



Акционерное общество

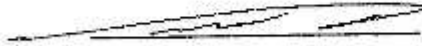
«Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Филиал «Хабаровские электрические сети»

ул. Промышленная, 13, г. Хабаровск, 680009, Россия. Тел: (4212) 599-159;
E-mail: doc@khab.drsk.ru (ОКПО 98097847, ОГРН 1052800111308, ИНН/КПП 2801108200/272402001)


«Согласовано»:

Директор СП «ЦЭС» филиала
АО «ДРСК» «Хабаровские электрические
сети»

 Д.А. Фёдоров

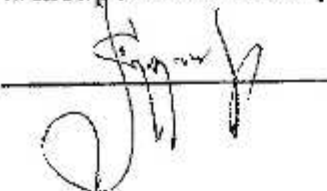
«Утверждаю»

Заместитель директора по развитию и
инвестициям филиала АО «ДРСК»
«Хабаровские электрические сети»

 С.В. Новиков

«Согласовано»:

Начальник службы перспективного
развития и технологического
присоединения филиала АО «ДРСК»
«Хабаровские электрические сети»

 А.Е. Кузнецов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Мероприятия по строительству и реконструкции для технологического
присоединения потребителей (в том числе ПИР) на территории СП ЦЭС
для пучка филиала "ХЭС" (г. Хабаровск)

1. Основание необходимости проведения работ.

1.1. Договор на технологическое присоединение потребителя:

- № 219/ХЭС от 29.01.15. Заявитель: ООО «Формула-ДВ». Наименование и адрес
объекта: Объект III-IV класса опасности. Кислородная станция, в г. Хабаровск, ул. Су-
ворова, д.84, корпус В. Максимальная мощность: 1500 кВт.

- № 3570/хэс от 18.12.2014. Заявитель: Смирнова Анна Сергеевна. Наименование и
адрес объекта: Распределительная сеть 6 кВ для организации электроснабжения объек-
та: «Коттеджный поселок «Барвиха», в Хабаровском районе, п. Сосновка, примыкаю-
щий с южной стороны к участку автомобильной дороги «Обход п.Красная речка» в рай-
оне автомобильной развязки». Максимальная мощность: 1800 кВт, в т.ч. существующая
мощность в размере 1300 кВт по 3-й категории.

- №1550/ХЭС от 01.06.15 Заявитель: ИИ Московчук Д.В. Наименование и адрес
объекта: автоцентр «Южный», расположенный по адресу – Хабаровский край,
г.Хабаровск, ул.Суворова, д. 80. Максимальная мощность энергопринимающих
устройств: 1550,5 кВт, в т.ч. существующая мощность по 3-ей категории – 1550,5 кВт.

- №1995/ХЭС от 02.05.17 Заявитель: АО «Хабаровская горэлектросеть» Наимено-
вание и адрес объекта: Распределительная сеть 6 кВ. Максимальная мощность энерго-
принимающих устройств: 3000 кВт.

2. Объем выполняемых работ.

2.1. Реконструкция ячейки №49 РУ 6кВ ПС 110/35/6кВ Южная (Инв.№НВ010344 Оборудование ЗРУ - 6 кВ ПС "Южная")

2.1.1. Демонтаж разрядников РВО-6 в ячейке №49 РУ 6 кВ ПС 110/35/6 кВ Южная;

2.1.2. Монтаж разрядников ОПН-6 в ячейке №51 РУ 6 кВ ПС 110/35/6 кВ Южная (силами персонала Городского РЭС)

2.1.3. В ячейке №49 РУ 6 кВ ПС 110 кВ Южная выполнить монтаж оборудования линейной ячейки: вакуумный выключатель на существующем выкатном элементе, монтаж контактной системы (состав: шины, ламели подвижных силовых контактов, опорные изоляторы), монтаж стационарной контактной системы в ячейке (состав: неподвижные силовые контакты-ножи, трансформаторы тока, опорные изоляторы, заземляющие ножи с ручным приводом и механической блокировкой), учесть применение дополнительных металлоконструкций для монтажа вышеуказанного оборудования, выполнить окраску ячейки, РШ и выкатного элемента, снабдить знаками безопасности.

