных многофункциональных модулях – контроллерах присоединения, промышленного исполнения сертифицированных на соответствие требованиям ГОСТ.

9.2.2.5. Для снижения уровня помех в измерительных цепях и цепях контроля наличия потенциала, применяемые устройства телемеханики (контроллеры присоединения) должны устанавливаться непосредственно в релейных отсеках ячеек РП (СП) и ТП.

9.2.2.6. Контроллеры присоединения должны иметь следующие параметры:

- каналы управления высоковольтным выключателем должны быть выполнены в виде последовательного соединения электронного твердотельного и электромеханического реле обеспечивающего невозможность выдачи команды управления при выходе из строя любого элемента. Коммутируемое напряжение переменного и постоянного тока 250В без образования дуги;
- обеспечения запрета или разрешение выполнения ТУ по внешнему аппаратному сигналу;
- каналы ТС должны быть выполнены на базе АЦП с возможностью выбора уровня 12-250 и типа напряжения – постоянное/переменное с применением алгоритмов цифровой фильтрации и интегрирования исключающими ложные срабатывания и пропуск сигнала;
- количество дискретных входов должны обеспечивать подключение необходимого количества датчиков типа “сухой контакт” и необходимое количество точек контроля потенциала для обеспечения всего требуемого объема телесигнализации ячейки КРУ;
- три канала для контроля наличия напряжения на вводе присоединения (для присоединений 6-20 кВ - через конденсаторный делитель в составе ячеек);
- трехфазный канал комплексных измерений силы тока, напряжения, частоты, активной и реактивной мощности и энергии с программным выбором уровня по току 1А или 5А, по напряжению 100В или 400В;
- класс точности измерения токов, напряжений, активной мощности - 0,5 (S);
- ведение архива событий с привязкой ко времени;
- точность привязки ТС ко времени – 1мс с учетом синхронизации от сервера ОДС ООО «Энергии Технологии» и цикла работы АЦП;
- межповерочный интервал не менее 10 лет;
- применяемые контроллеры присоединения для обмена с контроллером должны иметь основной и резервный интерфейсы с открытым протоколом МЭК 870-5-101, скоростью не менее 115 200 бит/с, а так же основной и резервный каналы питания  $=24$  В;
- средний срок службы должен быть не менее 20 лет;

- контроллеры присоединения должны быть согласованы с производителем силового оборудования и размещаться в ячейках КСО и элегазовых моноблоках при помощи штатных креплений.

9.2.2.7. Для организации сбора и передачи информации должны применяться промышленные безвентиляторные коммуникационные свободно программируемые контроллеры и коммутаторы (рабочий диапазон температур от -40 до +70 С° без дополнительного обогрева и охлаждения, влажность без конденсата 5-95%).

9.2.2.8. Мощность процессора и объём оперативной памяти должны обеспечивать выполнение коммуникационных и вычислительных процессов с необходимым быстродействием в условиях пиковых нагрузок системы телемеханики.

9.2.2.9. Системы телемеханики контролируемых пунктов (КП), должны осуществлять обмен данными с контроллерами присоединений по двум взаиморезервируемым шинам.

9.2.2.10. Обмен информацией устройства КП с сервером ОДС ООО «Энергии Технологии» должен быть организован на основе сетевых технологий Ethernet с использованием протокола, определенного стандартом ГОСТ.

9.2.2.11. Обмен данными с оборудованием ОДС ООО «Энергии Технологии» должен быть организован по двум взаиморезервируемым каналам передачи данных.

9.2.2.12. Контроллеры сбора, обработки и передачи данных должны осуществлять информационный обмен с основной и резервной системой ОДС ООО «Энергии Технологии» по основному и резервному соединению.

9.2.2.13. При отказах двух каналов связи система должна функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности каналов связи должен автоматически восстанавливаться обмен информацией с ОДС ООО «Энергии Технологии» с передачей всей накопленной в автономном режиме информации.

9.2.2.14. Системы телемеханики электросетевого объекта должны выполнять следующие функции обработки информации:

- преобразование и унификация форматов данных в зависимости от протоколов обмена по разным каналам;

- масштабирование и демасштабирование ТИТ с учетом типа шкалы – обычная, реверсивная, с подавленным нулем;

- анализ вводимых ТС и ТИТ с точки зрения информативности (изменения ТС, превышение апертуры ТИТ) и формирование сообщений для передачи на вышестоящий уровень с учетом приоритетов разных видов информации;

- проверка достоверности ТИТ по выходу за физически возможные пределы, по превышению возможной скорости изменения, по неизменяемости за определенный интервал и формирование соответствующих признаков (атрибутов качества);

- контроль процедур ввода информации ТС и ТИТ, подавление «дребезга», анализ переходных состояний, обнаружение нарушений и формирование соответствующих признаков (атрибутов качества);

- реализация передачи ТИТ с применением метода апертур.

