

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора

- главный инженер

Филиала ПАО «МРСК Центра»-  
«Орелэнерго»

Колубанов И.В.

«22» января 2018 г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»

Выполнение ПИР по модернизации ПС 110кВ Тельчье, ПС 35кВ Алешня, ПС 35кВ Апальково, ПС 35кВ Башкатово, ПС 35кВ Варваринка, ПС 35кВ Введенское, ПС 35кВ Высокое, ПС 35кВ Вышнее-Ольшаное, ПС 35кВ Вязовая Дубрава, ПС 35кВ Вязовое, ПС 35кВ Гладкое, ПС 35кВ Гнездилово, ПС 35кВ Губкино, ПС 35кВ Даниловская, ПС 35кВ Залегощенский сахарный завод, ПС 35кВ Каменка, ПС 35кВ Козьминская, ПС 35кВ Коптево, ПС 35кВ Корсаково, ПС 35кВ Корсеево, ПС 35кВ Краснознаменка, ПС 35кВ Крутое, ПС 35кВ Липовец, ПС 35кВ Ломовое, ПС 35кВ Лыково, ПС 35кВ Малоархангельская, ПС 35кВ Михайловка, ПС 35кВ Мишково-2, ПС 35кВ Нетрубеж, ПС 35кВ Нижний Жерновец, ПС 35кВ Никольская (ВУ), ПС 35кВ Никольская (ЮУ), ПС 35кВ Новопетровка, ПС 35кВ Одинок, ПС 35кВ Паньково, ПС 35кВ Песочная, ПС 35кВ Подберезово, ПС 35кВ Росстани, ПС 35кВ Сеньково, ПС 35кВ Сергиевская, ПС 35кВ Скородное, ПС 35кВ Спасская, ПС 35кВ Спешнево, ПС 35кВ ССК, ПС 35кВ Судбищи, ПС 35кВ Тим, ПС 35кВ Топки, ПС 35кВ Тросна, ПС 35кВ Узкое, ПС 35кВ Фатнево, ПС 35кВ Хомутово, ПС 35кВ Шаблыкино, ПС 35кВ Ярище в части РЗА, систем учета электроэнергии, телемеханики, первичного оборудования (легкое решение - 2; Программа АСТУ)

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Действует с 2018 г.

# ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ:

## Исполнительный аппарат ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Департамент КиТ АСУ	Начальник департамента	Симонов Е.Е.		24.01.2018
2	Департамент ОТ и СУ	Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению - начальник департамента оперативно-технологического и ситуационного управления	Юриков Я.И.		
3	Департамент учета электроэнергии	Начальник департамента	Завалин И.С.		
4	Департамент эксплуатации	Начальник департамента	Румянцев Р.А.		
5	Управление РиЭ АСДУ	Начальник управления	Петров Д.А.		23.01.2018

Филиал ПАО «МРСК Центра» -- «Орелэнерго»

№ п/п	Наименование подразделения	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Управление КиТ АСУ	Начальник управления	Комиссаров А.С.		22.01.2018
2	ЦУС	Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник ЦУС	Ештокин А.Н.		22.01.2018
3	Управление учета электроэнергии	Начальник управления	Селин А.А.		22.01.2018
4	Служба РЗАИиМ	Начальник службы	Андрянов А.А.		22.01.2018
5	Служба подстанций	Начальник службы	Николенко С.Н.		22.01.2018

Составили:

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	ОК ИТиТК	Начальник отдела	Чалый А.В.		17.01.2018

Согласовано 23.01.2018г.

Галкин А.П.

Согласовано  
 Б.Б. |  
 А.А.

А.В. |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	4
1. Общие сведения .....	5
2. Назначение и цели создания .....	6
3. Характеристики объектов автоматизации .....	7
4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС .....	9
5. Требования к технорабочему проекту .....	9
6. Общее положение .....	13
7. Требования к функциям ПТК .....	13
8. Требования к характеристикам ПТК .....	17
9. Требования к электропитанию ПТК .....	24
10. Требования к обеспечению ЭМС .....	25
11. Требования к техническому обслуживанию и гарантии .....	26
12. Требования к стандартизации и унификации .....	26
13. Требования к видам обеспечения .....	26
14. Дополнительные требования к ПТК .....	29
15. Требования к подрядчику. ....	29
16. Порядок сдачи и приемки работ .....	29
Приложение 1 .....	30

## ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины, сокращения и определения, используемые в тексте данного ТЗ, приведены в таблице:

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСТУ	Автоматизированная система технологического управления
АСУЭ	Автоматизированная система учета электроэнергии
ДП	Диспетчерский пункт
ЗИП	Запасные части, Инструменты и Принадлежности
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	Информационно-измерительный комплекс
ИП	Измерительный преобразователь
КА	Коммутационный аппарат
КС	Каналы связи
ОС	Операционная система
ПО	Программное обеспечение
ППО	Предпроектное обследование
ПС	Подстанция
ПТК	Программно-технический комплекс. В контексте данного ТЗ к ПТК относится: КП ТМ, АСУЭ и ТК.
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РЗА	Релейная защита и автоматика
РЭС	Район электрических сетей
ТЕР	Территориальные единичные расценки
ТЗ	Техническое задание
ТИ	Телеизмерения
ТК	Телекоммуникации
ТМ	Телемеханика
ТН	Трансформатор напряжение
ТРП	Технорабочий проект
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Телеуправление
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ФЕР	Федеральные единичные расценки
ЦУС	Центр управления сетями
GPS	Глобальная система позиционирования
IP	Internet Protocol – маршрутизируемый протокол сетевого уровня стека TCP/IP
IEEE 802.11	Набор стандартов связи для коммуникации в беспроводной локальной сетевой зоне частотных диапазонов

## **1. Общие сведения**

Данный документ создан в соответствии с «Единым стандартом закупок ПАО «Россети» (положение о закупке)» с целью оптимального выбора исполнителя услуги по выполнению проектно-изыскательских работ модернизации ПС в части первичного оборудования, РЗА, АСУЭ, ТМ и ТК.

### **1.1. Наименование работ**

Проектно-изыскательские работы в рамках программы развития АСТУ на ПС 110кВ Тельчье, ПС 35кВ Алешня, ПС 35кВ Апальково, ПС 35кВ Башкатово, ПС 35кВ Варваринка, ПС 35кВ Введенское, ПС 35кВ Высокое, ПС 35кВ Вышнее-Ольшаное, ПС 35кВ Вязовая Дубрава, ПС 35кВ Вязовое, ПС 35кВ Гладкое, ПС 35кВ Гнездилово, ПС 35кВ Губкино, ПС 35кВ Даниловская, ПС 35кВ Залегощенский сахарный завод, ПС 35кВ Каменка, ПС 35кВ Козьминская, ПС 35кВ Коптево, ПС 35кВ Корсаково, ПС 35кВ Корсеево, ПС 35кВ Краснознаменка, ПС 35кВ Крутое, ПС 35кВ Липовец, ПС 35кВ Ломовое, ПС 35кВ Лыково, ПС 35кВ Малоархангельская, ПС 35кВ Михайловка, ПС 35кВ Мишково-2, ПС 35кВ Нетрубей, ПС 35кВ Нижний Жерновец, ПС 35кВ Никольская (ВУ), ПС 35кВ Никольская (ЮУ), ПС 35кВ Новопетровка, ПС 35кВ Одинок, ПС 35кВ Паньково, ПС 35кВ Песочная, ПС 35кВ Подберезово, ПС 35кВ Росстани, ПС 35кВ Сеньково, ПС 35кВ Сергиевская, ПС 35кВ Скородное, ПС 35кВ Спасская, ПС 35кВ Спешнево, ПС 35кВ ССК, ПС 35кВ Судбищи, ПС 35кВ Тим, ПС 35кВ Топки, ПС 35кВ Тросна, ПС 35кВ Узкое, ПС 35кВ Фатнево, ПС 35кВ Хомутово, ПС 35кВ Шаблыкино, ПС 35кВ Ярище. Планируемый объем работ приведен в приложении 1 к ТЗ.