2.1.4. Выключатель 6 кВ принять вакуумный;

2.1.5. Предусмотреть быстродействующую дуговую защиту ЗДЗ-6 кВ данной ячейки;

2.1.6. В устанавливаемой ячейке 6 кВ выполнить наладку релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных терминалов. Выполнить мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость и возможность совместной работы устанавливаемых устройств с существующими устройствами;

2.1.7. Для безопасного производства переключений предусмотреть управление выключателем ячейки 6 кВ с пульта ДУ (с панели управления).

2.1.8. Форму маркировки жил бирок контрольных кабелей согласовать с Заказчиком, маркировку жил контрольных кабелей выполнить с использованием кабельного принтера.

2.1.9. Форму протоколов по проверке устройств РЗА согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.1.10. Подключение новых устройств РЗА к действующим устройствам РЗА проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.1.11. Выполнить и согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС» проект в части РЗА отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Общие данные.
- Расчет уставок РЗА устанавливаемого терминала
- Схема ТТ. Схема электрическая принципиальная.
- Схема подключения приборов измерения. Схема электрическая принципиальная.
- Схема РЗА с привязкой к существующим устройствам РЗА и сигнализации. Схема электрическая принципиальная.
- Схема ЗДЗ-6 кВ с действием на отключение данной ячейки. Схема электрическая принципиальная.
- Схема привода выключателя. Схема электрическая принципиальная.
- Схема освещения и обогрева. Схема электрическая принципиальная.
- Схема электрическая соединений рядов зажимов.
- Спецификация оборудования.
- Выполнить проверку трансформаторов тока по условиям релейной защиты, термической и динамической стойкости, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Трансформаторы тока устанавливать согласно схеме «полная звезда».
- 2.1.12. Предусмотреть подключение оборудования линейной ячейки 6 кВ №49 ПС 110 кВ Южная к существующему устройству телемеханики и связи в объеме положения

выключателя, токов фаз А, В, С, активной, реактивной мощности. Схему подключения согласовать с ССДТУ СП «ЦЭС»;

2.1.13. Подключение новых устройств ТМ к действующим устройствам ТМ проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой ССДТУ СП «ЦЭС».

2.1.14. Предусмотреть заведение линейной ячейки №49 РУ 6 кВ ПС 110 кВ Южная под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, ЧАПВ);

2.1.15. Предусмотреть организацию коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности в соответствии с гл. 1.5. ПУЭ и гл.10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии» с учетом следующих требований:

- Установить измерительный комплекс электроэнергии, по техническим параметрам соответствующий уровню напряжения в точке технологического присоединения;

- Предусмотреть учет активной и реактивной энергии;

- Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- Класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 2,0 – для реактивной энергии;

- Обеспечивать измерение почасовых объемов потребления электрической энергии;

- Обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или быть включенными в систему учета.

2.1.16. Измерительный комплекс, должен соответствовать техническим характеристикам, позволяющим его эксплуатацию в температурном диапазоне от -40 до +55°C.;

2.1.17. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учета и измерений принять не ниже 0,5S, для устройств релейной защиты 10P;

2.1.18. Класс точности вторичной обмотки трансформатора напряжения для учета и измерений принять не ниже 0,5;

2.1.19. Подключение прибора учета к измерительным трансформаторам выполнить на отдельные обмотки через испытательную коробку.

2.1.20. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭЭ (1996г.) и 2.11.18 ПТЭ ЭП (2003г.)

2.1.21. Выполнить монтаж и наладку системы учета с учетом следующих решений:

- Предусмотреть установку счетчиков электроэнергии и блоков испытательных зажимов (БИ) на панели учета ОПУ ПС «Южная»;

- Установить пассивное соединительное устройство (разветвитель интерфейса).

- Осуществить монтаж и пусконаладочные работы по подключению к существующей системе АИИСКУЭ.

- От ячейки 6 кВ проложить контрольный кабель до прибора учета. Длину, марку и сечение жил определить проектным решением.