9.2.2.15 Должна быть организована синхронизация системного времени всех компонентов системы телемеханики КП.

9.2.3. Объем сигналов телемеханики:

Объект	Сигнал/показания	
<b>Общая объектовая сигнализация</b>		
РП (ТП)	Сигнализация открытия дверей	
<b>Объем информации, передаваемый с ТП 10-20 кВ</b>		
<b>Тип ячейки</b>	<b>ТС</b>	<b>ТИ</b>
Ввод, Отходящая линия	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки, фаза А
	Положение заземляющего разъединителя	
	Срабатывание УТКЗ	



	Наличие напряжения на КЛ	
СВН, ШВН	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки, фаза А
	Положение заземляющего разъединителя	
ШР	Положение коммутационных аппаратов	
	Положение заземляющего разъединителя	
Линия к трансформатору	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки, фаза А
	Положение заземляющего разъединителя	
ТМ на стороне НН	Контроль наличия напряжения на отходящих линиях	Напряжение на шинах (U <sub>a</sub> , U <sub>b</sub> , U <sub>c</sub> )
<b>Объем информации, передаваемый с РТП (СП) 10-20 кВ</b>		
<b>Тип ячейки</b>	<b>ТС</b>	<b>ТИ</b>
Ввод, Отходящая линия	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки по фазам (I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> )
	Положение заземляющего разъединителя	
	Положение шинного разъединителя	
	Неисправность защитной автоматики	
	Положение автоматов оперативных цепей	
	Наличие напряжения на КЛ (3 сигнала пофазно)	
Линия к тр-ру	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки по фазам (I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> )
	Положение заземляющего разъединителя	
	Положение шинного разъединителя	
	Неисправность защитной автоматики	
	Положение автоматов оперативных цепей	
	Срабатывание МТЗ	
	Наличие напряжения на КЛ (3 сигнала пофазно)	
СВН	Положение коммутационных аппаратов	Ток нагрузки по фазам (I <sub>a</sub> , I <sub>b</sub> , I <sub>c</sub> )
	Положение заземляющего разъединителя	
	Положение шинного разъединителя	
	Неисправность защитной автоматики	
	Положение автоматов оперативных цепей	
	Готовность АВР	
	Контроль «ЗШ с ОБ в работе»	
	Наличие напряжения на КЛ (3 сигнала пофазно)	
СР	Положение коммутационных аппаратов	-
	Положение заземляющего разъединителя	
ТН	Положение шинного разъединителя	Напряжение на секциях

### 9.3. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

9.3.1. Цель создания системы коммерческого учета заключается в получении достоверных измерений о количестве поставляемой в сети ООО «Энергии Технологии» электроэнергии и ее отпуску в смежные сети, и абоненту.

9.3.2. Для достижения этой цели необходимо:

- создание в ООО «Энергии Технологии» единой системы учета электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы розничного рынка электроэнергии;
- автоматизация расчета потерь электроэнергии в сетях ООО «Энергии Технологии»;
- замена трансформаторов тока и напряжения на новые с более высоким классом точности;
- приведение нагрузок трансформаторов тока и напряжения к уровню номинальных значений.

9.3.3. Основные требования к организации системы АИИСКУЭ:

#### 9.3.3.1. Требования к проектированию

9.3.3.1.1. Проект системы учета Объекта должен быть выполнен в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442, Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), утвержденной Минтопэнерго России 02.09.1994, Правилами учета электрической

энергии, утвержденными Минтопэнерго России 19.09.1996, Минстроем России 26.09.1996 (далее - ПУЭЭ), Правилами устройства электроустановок (седьмое издание), утвержденными Минэнерго России (далее – ПУЭ).

В настоящих типовых технических требованиях под Объектом понимается электросетевой объект, который подрядчик обязуется создать или на котором подрядчик обязуется выполнить работы по реконструкции либо иные работы в соответствии с договором, заключенным с ООО «Энергии Технологии».

9.3.3.1.2. В проекте выполнить проверочный расчет выбора коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока, расчет вторичных нагрузок трансформаторов тока и напряжения, расчет потерь напряжения от трансформаторов напряжения до счётчиков, расчеты сечений проводников вторичных измерительных цепей.