### **1.2. Реквизиты Заказчика:**

- ПАО «МРСК Центра» (филиал ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»)
- Юридический адрес: 127018, г. Москва, 2-я Ямская ул., д. 4
- Фактический адрес: 127018, г. Москва, 2-я Ямская ул., д. 4
- Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго».
- Адрес нахождения Филиала: 302030, г. Орел, пл. Мира, 2.
- Тел.: (4862) 54-94-11 Факс: (4862) 54-94-11.
- Банковские реквизиты:
- р/с 40702810947000001754 Орловское отделение №8595 ПАО Сбербанк;
- к/с 30101810300000000601, БИК 045402601, ОКПО 83012288.

### **1.3. Плановые сроки**

Начало – с момента заключения договора, окончание работ – 10 недель с момента заключения договора.

### **1.4. Финансирование работ**

Финансирование работ выполняется согласно статей ОР-811, ОР-812, ОР-814, ОР-816, ОР-817, ОР-822, ОР-823, ОР-824, ОР-825, ОР-826, ОР-827, ОР-829, ОР-830, ОР-834, ОР-837, ОР-838, ОР-841, ОР-842, ОР-843, ОР-846, ОР-848, ОР-851, ОР-853, ОР-855, ОР-857, ОР-860, ОР-861, ОР-864, ОР-865, ОР-866, ОР-867, ОР-868, ОР-871, ОР-872, ОР-873, ОР-878, ОР-882, ОР-885, ОР-886, ОР-887, ОР-890, ОР-891, ОР-892, ОР-893, ОР-894, ОР-895, ОР-896, ОР-898, ОР-899, ОР-901, ОР-902, ОР-908, ОР-913 ИПР 2018 г. филиала ПАО «МРСК Центра» – «Орелэнерго».

### 1.5. Этапы, состав и сроки проведения работ:

№ п/п	Наименование этапов	Срок выполнения работ
1.	Проведение предпроектного обследования объектов филиала ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»	2 недели
2.	Разработка и предоставление технических решений (отчета по ППО)	3 недели
3.	Разработка технорабочего проекта (ТРП). Технорабочий проект в обязательном порядке должен содержать: <ul style="list-style-type: none"><li>• пояснительную записку;</li><li>• однолинейную схему ПС с указанием мест установки приборов учета по каждому присоединению;</li><li>• структурные и принципиальные схемы ТМ, ТК, АСУЭ (возможно объединение в одну схему)</li><li>• схемы электропитания;</li><li>• кабельные журналы;</li><li>• планы размещения оборудования и кабельных трасс;</li><li>• схемы соединений и схемы подключений внешних проводок (возможно объединение в одну схему);</li><li>• спецификации оборудования и материалов;</li><li>• локальные сметы на оборудование, монтажные работы и пусконаладочные работы, объектные сметные расчеты и общий сводный сметный расчет по всем объектам, с обязательным комплектом обосновывающих документов ТКП, прайсы и пр</li></ul>	3 недели
4.	Согласование и утверждение полного комплекта проектно-сметной документации, в филиале ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго» и ИА ПАО «МРСК Центра».	2 недели

## 2. Назначение и цели создания

### 2.1. Назначение

2.1.1. ПТК совмещающий функции ТМ, ТК и АСУЭ (далее - ПТК) предназначен:

- для сбора и передачи телесигнализации и телеизмерений на верхний уровень, для обеспечения ПС минимальной телеметрией.
- для сбора и передачи, данных учета со счетчиков электроэнергии в существующий ИВК на базе ПО «Альфа Центр» филиала.

### 2.2. Цели создания

2.2.1. Повышение наблюдаемости ПС, передача технологической информации на все уровни принятия решений;

2.2.2. Повышение эффективности диспетчерского управления;

2.2.3. Ускорение ликвидации нарушений и аварий оборудование ПС. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования, балансирования объектов и возможности оперативного управления объектом.



- 2.2.4. Измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в технических расчетах Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Орелэнерго»;
- 2.2.5. Снижение потерь электрической энергии путем повышения точности учета электроэнергии;
- 2.2.6. Оперативное получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности, сокращение сроков получения и обработки информации;
- 2.2.7. Приведение в соответствие систем учета электроэнергии на объектах требованиям отраслевых и нормативных документов.

### **3. Характеристики объектов автоматизации**

#### **3.1. Месторасположение ПС:**

Орловская область;

- *Болховский РЭС (г. Болхов, ул. Ногина, 31);*

- ПС 35/10 кВ Вязовое (Болховский р-н, д. Вязовая)

- ПС 35/10 кВ Гнездилово (Болховский р-н, с. Гнездилово)

- ПС 35/10 кВ Краснознаменка (Болховский р-н, с. Знаменское)

- ПС 35/10 кВ Фатнево (Болховский р-н, с. Фатнево)

- *Верховский РЭС (Верховский р-н, пгт. Верховье, ул. Ленина, 13);*

- ПС 35/10 кВ Нижний Жерновец (Верховский р-н, с. Нижний Жерновец)

- ПС 35/10 кВ Песочная (Верховский р-н, пгт. Верховье)

- ПС 35/10 кВ Скородное (Верховский р-н, с. Скородное)

- *Глазуновский РЭС (Глазуновский р-н, пгт. Глазуновка, ул. Привокзальная, 6);*

- ПС 35/10 кВ Сеньково (Глазуновский р-н, с. Сеньково)

- *Должанский РЭС (Должанский р-н, пгт. Долгое, ул. Свердлова, 38);*

- ПС 35/10 кВ Вышнее-Ольшаное (Должанский р-н, с. Вышнее-Ольшаное)

- ПС 35/10 кВ Тим (Должанский р-н, с. Волчье)

- *Залегощенский РЭС (Залегощенский р-н, пгт. Залегощь, ул. Маринченко, 4а);*

- ПС 35/10 кВ Алешня (Залегощенский р-н, д. Алешня)

- ПС 35/10 кВ Ломовое (Залегощенский р-н, с. Ломовое)

- ПС 35/10 кВ Мишково-2 (Залегощенский р-н, д. Мишково)

- ПС 35/6 кВ Залегощенский сахарный завод (Залегощенский р-н, пгт. Залегощь, ул. Горького, 87А)

- *Знаменский РЭС (Знаменский р-н, с. Знаменское, пер. Больничный, 4);*

- ПС 35/10 кВ Коптево (Знаменский р-н, с. Коптево)

- ПС 35/10 кВ Узкое (Знаменский р-н, с. Узкое)

- *Колпнянский РЭС (Колпнянский р-н, пгт. Колпна, 1-й Заводской пер., 22);*

- ПС 35/10 кВ Нетрубеж (Колпнянский р-н, д. Нетрубеж)

- ПС 35/10 кВ Спасская (Колпнянский р-н, с. Спасское)

- ПС 35/10 кВ Ярище (Колпнянский р-н, с. Ярище)

- *Корсаковский РЭС (Корсаковский р-н, с. Корсаково, ул. Мира, 51);*

- ПС 35/10 кВ Корсаково (Корсаковский р-н, с. Корсаково, ул. Мира, 51)

- ПС 35/10 кВ Спешнево (Корсаковский р-н, с. Спешнево)

- *Ливенский РЭС (г. Ливны, ул. Энергетиков, 1а);*

- ПС 35/10 кВ ССК (г. Ливны, п. Набережный)