2.1.22. Выполнить и согласовать со службой СТЭ СП «ЦЭС» проект в части подключаемых приборов учета отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Чувствительность средств учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

- Выполнить расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки в том числе по термической и динамической стойкости и проверку средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п.1.5.17 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. ун-в. Изд-во, 2009. – 853с, ил.).

- Выполнить проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п.1.5.19 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. – 853с., ил.).

- Выполнить проверку существующего трансформатора напряжения на соответствие вторичной нагрузке. При несоответствии мощности существующего трансформатора напряжения вторичной нагрузке, предусмотреть замену на более мощный, либо установить дополнительный.

Примечание: Работы выполняются в действующей электроустановке.

2.2. Реконструкция ячейки №3 РУ 6 кВ ПС 110/35/6 кВ АК (Инв.№НВ010343 Оборудование ЗРУ ПС "АК")

2.2.1. Выполнить монтаж оборудования линейной ячейки, с установкой вакуумного выключателя: ;

2.2.2. Выключатель 6 кВ принять вакуумный, монтаж ошиновки (состав: шины, опорные изоляторы), опорные трансформаторы тока, опорные изоляторы, учесть применение дополнительных металлоконструкций для монтажа вышеуказанного оборудования, выполнить окраску ячейки, снабдить знаками безопасности;

2.2.3. Предусмотреть быстродействующую дуговую защиту ЗДЗ-6 кВ данной ячейки;

2.2.4. В устанавливаемой ячейке 6 кВ выполнить наладку релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных терминалов. Выполнить мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость и возможность совместной работы устанавливаемых устройств с существующими устройствами;

2.2.5. Для безопасного производства переключений предусмотреть управление выключателем ячейки 6 кВ с пульта ДУ (с панели управления).

2.2.6. Форму маркировки жил бирок контрольных кабелей согласовать с Заказчиком, маркировку жил контрольных кабелей выполнить с использованием кабельного принтера.

2.2.7. Форму протоколов по проверке устройств РЗА согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.2.8. Подключение новых устройств РЗА к действующим устройствам РЗА проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.2.9. Выполнить и согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС» проект в части РЗА отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Общие данные.
- Расчет уставок РЗА устанавливаемого терминала
- Схема ГТ. Схема электрическая принципиальная.
- Схема подключения приборов измерения. Схема электрическая принципиальная.
- Схема РЗА с привязкой к существующим устройствам РЗА и сигнализации. Схема электрическая принципиальная.
- Схема ЗДЗ-6 кВ с действием на отключение данной ячейки. Схема электрическая принципиальная.
- Схема привода выключателя. Схема электрическая принципиальная.
- Схема освещения и обогрева. Схема электрическая принципиальная.
- Схема электрическая соединений рядов зажимов.
- Спецификация оборудования.
- Выполнить проверку трансформаторов тока по условиям релейной защиты, термической и динамической стойкости, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Трансформаторы тока устанавливать согласно схеме «полная звезда».

2.2.10. Предусмотреть установку трансформаторов тока с расчетным коэффициентом трансформации и классом точности обмотки для учета и измерений не ниже 0,5S, для устройств релейной защиты 10P;

2.2.11. Предусмотреть подключение оборудования линейной ячейки 6 кВ №3 РУ 6 кВ ИС 110 кВ АК к существующему устройству телемеханики и связи в объеме положения выключателя, тока фазы А. Схему подключения согласовать с ССДТУ СП «ЦЭС»;

2.2.12. Подключение новых устройств ТМ к действующим устройствам ТМ проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой ССДТУ СП «ЦЭС».

2.2.13. Предусмотреть заведение линейной ячейки 6 кВ №3 ИС 110 кВ АК под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, ЧАПВ);

2.2.14. Предусмотреть организацию коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности в соответствии с гл. 1.5, ПУЭ и гл.10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии» с учетом следующих требований:

- Установить измерительный комплекс электроэнергии, по техническим параметрам соответствующий уровню напряжения в точке технологического присоединения;

- Предусмотреть учет активной и реактивной энергии;

- Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:

- Класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 2,0 – для реактивной энергии;

- Обеспечивать измерение почасовых объемов потребления электрической энергии;

- Обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или быть включенными в систему учета.