9.3.3.1.3. Учет электрической энергии организовать на границе балансовой принадлежности. Приборы учета установить на объекте ООО «Энергии Технологии». При несовпадении места установки приборов учета и границы балансовой принадлежности объем передачи электрической энергии, определенный на основании показаний таких приборов учета, откорректировать на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности до места установки приборов учета. Соответствующий алгоритм расчета потерь разработать и согласовать в составе проекта.

9.3.3.1.4. Для присоединений, где возможны перетоки электрической энергии в двух направлениях, счетчики электрической энергии должны обеспечивать реверсивный учет.

9.3.3.1.5. Счетчики электрической энергии должны обеспечивать учет активной и реактивной энергии.

9.3.3.1.6. В случае присоединения нового потребителя к существующему распределительному устройству ООО «Энергии Технологии» необходимо обеспечить следующие требования:

- установку измерительных трансформаторов, если характеристики существующих трансформаторов в соответствующих ячейках на распределительных устройствах не соответствуют расчету, произведенному согласно пункту 9.3.3.1.2.

- класс точности измерительных трансформаторов тока для напряжения 0,4-20 кВ должен быть не ниже 0,5S.

- Класс точности измерительных трансформаторов напряжения для напряжения 0,4-20 кВ не ниже 0,5.

- выполнить установку счетчиков электрической энергии в случае их отсутствия для напряжения 0,4-20 кВ класса точности не ниже 0,5S.

9.3.3.1.7. В случае сооружения новой ТП/РП/РТП ООО «Энергии Технологии»:

- количество точек учета электрической энергии, в том числе технического, должно обеспечивать формирование баланса электрической энергии по каждому уровню напряжения Объекта.

- обеспечить установку трансформаторов тока (в каждую фазу) и счетчиков электрической энергии класса точности не ниже 0,5S:

- а) на вводных ячейках 6- 20 кВ РП/РТП;

- б) на вводах сборок 0,4 кВ;

- в) на присоединениях потребителей 0,4-20 кВ.

На присоединениях собственных нужд – не ниже 1.

- обеспечить установку измерительных трансформаторов напряжения класса точности не ниже 0,5 на каждую секцию 6-20 кВ РП/РТП (в каждую фазу).

- обеспечить установку устройства сбора и передачи данных.

9.3.3.1.8. В случае присоединения нового потребителя к существующей ТП/РП/РТП ООО «Энергии Технологии»:

- для подстанций, ранее оснащенных средствами учета электрической энергии, обеспечить установку трансформаторов тока (в каждую фазу) и счетчиков электрической энергии класса точности не ниже 0,5S по вновь присоединяемым фидерам, обеспечить включение установленных средств учета электрической энергии в информационно-вычислительный комплекс электроустановки Объекта.

- для подстанций, не оснащенных средствами учета электрической энергии в рамках реализации проекта АИИС КУЭ ООО «Энергии Технологии»:

- а) обеспечить установку трансформаторов тока (в каждую фазу) и счетчиков электрической энергии класса точности не ниже 0,5S по вновь присоединяемым фидерам;
- б) в случае присоединения по 6-20 кВ обеспечить установку измерительных трансформаторов напряжения класса точности не ниже 0,5 на каждую секцию 6-20 кВ, к которой осуществляется присоединение (в каждую фазу);
- обеспечить установку устройства сбора и передачи данных.

9.3.3.1.9. Вторичные измерительные цепи тока и напряжения вывести на специальные испытательные блоки (испытательные коробки), установленные в непосредственной близости от электросчетчиков и обеспечить возможность их пломбировки и подключения образцового счетчика без отключения нагрузки.

9.3.3.1.10. Рекомендуются применение устройств сбора и передачи данных типа ЭНТЕК-323, СЭМ-2, RTU-325L или устройств, полностью аналогичных им (в части длительности хранения информации, количества цифровых интерфейсов, перечня обрабатываемых параметров, параметров надежности, логических протоколов обмена данными), счетчиков электрической энергии типа «Меркурий 230 ART» (по уровню напряжения 0,4 кВ) и типа СЭТ-4ТМ.03М.ХХ (по уровню напряжения 6-20 кВ) или счетчиков, полностью аналогичных им (в части длительности хранения информации, количества цифровых интерфейсов, перечня измеряемых параметров, параметров надежности, логических протоколов обмена данными).