- ПС 35/10 кВ Введенское (Ливенский р-н, с. Введенское)
- ПС 35/10 кВ Вязовая Дубрава (Ливенский р-н, д. Вязовая Дубрава)
- ПС 35/10 кВ Крутое (Ливенский р-н, с. Крутое)
- ПС 35/10 кВ Липовец (Ливенский р-н, д. Липовец)
- ПС 35/10 кВ Никольская (Ливенский р-н, с. Никольское)
- ПС 35/10 кВ Росстани (Ливенский р-н, с. Росстани)
- ПС 35/10 кВ Сергиевская (Ливенский р-н, с. Сергиевка)
- *Малоархангельский РЭС (г. Малоархангельск, ул. Калинина, 21);*
- ПС 35/10 кВ Губкино (Малоархангельский р-н, с. Губкино)
- ПС 35/10 кВ Каменка (Малоархангельский р-н, п. Дубовик)
- ПС 35/10 кВ Малоархангельская (г. Малоархангельск, ул. Калинина, 21)
- *Мценский РЭС (г. Мценск, ул. Автомагистральная, 1);*
- ПС 110/10 кВ Тельчье (Мценский р-н, с. Тельчье)
- ПС 35/10 кВ Апальково (Мценский р-н, д. Апальково)
- ПС 35/10 кВ Башкатово (Мценский р-н, п. Башкатово)
- ПС 35/10 кВ Высокое (Мценский р-н, д. Высокое)
- ПС 35/10 кВ Гладкое (Мценский р-н, д. Гладкое)
- ПС 35/10 кВ Лыково (Мценский р-н, д. Лыково)
- ПС 35/10 кВ Подберезово (Мценский р-н, д. Подберезово)
- *Новодеревеньковский РЭС (Новодеревеньковский р-н, пгт. Хомутово, ул. Энергетиков, 1);*
- ПС 35/10 кВ Корсеево (Новодеревеньковский р-н, д. Корсеево)
- ПС 35/10 кВ Михайловка (Новодеревеньковский р-н, д. Михайловка)
- ПС 35/10 кВ Паньково (Новодеревеньковский р-н, с. Паньково)
- ПС 35/10 кВ Судбищи (Новодеревеньковский р-н, с. Судбищи)
- ПС 35/10 кВ Хомутово (Новодеревеньковский р-н, пгт. Хомутово, ул. Энергетиков, 1)
- *Новосильский РЭС (г. Новосиль, ул. 348 стрелковой дивизии, 3);*
- ПС 35/10 кВ Варваринка (Новосильский р-н, д. Варваринка)
- ПС 35/10 кВ Одинок (Новосильский р-н, д. Одинок)
- *Покровский РЭС (Покровский р-н, пгт. Покровское, ул. Ленина, 69);*
- ПС 35/10 кВ Даниловская (Покровский р-н, д. Даниловка)
- ПС 35/10 кВ Топки (Покровский р-н, с. Топки)
- *Свердловский РЭС (Свердловский р-н, пгт. Змиёвка, ул. Кирова, 77);*
- ПС 35/10 кВ Козьминская (Свердловский р-н, с. Козьминское)
- ПС 35/10 кВ Никольская (Свердловский р-н, с. Никольское)
- ПС 35/10 кВ Новопетровка (Свердловский р-н, с. с. Новопетровское)
- *Троснянский РЭС (Троснянский р-н, с. Тросна, ул. Советская, 15);*
- ПС 35/10 кВ Тросна (Троснянский р-н, с. Тросна, ул. Советская, 15)
- *Шаблыкинский РЭС (Шаблыкинский р-н, пгт. Шаблыкино, пер. Подстанции, 1);*
- ПС 35/10 кВ Шаблыкино (Шаблыкинский р-н, пгт. Шаблыкино, пер. Подстанции, 1).

### **3.2. Условия эксплуатации объектов автоматизации и характеристика окружающей среды:**

- температура от -30С до +40С, относительная влажность от 30 до 90%.



## **4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС**

Проектируемый ПТК ПС должен обеспечивать сбор и передачу по двум взаимно резервируемым (организованных разными операторами связи) каналам связи следующей информации:

### **4.1 В ПТК АСОТУ ДП РЭС:**

- Сигналов «Общая авария на ПС» и «Общая неисправность на ПС»;
- Сигналов «Земля в сети» с ТН по каждой секции шин;
- Телеизмерений со всех присоединений 6(10) кВ, в том числе с ТСН.

В качестве датчиков телесигнализации следует использовать нормально разомкнутые контакты имеющихся устройств РЗА.

В случае отсутствия необходимого количества контактов для выдачи вышеуказанных сигналов проектом следует предусмотреть размножение контактов либо замену устройств.

Перечень телеметрических данных должен быть согласован с Заказчиком.

### **4.2 В ИВК филиала (ПО «Альфа Центр»):**

- Данных учета со счетчиков электроэнергии;
- Журналов событий со счетчиков электроэнергии.

## **5. Требования к технорабочему проекту**

5.1. Вся проектная документация должна поставляться, как на бумажных носителях (3 экземпляра), так и в электронном виде на флэш-накопителе. Текстовая и графическая информация должна быть представлена в формате Microsoft Office, MS Visio, AutoCAD. Кроме того, на flash-накопителе должны быть представлены копии всех документов в формате Adobe Acrobat Reader (.pdf).

5.2. Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР (или ФЕР с пересчетом для области, где будут выполняться работы); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах (на момент согласования ПСД). Сметы предоставлять в форматах Microsoft Excel и Adobe Acrobat Reader (.pdf).

5.3. При проектировании ПТК должен быть предусмотрен ЗИП, необходимый для эксплуатации ПТК.

5.4. Вся документация должна быть разработана на основании следующих стандартов и нормативных документов:

- СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- ГОСТ Р 51840-2001 (МЭК 61131-1-92) Программируемые контроллеры. Общие положения и функциональные характеристики;
- ГОСТ Р МЭК 870-3-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики);
- ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции;
- ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам (с изменением № 1);
- ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;
- ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;
- ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;
- ГОСТ 19.005-85 Единая система программной документации. Р-схемы алгоритмов и программ. Обозначения условные графические и правила выполнения;
- ГОСТ 19.701-90 (ИСО 5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения;
- ГОСТ 24.301-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению текстовых документов (с изменениями № 1, 2).
- ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изменениями № 1, 2, 3, 4, 5).
- ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Стандартные напряжения.
- ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) / [ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (МЭК 61000-4-3:2006)] Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
- ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004) / ГОСТ Р 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость

к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний.

- ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.
- ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.
- ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.
- ГОСТ Р МЭК 60073-2000 Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
- ГОСТ IEC 60255-5-2014 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания.
- ГОСТ Р МЭК 60297-3-101-2006 Конструкции несущие базовые радиоэлектронных средств. Блочные каркасы и связанные с ними вставные блоки. Размеры конструкций серии 482,6 мм (19 дюймов).
- ГОСТ Р МЭК 60715-2003 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления.
- ГОСТ Р МЭК 60917-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 1. Общий стандарт.
- ГОСТ Р МЭК 60917-2-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм.
- ГОСТ Р МЭК 60917-2-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 1. Детальный стандарт. Размеры шкафов и стоек.
- ГОСТ Р МЭК 60917-2-2-2013 Модульный принцип построения механических конструкций для радиоэлектронных средств. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 2. Детальный стандарт. Размеры блочных каркасов, шасси, объединительных плат, передних панелей и вставных блоков.
- ГОСТ IEC 60947-5-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5-1. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Электромеханические устройства цепей управления.
- ГОСТ IEC 60950-1-2014 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- ГОСТ 2.111-2013. ЕСКД. Нормоконтроль;
- ГОСТ 21.002-81. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации;

- ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость;
- ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей;
- ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПР 11-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от промышленных, научных, медицинских и бытовых (ПНМ) высокочастотных установок. Нормы и методы испытаний;
- ГОСТ Р 21.1703-2000 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации проводных средств связи
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- ВСН 116-93 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи.
- Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями;
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 22.02.2017 г.;
- Стандарт ПАО «МРСК Центра» «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра», введенного в действие 15.07.2014г.
- Исходные данные, представленные Заказчиком;



5.5. Возможные отклонения от ТЗ – согласовываются с Заказчиком.

## **6. Общее положение**

6.1. ПТК ПС предназначен для повышения надежности, экономичности и безопасности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ПС за счет автоматизации технологических процессов ПС.

6.2. ПТК должен представлять собой комплекс, работающий в автоматизированном режиме и обеспечивающий сбор технологической информации с оборудования ПС и передачу этой информации на верхний уровень (ЦУС и ДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго»).

6.3. ПТК предназначен для автоматизации следующих задач оперативно-технологического управления ПС 35-110 кВ:

- контроль технологического режима и состояния оборудования;
- управление основным и вспомогательным оборудованием;
- информационно-аналитической поддержки персонала.
- сбор значений аналоговых и дискретных параметров;
- выдача управляющих воздействий;
- обмен информацией с обособленными системами ПС и вышестоящими уровнями управления;
- сбора и передачи данных учета со счетчиков электроэнергии;
- контроль функционирования устройств ПТК;
- синхронизация времени устройств ПТК.
- программная обработка данных.