2.2.15. Измерительный комплекс, должен соответствовать техническим характеристикам, позволяющим его эксплуатацию в температурном диапазоне от -40 до +55°С;

2.2.16. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже 0,5S;

2.2.17. Класс точности вторичной обмотки трансформатора напряжения для учёта и измерений принять не ниже 0,5;

2.2.18. Подключение прибора учета к измерительным трансформаторам выполнить на отдельные обмотки через испытательную коробку.

2.2.19. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭЭ (1996г.) и 2.11.18 ПТЭ СП (2003г.)

2.2.20. Выполнить монтаж и наладку системы учета с учетом следующих решений;

- Предусмотреть установку счетчиков электроэнергии и блоков испытательных зажимов (БИ) на панели учета ОПУ ИС «АК»;

- Установить пассивное соединительное устройство (разветвитель интерфейса).

- Осуществить монтаж и пусконаладочные работы по подключению к существующей системе АИИСКУЭ.

- От ячейки 6 кВ проложить контрольный кабель до прибора учета. Длину, марку и сечение жил определить проектным решением.

2.1.21 Выполнить и согласовать со службой СТЭ СП «ЦЭС» проект в части подключаемых приборов учета отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Чувствительность средств учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

- Выполнить расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки в том числе по термической и динамической стойкости и проверку средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п.1.5.17 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. – 853с, ил.).

- Выполнить проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п.1.5.19 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. – 853с., ил.).

- Выполнить проверку существующего трансформатора напряжения на соответствие вторичной нагрузке. При несоответствии мощности существующего трансформатора напряжения вторичной нагрузке, предусмотреть замену на более мощный, либо установить дополнительный.

Примечание: Работы выполняются в действующей электроустановке.

2.3. Реконструкция ячейки №24 РУ 6кВ ПС 110/35/6 кВ ЮМР (Инв.№НВ010399 Оборудование ОРУ 110 кВ ПС ЮМР)

2.3.1. Предусмотреть быстродействующую дуговую защиту ЗДЗ-6 кВ данной ячейки;

2.3.2. В реконструируемой ячейке 6 кВ выполнить замену ТТ тип: ТОЛ-СЭЦ-10 ктТ 300/5 на ТОЛ-СЭЦ-10 ктТ 200/5, наладку релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных терминалов. Выполнить мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость и возможность совместной работы устанавливаемых устройств с существующими устройствами;

2.3.3. Для безопасного производства переключений предусмотреть управление выключателем ячейки 6 кВ с пульта ДУ (с панели управления).

2.3.4. Форму маркировки жил бирок контрольных кабелей согласовать с Заказчиком, маркировку жил контрольных кабелей выполнить с использованием кабельного принтера.

2.3.5. Форму протоколов по проверке устройств РЗА согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.3.6. Подключение новых устройств РЗА к действующим устройствам РЗА проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.3.7. Выполнить и согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС» проект в части РЗА отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Общие данные.
- Расчет уставок РЗА устанавливаемого терминала.
- Схема ТТ. Схема электрическая принципиальная.
- Схема подключения приборов измерения. Схема электрическая принципиальная.
- Схема РЗА с привязкой к существующим устройствам РЗА и сигнализации. Схема электрическая принципиальная.
- Схема ЗДЗ-6 кВ с действием на отключение данной ячейки. Схема электрическая принципиальная.
- Схема привода выключателя. Схема электрическая принципиальная.

- Схема освещения и обогрева. Схема электрическая принципиальная.
- Схема электрическая соединений рядов зажимов.
- Спецификация оборудования.
- Выполнить проверку трансформаторов тока по условиям релейной защиты, термической и динамической стойкости, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Трансформаторы тока устанавливать согласно схеме «полная звезда».

2.3.8. Предусмотреть подключение оборудования линейной ячейки 6 кВ №24 ПС 110/35/6 кВ ЮМР к существующему устройству телемеханики и связи. Схему подключения и объёмы согласовать с ССДТУ СП «ЦЭС»;

2.3.9. Подключение новых устройств ТМ к действующим устройствам ТМ проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой ССДТУ СП «ЦЭС».