9.3.3.1.11. Обеспечить возможность передачи информации о показаниях приборов учета электрической энергии в энергосбытовую (при необходимости) организацию и ООО «Энергии Технологии». Тип каналов связи согласовать в составе проекта.

9.3.3.1.12. Обеспечить интеграцию вновь устанавливаемых средств учета электрической энергии в АИИС КУЭ ООО «Энергии Технологии».

9.3.3.1.13. Средства учета и данные учета электрической энергии должны быть защищены от несанкционированного доступа с целью исключения возможности искажения результатов измерений.

9.3.3.1.14. Вторичные измерительные цепи (от трансформаторов тока и напряжения до счетчиков электрической энергии) должны обеспечить защиту от механических повреждений.

9.3.3.1.15. Необходимо обеспечить резервирование питания технических средств учета электрической энергии или подключение к источнику бесперебойного питания.

9.3.3.1.16. Проектная документация на систему учета электрической энергии Объекта должна быть согласована со смежными организациями, а также с ОАО «Мосэнергосбыт» (при наличии точек коммерческого учёта) и Управлением по транспорту электрической энергии и организации учета ООО «Энергии Технологии».

9.3.3.1.17. Все работы должны выполняться в соответствии с действующими СНиП, ПТЭ, ПТБ, нормами пожарной безопасности.

9.3.3.2. Требования к монтажу и наладке

9.3.3.2.1. Монтажно-наладочные работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ, ПОТ РМ-016-2001 и согласованной проектной документацией. По завершении работ на каждый информационно-измерительный комплекс оформляется паспорт-протокол в соответствии с РД 34.09.101-94 по форме, согласованной с ООО «Энергии Технологии».

9.3.3.3. Требования к метрологическому обеспечению

9.3.3.3.1. Счетчики электрической энергии, устройства сбора и передачи данных и измерительные трансформаторы, входящие в состав системы учета, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, иметь сертификат об утверждении типа средства измерений, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать требованиям ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 7746- 2001, ГОСТ Р 8.596-2002. На устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 месяцев (на момент приемки системы в эксплуатацию).

9.3.3.4. Сдача – приемка систем учета электрической энергии в эксплуатацию

9.3.3.4.1. С целью приемки системы учета электрической энергии в эксплуатацию организация, выполняющая работы по созданию системы учета, обеспечивает создание рабочей комиссии с участием представителей ООО «Энергии Технологии», ОАО «Мосэнергосбыт», подрядчика, а также смежных сетевых организаций.

9.3.3.4.2. Рабочей комиссии должны быть представлены:

- смонтированная в соответствии с проектом действующая система учета электрической энергии;
- утвержденный ООО «Энергии Технологии» технорабочий проект и согласованная ООО «Энергии Технологии» эксплуатационная документация на систему учета электрической энергии Объекта;
- оригиналы паспортов (формуляров) и руководства по эксплуатации на все приборы и устройства, входящие в состав системы учета электрической энергии;
- оригиналы заводских паспортов на трансформаторы тока и напряжения;
- свидетельства о поверке средств измерения;
- паспорта-протоколы на все информационно-измерительные комплексы;
- исполнительная документация (протоколы измерений, испытаний и наладки).

## **10. Режимы работы и управление режимами сетей**

### **10.1. Установившиеся режимы**

10.1.1. Расчеты необходимо выполнять для нормальных, аварийных и послеаварийных режимов сети.

10.1.2. Основные задачи при расчете режима сети:

- определение оптимальных точек режимных делений сети (токоразделов);
- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчётного уровня нагрузок в нормальном и послеаварийном режимах;
- оценка загрузки элементов сети;
- контроль выполнения требований к качеству напряжения;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности. Расчет необходимо проводить с оценкой двух состояний электрических сетей для условий годового максимума и минимума нагрузки.

### **10.2. Регулировка напряжения**

Регулировка напряжения в сетях ООО «Энергии Технологии» необходимо выполнять следующими способами:

- переключение ПБВ в необходимое положение, для поддержания достаточного уровня напряжения;
- устанавливать вольтодобавочные трансформаторы;
- устанавливать компенсирующие устройства. Устанавливать рекомендуется выполнять на стороне потребителя.

## **11. Техническое обслуживание и ремонт электрических сетей**

### **11.1. Основные требования к эксплуатации сетей:**

- сокращение продолжительности отключений потребителей;
- внедрение надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния электрооборудования сетей без вывода его из работы;
- оптимизация запасов электрооборудования путем унификации его перечня;
- механизация выполнения работ.