6.4. Применяемые технические решения должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-002-2016 для подстанций соответствующего класса напряжения. В случае наличия обоснования допускается применение технических средств, обеспечивающих ввод/вывод меньшего числа дискретных или аналоговых сигналов с возможностью его дальнейшего увеличения при помощи установки дополнительных модулей. На момент согласования ОТР дополнительные модули такого рода должны выпускаться серийно.

6.5. Типы поддерживаемых приборов учета и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПТК;

## **7. Требования к функциям ПТК**

### **7.1. Сбор значений аналоговых и дискретных параметров**

7.1.1. ПТК должен обеспечивать возможность приема аналоговых сигналов:

- переменного тока 1/5 А по ГОСТ 7746-2001;
- переменного напряжения 57,7/100 В по ГОСТ 1983-2001;
- переменного напряжения 230/400 В по ГОСТ 29322;
- тока 4-20 мА и напряжения 0-10 В по ГОСТ 26.011-80.

7.1.2. ПТК должен обеспечивать возможность выполнения первичной обработки собираемых значений аналоговых параметров:

- фильтрация высокочастотных помех;
- фильтрация значений, близких к нулю;
- масштабирование и смещение шкалы значений;



- проверка достоверности (контроль выхода за физические пределы измерений);
- вычисление расчетных значений;
- присвоение меток времени.

7.1.3. ПТК должен обеспечивать возможность приема дискретных сигналов от датчиков типа «сухой контакт» с номинальными напряжениями:

- 24 В или 220 В постоянного (выпрямленного) тока;
- 230 В переменного тока частоты 50 Гц.

7.1.4. ПТК должен обеспечивать возможность выполнения первичной обработки собираемых значений дискретных параметров:

- устранение влияния «дребезга» контактов;
- присвоение меток времени;
- проверка достоверности значений.

7.1.5. ПТК должен обеспечивать возможность сбора значений аналоговых и дискретных параметров от обособленных систем ПС (РЗА, АСУЭ и пр.) по цифровым каналам связи.

## **7.2. Обмен информацией с обособленными системами и вышестоящими уровнями управления**

7.2.1. Требования к интерфейсам физического уровня:

7.2.1.1. ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией с обособленными системами ПС с применением интерфейсов физического уровня IEEE группы 802.3 Ethernet ("витая пара" и/или оптическое волокно), RS-485 (EIA/TIA-485-A) и при необходимости CAN с использованием открытых протоколов передачи данных.

7.2.2. Требования к обмену информацией:

7.2.2.1. ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией с вышестоящими уровнями управления с использованием протоколов передачи данных:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.

7.2.2.2. Информация, передаваемая на вышестоящие уровни управления, должна содержать метки времени и атрибуты качества, которые должны передаваться в соответствии с методами передачи данных, предусмотренными используемыми протоколами передачи данных.

7.2.2.3. ПТК должен обеспечивать возможность временного (до снятия электропитания с устройства) хранения (буферизации) передаваемой информации при отсутствии возможности передачи данных на вышестоящие уровни управления в объеме:

- не менее 1 000 последних значений дискретных параметров и событий;
- не менее 1 000 последних значений аналоговых параметров.

7.2.2.4. ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией не менее чем с тремя пунктами управления с индивидуальным набором параметров и команд для каждого пункта управления.

7.2.2.5. В ПТК должна быть предусмотрена программная блокировка, исключающая одновременное управление с разных мест управления.

7.2.2.6. ПТК должен обеспечивать возможность информационного обмена (сбор сигнализации, измерений, осциллограмм, передача команд управления, изменение групп уставок, ввод/вывод отдельных функций и т.п.) с обособленными системами ПС с использованием протоколов передачи данных:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (контролирующая станция) или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (контролирующая станция);
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 (контролирующая станция).
- Допускается применение МЭК 61850-8-1 (клиент) взамен одного или нескольких протоколов обмена.

7.2.2.7. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК с использованием последовательных интерфейсов стандарта RS-485 должна применяться топология сети типа «общая шина» или «точка-точка».

7.2.2.8. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК на основе стандартов Ethernet, следует применять топологию сети типа «звезда» или «кольцо».

7.2.2.9. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК должны применяться открытые протоколы обмена. Предпочтение должно отдаваться стандартизированным протоколам обмена.

### **7.3. Для учета электроэнергии ПТК должен обеспечивать:**

- Периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии (мощности) с заданной дискретностью учета (от 1 до 60 мин.);
- Конфигурирование и настройку параметров системы учета электроэнергии;
- Санкционированное предоставление результатов измерений.
- Синхронизацию встроенных часов, а так же встроенных часов счетчиков электрической энергии с помощью подключаемого ГЛОНАСС\GPS приемника. Допускается синхронизация встроенных часов счетчиков от сервера ИВК на базе ПО «Альфа Центр»;
- Удаленное конфигурирование приборов учета электроэнергии (функция «сквозного канала»);
- Сжатие передаваемой с электросчетчиков в ИВК информации в целях снижения трафика;
- Сбор и передачу с электросчетчиков в существующий ИВК филиала на базе ПО «Альфа Центр»:
  - показаний за сутки, за месяц;
  - снятие показаний со всех включенных в систему приборов учета по запросу оператора ИВК;
  - профилей мощности с заданным периодом интегрирования;
  - журналов событий приборов учета электроэнергии;
  - показателей качества электроэнергии.
- Двухнаправленный обмен информацией с ИИК, обеспечивающий передачу данных.

- Ведение «журнала событий», в том числе и с регистрацией времени и даты фактов локального и удаленного параметрирования с вводом пароля и самодиагностики.
- Сбор информации:
  - о состоянии средств измерений;
  - результатов измерений.
- Осуществлять передачу информации по запросу и по регламенту (графику опроса);
- Обеспечивать возможность хранения информации (глубина хранения):
  - данные о количестве электроэнергии, с программируемым временем интегрирования профиля нагрузки от 1 до 60 минут, состояний средств измерений - не менее 45 суток;
  - данных о количестве электроэнергии/мощности за месяц по каждому измерительному каналу - не менее 45 суток;
  - результаты измерения количества электроэнергии и мощности с заданным временем интегрирования при отсутствии питания - не менее 45 суток.

#### **7.4. Контроль функционирования ПТК**

7.4.1. ПТК должен обеспечивать непрерывный контроль функционирования посредством сбора значений контролируемых параметров состояния устройств ПТК;

7.4.2. ПТК должен обеспечивать ведение журнала событий, в котором будут отражены данные:

- данные о состоянии каналов связи с верхним уровнем;
- наличие факта параметрирования;
- наличие факта коррекции времени;
- попытки несанкционированного доступа.

7.4.3. ПТК должен обеспечивать возможность передачи значений контролируемых параметров состояния устройств ПТК на вышестоящие уровни управления.

7.4.4. Обеспечивать протоколирование (регистрацию) изменений состояний ТС и обеспечивать возможность буферизации ТС при пропадании канала связи (или недостаточной скорости в нем) и передачу информации из буфера на верхний уровень при восстановлении канала связи.

7.4.5. Обеспечить передачу архива данных со счетчиков, накопленных за время отсутствия связи (при обрыве связи между ПТК и ИВК).

#### **7.5. Синхронизация устройств ПТК**

7.5.1. ПТК должен обеспечивать возможность приема сигналов синхронизации от спутников ГЛОНАСС/GPS или с вышестоящих уровней управления с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (в соответствии с 6.7 ГОСТ Р МЭК 870-5-5) или SNTP/NTP.

7.5.2. ПТК должен обеспечивать возможность выдачи сигналов синхронизации обособленным системам ПС.

7.5.3. Для синхронизации устройств ПТК и обособленных систем ПС рекомендуется применять:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 (в соответствии с 6.7 ГОСТ Р МЭК 870-5-5);
- SNTP/NTP;

- IEEE Std 1588-2008.