2.3.10. Предусмотреть заведение линейной ячейки №24 РУ 6 кВ ПС 110/35/6 кВ ЮМР под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, ЧАПВ).

Примечание: Работы выполняются в действующей электроустановке.

2.4. Реконструкция ячейки №41 РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ НПЗ (Инв.№ НВ010390 Оборудование ЗРУ-6 кВ ПС НПЗ)

2.4.1. В ячейке №41 РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ НПЗ выполнить монтаж оборудования линейной ячейки: вакуумный выключатель, монтаж контактной системы (состав: шины, ламели подвижных силовых контактов, опорные изоляторы), монтаж стационарной контактной системы в ячейке (состав: неподвижные силовые контакты-ножи, трансформаторы тока, опорные изоляторы, заземляющие ножи с ручным приводом и механической блокировкой), учесть применение дополнительных металлоконструкций для монтажа вышеуказанного оборудования, выполнить окраску ячейки, РШ и выкатного элемента, снабдить знаками безопасности.

2.4.2. Выключатель 6 кВ принять вакуумный;

2.4.3. Предусмотреть быстродействующую дуговую защиту ЗДЗ-6 кВ данной ячейки;

2.4.4. В устанавливаемой ячейке 6 кВ выполнить наладку релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных терминалов. Выполнить мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость и возможность совместной работы устанавливаемых устройств с существующими устройствами;

2.4.5. Для безопасного производства переключений предусмотреть управление выключателем ячейки 6 кВ с пульта ДУ (с панели управления).

2.4.6. Форму маркировки жил бирок контрольных кабелей согласовать с Заказчиком, маркировку жил контрольных кабелей выполнить с использованием кабельного принтера.

2.4.7. Форму протоколов по проверке устройств РЗА согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.4.8. Подключение новых устройств РЗА к действующим устройствам РЗА проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой РЗАИ СП «ЦЭС».

2.4.9. Выполнить и согласовать со службой РЗАИ СП «ЦЭС» проект в части РЗА отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Общие данные.
- Расчет уставок РЗА устанавливаемого терминала
- Схема ТТ. Схема электрическая принципиальная.
- Схема подключения приборов измерения. Схема электрическая принципиальная.
- Схема РЗА с привязкой к существующим устройствам РЗА и сигнализации. Схема электрическая принципиальная.
- Схема ЗДЗ-6 кВ с действием на отключение данной ячейки. Схема электрическая принципиальная.
- Схема привода выключателя. Схема электрическая принципиальная.
- Схема освещения и обогрева. Схема электрическая принципиальная.
- Схема электрическая соединительных рядов зажимов.
- Спецификация оборудования.
- Выполнить проверку трансформаторов тока по условиям релейной защиты, термической и динамической стойкости, климатическое исполнение в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки. Трансформаторы тока устанавливать согласно схеме «полная звезда».

2.4.10. Предусмотреть подключение оборудования линейной ячейки 6 кВ №41 ПС 110/6 кВ НПС к существующему устройству телемеханики и связи. Схему подключения и объёмы согласовать с ССДТУ СП «ЦЭС»;

2.4.11. Подключение новых устройств ТМ к действующим устройствам ТМ проводить по программе, разработанной подрядной организацией и согласованной со службой ССДТУ СП «ЦЭС».

2.4.12. Предусмотреть заведение линейной ячейки №41 РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ НПС под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, ЧАПВ);

2.4.13. Предусмотреть организацию коммерческого учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности в соответствии с гл. 1.5. ПУЭ и гл.10 «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии» с учетом следующих требований:

- Установить измерительный комплекс электроэнергии, по техническим параметрам соответствующий уровню напряжения в точке технологического присоединения;
- Предусмотреть учет активной и реактивной энергии;
- Приборы учета электрической энергии должны быть из числа внесенных в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в РФ, иметь действующие свидетельства о поверке и соответствовать следующим требованиям:
 - Класс точности не ниже 0,5S для активной энергии, не ниже 2,0 – для реактивной энергии;
- Обеспечивать измерение почасовых объемов потребления электрической энергии;
- Обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или быть включёнными в систему учета.