### **11.2. Организация ТОиР**

11.2.1. Продление сроков эксплуатации оборудования необходимо оформлять комиссионным решением на основании функциональной диагностики состояния электрооборудования с учетом вероятных дефектов и их развития до состояния отказа.

11.2.2. Организация технического обслуживания и ремонтов необходимо осуществлять на основании:

- анализа показателей технического состояния оборудования до и после ремонта, по результатам диагностики;

- функционального выделения персонала для разных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- применения новых технологий обслуживания и ремонта оборудования подстанций, линий электропередачи, а также новых материалов обеспечивающих повышение качества и снижение затрат;
- механизация наиболее трудоемких видов работ;
- проведение обучения и тренировок персонала;
- разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации.

#### 11.2.3. Методы повышения качества и автоматизации ТОиР:

- проведение обслуживания и ремонта разных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;
- расчет затрат времени на ремонт оборудования и других элементов сети;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования и снижение аварийности.

### 11.3. Организация и проведение ремонтов

11.3.1. Основой плановых ремонтов является капитальный ремонт. Капитальный ремонт подразумевает под собой использование комплексного метода ремонта, при котором характеристики отремонтированного оборудования должны быть сопоставимы с первоначальными эксплуатационными характеристиками электрооборудования. Объем работ определяется исходя из уровня технического состояния оборудования. Также для поддержания состояния оборудования, в межремонтные сроки, выполняются текущие ремонты.

11.3.2. Периодичность проведения ремонтов на объектах ООО «Энергии Технологии»:

- капитальный ремонт РП(РТП), СП, ТП необходимо выполнять не реже 1 раза в 6 лет;
- текущий ремонт РП (РТП), СП, ТП не реже 1 раза в 6 лет, при этом он должен чередоваться с капитальным ремонтом таким образом, чтобы интервал между ними не превышал 3 лет.

Например: через 3 года после включения нового объекта провести Т.Р. спустя еще 3 года провести К.Р. спустя еще 3 года снова Т.Р. и так далее до окончания эксплуатационного срока службы электрооборудования.

11.3.3. Планирование выполняется с помощью подготовки многолетних (5-6 лет), годовых, квартальных и месячных графиков работ.

11.3.4. Работы по проведению капитального ремонта должны выполняться по технологическим картам или проектам производства работ (ППР).

11.3.5. Ремонты кабельных линий выполняются по мере необходимости. Такая потребность определяется по средствам осмотров и плановых испытаний.

11.3.6. До начала проведения ремонтов должны быть подготовлены ведомости дефектов.

11.3.7. По результатам выполненного ремонта производится приемка объекта рабочей комиссией, при которой проверяется:

- наличие протоколов, актов и ведомостей (дефектов, объемов работ);
- оформление ремонтно-технической документации;
- выборочно, с выездом на место, объем и качество выполненных работ.

Результаты оформляются «Актом приемки отремонтированного и модернизированного объекта электрических сетей» с указанием оценки качества и сроков гарантии выполненных работ.

## 12. Повышение надежности и развитие существующих сетей.

### 12.1. Повышение надежности сетей

12.1.1. Основной целью этих мероприятий является снижение продолжительности и периодичности плановых и аварийных отключений электроустановок потребителей.

12.1.2. Мероприятия по повышению надежности:

- анализ послеаварийных режимов;
- периодическая проверка соответствия параметров оборудования по отношению к изменяющимся условиям работы сети;
- изучение наиболее частых причин повреждения оборудования и внедрение мероприятий препятствующих этому;
- выполнение ремонтной программы с применением современных материалов и оборудования;

- реконструкция или замена перегруженных и морально устаревших элементов сети;
- оптимизация режимов работы.

## **12.2. Качество электроэнергии**

Управление качеством ЭЭ предусматривает:

- мониторинг качества ЭЭ в обслуживаемых сетях;
- сертификацию качества ЭЭ. Сертификация качества должна осуществляться в соответствии с требованиями ФЗ и ГОСТ 13109-97.

## **12.3. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии**

12.3.1. Основные мероприятия:

- совершенствование эксплуатации сетей и оптимизация режимов ее работы;
- использование энергосберегающего оборудования;
- совершенствование расчётного и технического учета;
- выявление, предотвращение и снижение хищений электроэнергии;
- совершенствование организации работ.

12.3.2. При новом строительстве и реконструкции необходимо применять:

- трансформаторы с уменьшенными потерями;
- измерительные приборы и системы учета повышенной точности;
- новые кабели, провода и материалы;
- перевод сетей на больший класс напряжения 20кВ.