7.5.4. Точность привязки значений параметров и событий к всемирному координированному времени (UTC) должна быть не хуже 1 секунды.

7.5.5. Точность хода встроенных часов устройств ПТК, обеспечивающих синхронизацию при отсутствии возможности синхронизации со всемирным координированным временем (UTC) в диапазоне рабочих температур должна быть не хуже  $\pm 1,0$  с/сут.

7.5.6. Внутренние таймеры устройств ПТК обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования должны быть синхронизированы между собой с точностью не хуже:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ: 100 мс;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше: 1 мс.

7.5.7. Точность синхронизации внутренних таймеров устройств ПТК при наличии внешних сигналов точного времени со всемирным координированным временем (UTC) должна быть не хуже:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ: 1000 мс;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше: 1 мс.

## **7.6. Дополнительные требования**

7.6.1. Для цепей, чувствительных к наводкам от других устройств или проходящих рядом цепей, должны быть применены экранированные провода, а также контрольные кабели с общим экраном или кабели с экранированными жилами.

7.6.2. Для ввода измерительных цепей от трансформаторов тока и напряжения следует применять клеммы с размыкателями и тестовыми разъемами. Для ввода цепей управления следует применять клеммы с размыкателями.

7.6.3. В случае отсутствия места для размещения оборудования в существующих помещениях ПС предусмотреть размещение оборудования в проектируемом всепогодном шкафу, с обеспечением необходимой температуры внутри шкафа.

7.6.4. В случае размещения оборудования в шкафах 19" Необходимо руководствоваться следующими требованиями. Телекоммуникационный шкаф должен быть оснащен принудительной системой вентиляции (4 вентилятора), комплектом заземления, блоком электрических розеток не менее 8 гнезд, блоком автоматического контроля и регулировки температурных режимов. В телекоммуникационном шкафу предусмотреть установку полки для размещения дополнительного оборудования.

## **8. Требования к характеристикам ПТК**

### **8.1. Требования к безопасности**

8.1.1. Требования электрической и пожарной безопасности.

8.1.1.1. Технические средства ПТК должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.003 (пункты 2.1.17, 2.1.18) по обеспечению электрической безопасности персонала.

8.1.1.2. Технические средства, входящие в состав ПТК, должны относиться к классу не хуже I по ГОСТ 12.2.007.0 по способу защиты человека от поражения электрическим током.



- 8.1.1.3. Должны быть обеспечены защита от прикосновения к токоведущим частям оборудования ПТК, находящимся под напряжением 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока – в остальных случаях и наличие предупредительных надписей.
- 8.1.1.4. Открытые проводящие части оборудования ПТК (шкафов, стоек, панелей, корпусов устройств) и экраны кабелей вторичных цепей подлежат защитному заземлению в соответствии с требованиями ПУЭ (раздел 1.7) и инструкциями по эксплуатации оборудования.
- 8.1.1.5. Цепи каналов ввода/вывода (измерения, сигнализации, управления) оборудования ПТК должны быть гальванически изолированы друг от друга и от частей устройства, доступных для прикосновения пользователя. Допускается применение групповой изоляции каналов ввода/вывода одного функционального назначения.
- 8.1.1.6. Оборудование ПТК в части электрической прочности и сопротивления изоляции должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 52931 (подраздел 5.14) и ПТЭ (пункт 6.11.21).
- 8.1.1.7. ГОСТ 12.2.091-2012 (ИЕС 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования.
- 8.1.1.8. Оборудование ПТК должно иметь маркировку в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.091-2002 (подраздел 5.1).
- 8.1.1.9. Кабельные изделия, входящие в состав ПТК, должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение с индексом не ниже НГ-LS по ГОСТ 31565).
- 8.1.1.10. Информационные кабели, входящие в состав ПТК, должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение - нг(А)-LS по ГОСТ Р 54429).
- 8.1.1.11. Изолированные корпуса оборудования ПТК должны обеспечивать безопасность от распространения огня согласно ГОСТ Р 51321.1 (пункт 7.1.4).
- 8.1.2. Требования к безопасности при эксплуатации ПТК
- 8.1.2.1. Нагрев частей оборудования в области, доступных эксплуатирующему персоналу, не должен быть выше установленных в ГОСТ ИЕС 60950-1 (таблица 4С).
- 8.1.3. Требования к информационной безопасности
- 8.1.3.1. При проектировании, внедрении и эксплуатации ПТК должны быть предприняты меры по обеспечению защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак) в соответствии с требованиями распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ».
- 8.1.3.2. Нерегламентированный доступ в/из сетей общего пользования к устройствам ПТК не допускается.



8.1.3.3. Использование беспроводной связи между устройствами ПТК для передачи технологических данных, в том числе управляющих команд не допускается.

## **8.2. Требования к надежности**

8.2.1. Показатели надежности ПТК должны соответствовать значениям:

- среднее время ремонта ПТК: в соответствии с классом RT3 по ГОСТ IEC 60870-4;
- безотказность ПТК: в соответствии с классом R2 по ГОСТ IEC 60870-4;
- средний полный срок службы ПТК: не менее 15 лет.

8.2.2. Рекомендуется применять устройства ПТК без вращающихся элементов (вентиляторов, жестких дисков);

8.2.3. Ремонтпригодность технических средств ПТК на ПС должна обеспечиваться возможностью замены поврежденного функционального модуля (блока) или типового элемента с последующим его ремонтом в центре обслуживания или эксплуатирующей организацией. Состав ЗИП согласовывается на стадии проекта;

8.2.4. ПТК должен поддерживать возможность информационного обмена с вышестоящими уровнями управления по резервируемым каналам связи с автоматическим переключением на резервный канал связи в случае отказа основного канала и возврата обратно при восстановлении работоспособности основного канала связи;

8.2.5. Устройства ПТК не должны давать ложных команд управления при:

- снятии и подаче электропитания и оперативного тока,
- снижении или повышении напряжения электропитания и оперативного тока, а также замыканиях на землю в этих цепях;
- перезапуске устройства и т.п.

8.2.6. Замена встроенного программного обеспечения устройств ПТК не должна затрагивать текущие настройки конфигурации этих устройств, за исключением добавления дополнительных новых настроек, необходимых для работы обновляемого программного обеспечения;

8.2.7. В качестве технических средств ПТК должны применяться средства высокой заводской готовности: прошедшие наладку и тестирование в заводских условиях;

8.2.8. Применяемые в составе ПТК контроллеры должны иметь защиту от зависания устройств - сторожевые таймеры(Watch Dog).

## **8.3. Требования к быстродействию**

8.3.1. Время, прошедшее с момента приема команды телеуправления до момента выдачи управляющего воздействия на исполнительные устройства, не должно превышать 1 секунды.

8.3.2. Время, прошедшее с момента изменения состояния дискретного входа устройства ПТК до момента начала спорадической передачи информации на вышестоящие уровни управления не должно превышать:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ - 5 секунд;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше - 1 секунды.

8.3.3. Время холодного старта устройств ПТК не должно превышать:

- серверов, рабочих станций - 5 минут;
- контроллеров, измерительных преобразователей, УСО - 2 минут;

- коммутаторов, маршрутизаторов, модемов, медиаконверторов, преобразователей интерфейсов - 1 минуты.

#### **8.4. Требования к эргономике и технической эстетике**

- 8.4.1. Органы управления и индикации технических средств ПТК не должны перекрываться при подключении соединителей на объекте эксплуатации;
- 8.4.2. Подключение или отключение всех ответных частей соединителей к техническим средствам ПТК не должно требовать подключения или отключения соседних соединителей или демонтажа конструктивных элементов, кроме элементов, обеспечивающих электробезопасность;
- 8.4.3. Соединители для подключения различных типов интерфейсов и каналов ввода-вывода должны быть конструктивно различны для исключения случайного неверного подключения;
- 8.4.4. Надписи на панелях технических средств должны быть выполнены на русском языке, кроме устоявшихся названий или названий, для которых отсутствует аналог на русском языке;
- 8.4.5. Размещаемые на одном объекте шкафы с техническими средствами ПТК, как правило, должны иметь одинаковый внешний вид и быть выполнены в одной цветовой гамме, рекомендуемый цвет - RAL7035.