2.4.14. Измерительный комплекс, должен соответствовать техническим характеристикам, позволяющим его эксплуатацию в температурном диапазоне от -40 до +55°C;

2.4.15. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже 0,5S, для устройств релейной защиты 10P;

2.4.16. Класс точности вторичной обмотки трансформатора напряжения для учёта и измерений принять не ниже 0,5;

2.4.17. Подключение прибора учета к измерительным трансформаторам выполнить на отдельные обмотки через испытательную коробку.

2.4.18. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭЭ (1996г.) и 2.11.18 ПТЭ ЭП (2003г.)

2.4.19. Выполнить монтаж и наладку системы учета с учетом следующих решений:

- Предусмотреть установку счетчиков электроэнергии и блоков испытательных зажимов (БИ) на панели учета ОПУ ПС «Н13»;

- Установить пассивное соединительное устройство (разветвитель штерфейса).

- От ячейки 6 кВ проложить контрольный кабель до прибора учета. Длину, марку и сечение жил определить проектным решением.

2.4.20. Выполнить и согласовать со службой СГЭ СП «ЦЭС» проект в части подключаемых приборов учета отдельным томом, в который включить следующие разделы:

- Чувствительность средств учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

- Выполнить расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки в том числе по термической и динамической стойкости и проверку средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п.1.5.17 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. – 853с, ил.).

- Выполнить проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверку сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п.1.5.19 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. – 853с., ил.).

- Выполнить проверку существующего трансформатора напряжения на соответствие вторичной нагрузке. При несоответствии мощности существующего трансформатора напряжения вторичной нагрузке, предусмотреть замену на более мощный, либо установить дополнительный.

Примечание: Работы выполняются в действующей электроустановке.

3. Требования к Участнику закупки:

3.1. На момент подачи заявки (в связи с вступлением в силу с 01.07.2017 372-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный Кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации») к Участнику предъявляются следующие требования:

3.1.1 участие Участника одновременно в саморегулируемых организациях (далее -- СРО), основанных на членстве лиц:

- выполняющих инженерные изыскания;

- выполняющих подготовку проектной документации;

- осуществляющих строительство и зарегистрированной в установленном по месту (в том же субъекте РФ) регистрации Участника (с учетом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации).

3.1.2 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда в СРО, основанной на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания, не менее стоимости выполнения работ по инженерным изысканиям;

3.1.3 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств в СРО, основанной на членстве лиц, выполняющих инженерные изыскания, не менее стоимости выполнения работ по инженерным изысканиям.

3.1.4 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации, не менее стоимости выполнения работ по разработке проектной документации.

3.1.5 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации, не менее стоимости выполнения работ по разработке проектной документации.

3.1.6 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих строительство, не менее стоимости выполнения Работ по Договору, за вычетом стоимости выполнения работ по разработке проектной документации и инженерным изысканиям.

3.1.7 соответствие уровня ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств в СРО, основанной на членстве лиц, осуществляющих строительство, не менее стоимости выполнения Работ по Договору, за вычетом стоимости выполнения работ по разработке проектной документации и инженерным изысканиям.

В составе заявки Участник должен предоставить копии действующих выписок из реестра членов СРО, выполняющих инженерные изыскания, подготовку проектной документации и осуществляющих строительство, по форме, установленной органом надзора за саморегулируемыми организациями (содержащую сведения об уровне ответственности участника по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, соответствующем предложенной стоимости выполнения Работ по договору, в соответствии с подпунктами 3.1.2-3.1.7 настоящего Технического задания). Дата выписок не должна быть старше одного месяца на дату подачи заявки Участника.

3.2. В случае отсутствия возможности самостоятельного выполнения инженерных изысканий, подготовки проектной документации, и кадастровых работ, Участник должен представить следующие копии документов (по своему усмотрению из перечисленных):

а) договор возмездного оказания услуг/ договор на выполнение проектной документации, инженерных изысканий и кадастровых работ,

б) соглашение о намерениях заключить договор на оказание услуг/ соглашения о намерениях заключить договор на выполнение проектной документации, инженерных изысканий и кадастровых работ,

в) гарантийное письмо о заключении договора возмездного оказания услуг / гарантийное письмо о заключении договора на выполнение проектной документации, инженерных изысканий и кадастровых работ.