#### **8.5. Условия эксплуатации, хранения и транспортирования**

- 8.5.1. Устройства ПТК должны быть устойчивы и прочны к условиям эксплуатации, хранения и транспортировки в соответствии с требованиями ГОСТ 15150. Допускается размещение устройств ПТК внутри защитной оболочки.
- 8.5.2. Устройства ПТК должны быть устойчивыми и прочными к воздействию атмосферного давления согласно ГОСТ Р 52931.
- 8.5.3. Устройства ПТК, размещаемые в шкафах, панелях РЗА без коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия, должны иметь категорию исполнения не хуже М39 согласно ГОСТ 30631.
- 8.5.4. Устройства ПТК, размещаемые в отсеках РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами, должны иметь категорию исполнения не хуже М40 согласно ГОСТ 30631.

#### **8.6. Требования к приборам учета**

Электросчетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- 8.6.1. Для присоединений 6(10) кВ – класс точности не хуже (активная/реактивная) 0,5S/1;
- 8.6.2. Обеспечивать измерение значений активной и реактивной электроэнергии с программируемым временем интегрирования от 1 до 60-ти минут;
- 8.6.3. Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать хранение:
  - профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом на глубину не менее 123 суток;
  - данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров - не менее 3-х лет;
  - суточных значений на глубину не менее 120 суток.
- 8.6.4. Иметь резервное питание;

8.6.5. Обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов системы учета электроэнергии, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;

8.6.6. Иметь не менее двух независимых гальванически изолированных интерфейсов типа RS-485 для организации автоматизированного сбора данных, один из которых с поддержкой открытых промышленных протоколов (Modbus либо др.)

8.6.7. Измерять параметры сети:

- напряжение по каждой фазе; ток по каждой фазе;
- активная мощность, суммарная и по каждой фазе;
- реактивная мощность, суммарная и по каждой фазе;
- полная мощность, суммарная и по каждой фазе;
- коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе;
- частота сети.

8.6.8. Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже  $\pm 5,0$  секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией));

8.6.9. Наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий), глубина хранения – не менее 100 записей в журнале;

8.6.10. В «Журнале событий» должны фиксироваться:

- попытки несанкционированного доступа (дата и время вскрытия клеммной крышки, корпуса прибора учета);
- факты связи с электросчетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.
- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета электроэнергии;
- дата последнего перепрограммирования;
- изменения направления тока в фазных проводах;
- дата и время сверхнормативного магнитного воздействия;
- изменение величины параметров качества электрической энергии;
- аварийные ситуации.

8.6.11. Обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

8.6.12. Обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:

- измерительного блока;
- вычислительного блока;
- коррекция таймера;
- блока питания;
- дисплея;

- блока памяти (подсчет контрольной суммы).
- 8.6.13. Счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;
- 8.6.14. Средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 100 000 часов;
- 8.6.15. Срок эксплуатации не менее 20 лет;
- 8.6.16. Срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи не менее 10 лет;
- 8.6.17. Температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале от - 40°C до +60°C;
- 8.6.18. Межповерочный интервал – не менее 10-ти лет.

## **8.7. Требования к организации GSM каналов связи**

### **8.7.1. Общие требования:**

- каналы передачи данных организуются на базе беспроводных сетей операторов сотовой связи стандарта GSM, с взаимным резервированием у двух операторов сотовой связи. Оператор связи выбирается исходя из устойчивого покрытия сети связи оператора (не ниже -80 dBm) в точке нахождения объекта обеспечения связи;
- защита SIM-карты от ее использования не по назначению за счет применения автоматического ввода PIN-кода доступа (который хранится в модеме и не доступен для чтения) или специальных SIM-карт с блокировкой по IMEI первого устройства;
- использование APN (Access Point Name, имя точки доступа), выделенного GSM-оператором с аутентификацией доступа;
- участок передачи данных между GSM-оператором и центром обработки должен строиться на базе VPN-туннеля с возможностью применения сертифицированных протоколов шифрования – GRE (Generic Routing Encapsulation), IPIP (IP over IP) и IPSec.

### **8.7.2. Требование к маршрутизатору:**

- стандарты связи: возможность работы в сетях UMTS, HSPA, HSDPA, EDGE, GPRS и обеспечение соединения со скоростью не ниже: прием 7.2 Мбит/с; передача – 5.76 Мбит/с;
- возможность резервирования связи путем обеспечения автоматического перехода на SIM-карту резервного GSM-оператора с автоматическим возвратом на SIM-карту основного оператора;
- поддержка работы с туннелями и технологиями: GRE, OpenVPN, IPsec, DNS, DynDNS, SSH Server, TFTP Client, Wget, SNMP, DHCP Server, VRRP, Firewall, NAT, NTP Client, Watchdog timer;
- возможность удаленного доступа к управлению и конфигурированию оборудования: Telnet, SSH, SNMP, HTTP;
- контроль напряжения питания и возобновление работы после его восстановления. Маршрутизатор должен автоматически устанавливать соединение при подаче питания;
- выполнение автоматической перезагрузки в случае возникновения нештатных аппаратно-программных ситуаций;
- наличие интерфейсов: Ethernet (8P8C) 10/100Мбит 100BASE-TX, последовательных портов (RS232 и RS485);
- наличие разъема SMA для подключения внешней антенны;



- возможность монтажа на Din-рейку;
- диапазон рабочих температур: от -30°C до +65°C;
- диапазон допустимой относительной влажности: не более 80% при температуре 25°C.
- предусмотреть поставку внешней антенны с разъемом SMA в составе роутера.

#### **8.7.3. Требования к коммутатору:**

- промышленное исполнение с возможностью монтажа на Din-рейку;
- количество портов: не менее 5 Fast Ethernet 10/100 Мбит/с;
- IEEE 802.3 for 10BaseT, IEEE 802.3u for 100BaseT(X) and 100BaseFX, IEEE 802.3x for Flow Control;
- защита от пыли и влаги: IP30;
- возможность монтажа на Din-рейку;
- рабочая температура: -10...+60°C;
- рабочая влажность: 5-95 %

#### **8.8. Требования к РЗА**

Устройства РЗА должны обеспечивать возможность выдачи сигналов в устройства ТМ контактом от существующих или дополнительно устанавливаемых устройств, не имеющих гальванической связи с цепями оперативного тока, в соответствии с перечнем указанным в п 2.1.2.

При этом дополнительно устанавливаемые устройства РЗА должны соответствовать следующим требованиям:

- устройства РЗА должны быть новыми, ранее не использованными;
- для российских производителей – наличие документов, подтверждающих соответствие техническим требованиям: положительное заключение МВК, ТУ;
- для зарубежных производителей, а так же для отечественных, выпускающих устройства РЗА для других отраслей и ведомств - сертификаты соответствия функциональных и технических показателей условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
- сертификация должна быть проведена в соответствии с Постановлением Госстандарта РФ от 16 июля 1999 N 36 "О правилах проведения сертификации электрооборудования";
- устройства РЗА, должны иметь положительное заключение об опытной эксплуатации сроком не менее одного года и опыт применения в энергосистемах сроком не менее трех лет;
- продукция должна пройти обязательную аттестацию в аккредитованном Центре ПАО «Россети»;
- наличие выданных уполномоченными органами Федерального Агентства по Техническому Регулированию и Метрологии действующих (на момент поставки) деклараций (сертификатов) соответствия требованиям безопасности;
- наличие заключения о соответствии требованиям СанПиН и другим документам, устанавливающим требования к качеству и экологической безопасности продукции;
- устройства РЗА должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание);
- гарантийный срок эксплуатации не менее 3 лет с даты ввода в эксплуатацию.