3.3. Требования к МТР Участника:

3.3.1. Участник должен в собственности либо на других законных основаниях минимальное, необходимое для исполнения договора количество машин и механизмов в количестве не менее указанного в таблице 1.

Таблица 1

Машины и механизмы				
п/п	Ресурсы	Ед. измерения	Кол-во (не менее штук)*	Примечание
1	Бригадный автомобиль	ед.	1	
	Итого	ед.	1	

* - определено по каталогу «Технологические карты на выполнение строительно-монтажных работ энергетического комплекса РФ том № 2» 15/248ВЛ-2.

3.3.2. Для подтверждения наличия МТР Участник должен предоставить копии документов (по своему усмотрению из перечисленных):

3.3.2.1. В случае наличия МТР, указанных в таблице 1 на правах собственности: свидетельства о регистрации транспортного средства либо ПТС;

- на машины, подлежащие регистрации в органах государственного надзора за техническим состоянием самоходных машин и других видов техники в Российской Федерации – ПСМ.

3.3.2.2. В случае отсутствия собственных МТР Участник должен представить копии заверенных Участником документов (по своему усмотрению из перечисленных):

а) договор аренды/ договор на оказание услуг машин и механизмов,

б) соглашение о намерениях заключить договор аренды/ соглашение о намерениях заключить договор на оказание услуг машин и механизмов указанных в Таблице 1.

в) гарантийное письмо о заключении договора аренды/ гарантийное письмо о заключении договора на оказание услуг машин и механизмов указанных в Таблице 1.

г) иные документы, подтверждающие право владения/распоряжения

3.4. Для проведения испытаний Участник должен иметь в наличии (либо декларировать наличие) зарегистрированную в Органах Ростехнадзора электротехническую лабораторию (на праве собственности, аренды или ином законном праве владения) (выполнение требования п. 1.2.3 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» утвержденных приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6) с правом выполнения испытаний и измерений электрооборудования с напряжением не менее 10 кВ.

Для подтверждения соответствия указанному требованию необходимо предоставить заверенные Участником копии следующих документов:

3.5.1. При наличии на праве собственности - действующее свидетельство о регистрации электротехнической лаборатории (выполнение требования п. 1.2.3 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» утвержденных приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6) в органах Ростехнадзора, с правом выполнения испытаний и измерений электрооборудования с напряжением, указанным в пункте 3.6. настоящего технического задания.

3.5.2. В случае отсутствия в наличии собственной зарегистрированной в Органах Ростехнадзора электротехнической лаборатории, Участник должен представить следующие документы (по своему усмотрению из перечисленных) с предоставлением информации в части технической возможности выполнять испытания и измерения электрооборудования с напряжением, указанным в пункте 3.6. настоящего технического задания:

а) договор аренды зарегистрированной в Органах Ростехнадзора электротехнической лаборатории,

б) соглашение о намерениях заключить договор аренды зарегистрированной в Органах Ростехнадзора электротехнической лаборатории/гарантийное письмо о заключении договора аренды зарегистрированной в Органах Ростехнадзора электротехнической лаборатории,

в) договора на оказание услуг по проведению электроизмерительных работ,

г) соглашение о намерениях заключить договор на оказание услуг по проведению электроизмерительных работ/гарантийное письмо о заключении договора на оказание услуг по проведению электроизмерительных работ.

д) иные документы, подтверждающие право владения/распоряжения.

3.6. Требования к персоналу Участника:

3.6.1. Участник должен иметь минимально необходимое количество кадровых ресурсов соответствующей квалификации, указанных в таблице 1.

Таблица 1

Рабочий персонал		
п/п	Должность (группа допуска)	Чел. не менее*
1	Мастер (выдающий наряд, руководитель работ) -5 группа.	1
2	Рабочие (группа 3-4)	3
	ИТОГО	4

*- определено по каталогу «Технологические карты на выполнение строительно-монтажных работ энергетического комплекса РФ том № 2 15/248 В.1-2».