## 8.9. Требования к первичному оборудованию

В случае отсутствия, выявления неисправности и загрузки ТТ и ТН по согласованию с Заказчиком рекомендуется произвести их замену на электромагнитные измерительные трансформаторы, соответствующие следующим требованиям:

- применение измерительных ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет), со сроком службы не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости регламентного ремонта в течение всего срока службы;
- антирезонансные электромагнитные индуктивные ТН 6 – 35 кВ;
- для сетей 110 кВ и выше, в том числе КРУЭ, допускается применение электромагнитных индуктивных ТН при соответствующем проектом обосновании, в том числе для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
- ТН, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- применение литых коррозионностойких корпусов;
- при снижении давления элегаза в корпусе элегазовых измерительных трансформаторов не должно требоваться их автоматическое отключение (снятие напряжения). В элегазовых измерительных трансформаторах должна быть выполнена двухступенчатая предупредительная /аварийная сигнализация снижения давления (плотности) газа.
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;
- фактические вторичные нагрузки измерительных ТН должны соответствовать требованиям НТД и обеспечивать работу ТН в требуемом классе точности;
- коэффициент трансформации обмоток АСУЭ и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов;
- ТН 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АСУЭ) и измерений не хуже 0,2;
- для остальных присоединений ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АСУЭ) и измерений не хуже 0,5;
- Требования к кабельно-проводниковой продукции:
  - применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена;
  - ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение;

## 9. Требования к электропитанию ПТК

9.1. ПТК должен обеспечивать возможность электропитания от внешних цепей 230 В переменного и/или 220 В постоянного тока.

9.2. Технические средства ПТК должны быть устойчивы по отношению к электропитанию согласно ГОСТ Р 51179:

при номинальном напряжении 230 В переменного тока:

- к отклонению напряжения питания переменного тока от номинального напряжения по классу AC3 от +15% до -20%;
- к отклонению частоты переменного тока от номинальной частоты по классу F3 от +5% до -5%;
- к несинусоидальности напряжения переменного тока по классу H2 менее 10%; при номинальном напряжении 220 В постоянного тока:
- к отклонению напряжения постоянного тока от номинального напряжения по классу DC3 от -20% до 15%;
- к пульсациям напряжения источника постоянного тока по классу VR3 не более 5% от номинального значения.

9.3. Для электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав ПТК (преобразователей напряжения, источников бесперебойного питания и пр.), должны применяться рекомендованные номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока согласно ГОСТ Р 51179 (разделы 4.2 и 4.3).

9.4. В составе ПТК должен быть предусмотрен резервный источник электропитания, обеспечивающий функционирование ПТК в течение 2х часов пропадания напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств ПТК. Возможно применение единого ИБП для бесперебойного питания оборудования ТМ, АСУЭ и ТК

9.5. При проектировании ПТК должны быть предусмотрены меры по автоматическому восстановлению питания электрической энергией устройств ПТК в обход источника бесперебойного питания в случае его выхода из строя.

9.6. Должна быть предусмотрена возможность замены резервного источника электропитания в случае выхода его из строя без отключения ПТК (в «горячем» режиме).

## 10. Требования к обеспечению ЭМС

10.1. ПТК должен быть устойчив к электромагнитным воздействиям в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5.

10.2. ПТК должен быть устойчив к воздействию магнитного поля промышленной частоты от силового оборудования в нормальных и аварийных режимах согласно ГОСТ Р 50648:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.3. ПТК должен быть устойчив к затухающим колебательным магнитным полям согласно ГОСТ Р 50652:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.4. ПТК должен быть устойчив к импульсным магнитным полям от молнии и первичных цепей согласно ГОСТ Р 30336:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.5. Устройства ПТК должны быть устойчивы к колебаниям напряжения электропитания согласно степени жесткости испытаний 3 ГОСТ Р 51317.4.14.

## **11. Требования к техническому обслуживанию и гарантии**

11.1. При выборе программно-технических средств ПТК предпочтение должно отдаваться средствам, требующим минимального технического обслуживания. Рекомендуются применение средств, не требующих периодического технического обслуживания.

11.2. Гарантийный срок эксплуатации ПТК должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в промышленную (постоянную) эксплуатацию.

## **12. Требования к стандартизации и унификации**

12.1. Технические средства ПТК должны выполняться на базе унифицированных конструкций по ГОСТ 28601.1, ГОСТ 28601.2, ГОСТ 28601.3, ГОСТ 20504, ГОСТ Р МЭК 60297-3-101, ГОСТ Р МЭК 60917-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2, ГОСТ Р МЭК 60917-2-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2-2 и для установки на монтажную рейку типа TH35 по ГОСТ Р МЭК 60715.

12.2. В рамках проекта разработать унифицированные решения по конструктивному исполнению, составу оборудования и компоновке шкафов ПТК для применения на однотипных подстанциях.

12.3. Для питания устройств ПТК должны использоваться питающие напряжения не более двух номинальных значений для устройств, размещаемых в шкафах, и одного номинального значения питающего напряжения для устройств, размещаемых в отсеках вторичного оборудования ячеек распределительного устройства.

## **13. Требования к видам обеспечения**

### **13.1. Требования к техническому обеспечению**

13.1.1. Устройства ПТК должны обеспечивать возможность функционирования в непрерывном круглосуточном режиме без постоянного обслуживающего персонала в течение установленных сроков службы, при условии проведения требуемых производителем технических мероприятий по обслуживанию ПТК.

13.1.2. Контроллеры, ПУ, ИП, коммутаторы, применяемые в составе ПТК, должны иметь индикаторы на лицевой панели, отражающие исправность и/или режим работы, наличие электропитания.

13.1.3. Устройства ПТК (контроллеры) должны иметь индикаторы текущего состояния входов и выходов.

13.1.4. Контроллеры, коммутаторы, входящие в состав ПТК, должны иметь встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления.

13.1.5. Устройства ПТК должны иметь энергонезависимую память для хранения программ и данных конфигурации.

13.1.6. Устройства ПТК должны быть оснащено аппаратным сторожевым таймером (Watch Dog);

13.1.7. Конструкция устройств ПТК должна обеспечивать возможность их крепления на щитах и панелях или установку в шкафы и стойки.

13.1.8. Устройства ПТК должны иметь в комплекте поставки:

- паспорта-формуляры на оборудование ПТК и комплекс в целом;

- руководство по эксплуатации (РЭ) на каждое устройство ПТК и комплекс в целом;
- инструкция по монтажу, пуску, настройке ПТК (допускается раздел в РЭ);
- руководство оператора по каждому пакету ПО (допускается в одном документе);
- руководство инженера ПТК (администратора) по каждому пакету ПО (допускается в одном документе).

13.1.9. Шкафы ПТК должны обеспечивать защиту размещаемых в них технических средств ПТК от проникновения твердых предметов и воды согласно ГОСТ 14254:

- шкафы для размещения в закрытых помещениях – не хуже IP 21;
- шкафы для размещения вне помещений – не хуже IP 55.

13.1.10. Шкафы должны иметь запирающие устройства.

13.1.11. На лицевой и оборотной (при необходимости) сторонах шкафов ПТК должно быть место для надписей, указывающих их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

### **13.2. Требования к программному обеспечению**

13.2.1. В состав программного обеспечения ПТК должно входить:

- встроенное программное обеспечение технических средств ПТК;
- программное обеспечение для конфигурирования и параметрирования технических средств ПТК.

13.2.2. Программное обеспечение ПТК должно позволять:

- конфигурировать и параметризовать технические средства ПТК (в том числе выполнять настройку протокола обмена данными с системами сбора технологической информации);
- выполнять тестирование управляющей программы на допустимость значений конфигурации аппаратных и программных средств;
- проводить настройку конфигурации системы с помощью специально предназначенного программного обеспечения с визуальным отображением.

13.2.3. Программное обеспечение ПТК должно иметь интерфейс пользователя на русском языке. Для программ, обладающих интерфейсом командной строки, предназначенных для администрирования, допускается реализация интерфейса на английском языке;

13.2.4. Эксплуатационная документация на программное обеспечение ПТК должна соответствовать требованиям Единой системы программной документации;

13.2.5. Программное обеспечение ПТК должно обеспечивать возможность локального и удаленного конфигурирования и параметрирования устройств ПТК;

13.2.6. Программное обеспечение, входящее в состав ПТК, должно обеспечивать возможность проведения настройки, тестирования, диагностирования и других регламентных работ.

### **13.3. Требования к информационному обеспечению**

13.3.1. Информационное обеспечение ПТК должно удовлетворять следующим требованиям:

- обладать достаточностью для выполнения на базе данного ПТК всех автоматизированных функций;



- должно быть совместимо с информационным обеспечением обособленных систем ПС (РЗА, АСУЭ и пр.);

13.3.2. Для удобства восприятия персоналом ПС информации должны использоваться термины и сокращения, общепринятые в электроэнергетике;

13.3.3. Информационное обеспечение должно включать:

- единую систему классификации и кодирования информации;
- описание сигналов, включая входные аналоговые и дискретные сигналы, выходные дискретные сигналы, цифровые входные и выходные сигналы, вычисляемые величины;
- формы выходных документов (мнемосхемы, отчеты, ведомости);
- описание организации информационного обмена с обособленными системами ПС (РЗА, АСУЭ и пр.).

#### **13.4. Требования к метрологическому обеспечению и точности измерений**

13.4.1. Метрологическое обеспечение средств измерений, используемых в составе ПТК, должно соответствовать требованиям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ;

13.4.2. Метрологическое обеспечение средств измерений, используемых в составе ПТК, должно осуществляться:

- на стадии проектирования - расчетами и оценками предельных погрешностей элементов ПТК и ПТК в целом и проведением метрологической экспертизы;
- на стадии изготовления ПТК - проведением контрольных испытаний;
- на стадии внедрения ПТК - приемкой из монтажа и наладки, калибровкой или поверкой измерительных каналов ПТК;
- на стадии эксплуатации - периодической калибровкой или поверкой измерительных каналов ПТК.

13.4.3. Средства измерений, используемые в составе ПТК, должны быть поверены (откалиброваны), иметь свидетельство об утверждении типа средств измерений и внесены в Госреестр средств измерений;

13.4.4. Средства измерений ПТК должны быть обеспечены поверкой (калибровкой), техобслуживанием и ремонтом в течение всего срока эксплуатации;

13.4.5. В составе метрологического обеспечения ПТК должна быть приведена следующая информация о средствах измерения:

- сведения об измеряемых величинах и их характеристиках;
- перечни измерительных каналов и нормы их погрешностей;
- условия измерений;
- условия метрологического обслуживания.

13.4.6. Выбор класса точности используемых датчиков и измерительных приборов должен осуществляться при проектировании ПТК в зависимости от назначения измерений;

13.4.7. Нормы погрешности измерений электрических параметров, выполняемых средствами ПТК, в общем случае, должны соответствовать нормам погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций РД 34.11.321;

13.4.8. Межповерочный интервал средств измерений, входящих в состав ПТК, должен составлять не менее 10 лет.



## **14. Дополнительные требования к ПТК**

- Модули ввода-вывода ТС должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания ПТК и перезагрузки контроллера (требование не предъявляется к контролерам с интегрированными модулями ввода вывода);
- Информационная емкость ПТК ПС определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации;

## **15. Требования к подрядчику.**

Участвующие в конкурсной процедуре должны иметь квалифицированный персонал и опыт выполнения аналогичных работ не менее 2 лет. Подрядчик обязан оказать качественную услугу по проектированию. Если в течение 1 года с момента приемки комплекта проектно-сметной документации в ней выявлены существенные недочёты, то Подрядчик устраняет данные ошибки за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

## **16. Порядок сдачи и приемки работ**

При сдаче выполненных работ Подрядчик передает Заказчику согласованный и утвержденный комплект документации согласно данному техническому заданию, после чего оформляется акт выполненных работ. Обнаруженные при приемке работ замечания Подрядчик устраняет за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

Приложение 1

Планируемый объем проектно-изыскательских работ<sup>1</sup>

№ п.п.	Наименование объекта	Вид работ					
		Кол-во ТС	Тип КС	АСУЭ		РЗА для выдачи ТС	Первичное оборудование
				Кол-во ПУ	потребность в УСПД		
1.	ПС 110кВ Тельче	3	GPRS	4	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
2.	ПС 35кВ Алешня	3	GPRS	2	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
3.	ПС 35кВ Апальково	5	GPRS	8	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
4.	ПС 35кВ Башкатово	4	GPRS	4	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
5.	ПС 35кВ Варваринка	5	GPRS	8	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
6.	ПС 35кВ Введенское	6	GPRS	-	-	6 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

7.	ПС 35кВ Высокое	3	GPRS	4	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
8.	ПС 35кВ Вышнее-Ольшаное	4	GPRS	9	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
9.	ПС 35кВ Вязовая Дубрава	4	GPRS	-	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
10.	ПС 35кВ Вязовое	4	GPRS	7	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
11.	ПС 35кВ Гладкое	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
12.	ПС 35кВ Гнездилово	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
13.	ПС 35кВ Губкино	4	GPRS	5	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
14.	ПС 35кВ Даниловская	3	GPRS	-	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
15.	ПС 35кВ Залегощенский сахарный завод	3	GPRS	-	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 6кВ)	Замена ТН 6кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

16.	ПС 35кВ Каменка	3	GPRS	8	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
17.	ПС 35кВ Козьминская	4	GPRS	5	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
18.	ПС 35кВ Коптево	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
19.	ПС 35кВ Корсаково	4	GPRS	6	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
20.	ПС 35кВ Корсеево	3	GPRS	5	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
21.	ПС 35кВ Краснознаменка	4	GPRS	8	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
22.	ПС 35кВ Крутое	4	GPRS	-	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
23.	ПС 35кВ Липовец	3	GPRS	-	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
24.	ПС 35кВ Ломовое	6	GPRS	1	-	6 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

25.	ПС 35кВ Лыково	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
26.	ПС 35кВ Малоархангельская	4	GPRS	6	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
27.	ПС 35кВ Михайловка	3	GPRS	5	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
28.	ПС 35кВ Мишково-2	4	GPRS	6	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
29.	ПС 35кВ Нетрубевж	6	GPRS	1	-	6 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
30.	ПС 35кВ Нижний Жерновец	4	GPRS	6	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
31.	ПС 35кВ Никольская (ЮУ)	5	GPRS	5	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
32.	ПС 35кВ Никольская (ВУ)	5	GPRS	10	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>



33.	ПС 35кВ Новопетровка	5	GPRS	6	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
34.	ПС 35кВ Одинок	4	GPRS	7	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
35.	ПС 35кВ Паньково	3	GPRS	8	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
36.	ПС 35кВ Песочная	4	GPRS	13	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
37.	ПС 35кВ Подберезово	4	GPRS	5	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
38.	ПС 35кВ Росстани	5	GPRS	-	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
39.	ПС 35кВ Сеньково	4	GPRS	7	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
40.	ПС 35кВ Сергиевская	4	GPRS	9	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
41.	ПС 35кВ Скородное	4	GPRS	8	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

42.	ПС 35кВ Спасская	4	GPRS	1	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
43.	ПС 35кВ Спешнево	6	GPRS	5	-	6 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 35кВ, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
44.	ПС 35кВ ССК	4	GPRS	7	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
45.	ПС 35кВ Судбищи	3	GPRS	10	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
46.	ПС 35кВ Тим	3	GPRS	-	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
47.	ПС 35кВ Топки	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
48.	ПС 35кВ Тросна	3	GPRS	1	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
49.	ПС 35кВ Узкое	3	GPRS	7	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
50.	ПС 35кВ Фатнево	4	GPRS	9	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

51.	ПС 35кВ Хомутово	4	GPRS	8	-	4 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
52.	ПС 35кВ Шаблыкино	3	GPRS	6	-	3 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>
53.	ПС 35кВ Ярище	5	GPRS	7	-	5 ТС (Общая авария, Общая неисправность, «Земля» на 2 с.ш. 35кВ, «Земля» на 1 с.ш. 10кВ, «Земля» на 2 с.ш. 10кВ)	Замена ТН 10кВ (при необходимости) <sup>2</sup>

<sup>1</sup>Фактический объем работ уточняется на этапе проведения предпроектного обследования и согласовывается с Заказчиком

<sup>2</sup>Необходимость замены ТН 6(10)кВ для получения ТС «Земля» на секциях шин 6(10)кВ уточняется после проведения предпроектного обследования