3.6.2. Для подтверждения соответствия требованию п. 3.7.1. необходимо предоставить заверенные Участником копии удостоверений по проверке знаний правил работы в электроустановках, в соответствии с п. 1.5., 2.4., 2.5 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.201 № 328н, пункту 1.4.1 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

3.7. В составе заявки Участник предоставляет сметный расчет в объеме, не менее представленном Заказчиком, с учетом требований п.4 к настоящему техническому заданию.

4. Требования к выполнению сметных расчетов:

4.1. Стоимость работ по отдельным объектам, строительно-монтажных работ необходимо определять в отдельных локальных сметных расчетах.

4.2. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства, решения по которым принято Советом директоров АО «ДРСК» (Методические указания по определению сметной стоимости (Приложение 5):

4.2.1. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол №7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 №148;

4.2.2. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол №11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 №213;

4.3. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

4.3.1. В базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием федеральных единичных расценок (ФЕР-2001 в редакции 2017 года), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ.

4.3.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой):

4.3.3. Для воздушных и кабельных линий в соответствии с индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;
- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;
- подземная прокладка кабеля с медными жилами;
- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

4.3.4. Для КТП, ИС в соответствии с индексом «Прочие объекты».

4.4. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой).

4.5. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

4.6. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

4.7. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика, с набором функций, не уступающих указанному ПО и схожим с ним интерфейсом.

4.8. Сметная документация должна включать в себя статью «Непредвиденные затраты» в размере 3%.

4.9. Предоставить отдельный локальный сметный расчет для каждого объекта основных средств (согласно пунктам технического задания).

4.10. На объект, предусматривающий выполнение проектной документации, предоставить отдельный сметный расчет затрат, выполненный на основании справочник базовых цен на проектные работы либо иным способом.

5. Материально-техническое обеспечение

5.1. Поставку материалов и оборудования на объект, разгрузку и хранение материалов и конструкций осуществляет Подрядчик. Перечень оборудования, *марку, тип и производителя материалов согласовать с Заказчиком.*

Продукция должна быть новой и ранее не использованной. Все оборудование и материалы должны приобретаться непосредственно у производителей или официальных дилеров, имеющих подтвержденные полномочия.

Поставляемая Подрядчиком продукция должна соответствовать содержанию

опросных листов и спецификаций, определенных проектом, включая указания производителя продукции. Тип и состав оборудования, закупаемого Подрядчиком, может быть изменен только в случае предварительного согласования с Заказчиком.

5.2. Поставщики оборудования должны соответствовать следующим требованиям:

Наличие документов, подтверждающих возможность осуществления поставок указанного оборудования (в соответствии с требованиями конкурсной документации).

Наличие авторизованного заводом-изготовителем сервисного центра на территории России.

Поставщик должен являться официальным дилером завода-изготовителя.

5.3. Используемые Подрядчиком материалы и конструкции должны иметь предусмотренные действующими нормативами сертификаты качества и паспорта, сертификаты пожарной безопасности, результаты испытаний, гигиенические сертификаты или санитарно-эпидемиологические заключения, подтверждающие качество использованных материалов, а также пройти входной контроль.

Надлежаще заверенные копии этих сертификатов, технических паспортов и результатов испытаний должны быть предоставлены Заказчику до начала производства работ, выполняемых с использованием этих материалов и конструкций.

5.4. При комплектации оборудования, кабельной продукции и материалов импортного производства, вся техническая документация должна быть представлена на русском языке и языке страны завода-изготовителя (инструкции по монтажу и эксплуатации).

5.5 Подрядчик обязан сдать Заказчику по актам все демонтированные материалы. Демонтированные материалы являются собственностью Заказчика. Вывоз демонтированных материалов осуществляется силами Подрядчика.

- Перечень демонтированных материалов:

- Разрядник РВО-6 – 3 шт.

- Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 ктг 300/5 – 3 шт.

6. Правила контроля и приемки выполненных работ:

6.1. Контроль выполнения работ производится представителями Заказчика и/или лицом, осуществляющим технический надзор на строительной площадке, назначенным приказом по филиалу АО «ДРСК». Контролируются: сроки выполнения работ, качество, объёмы, технология и номенклатура работ, обеспечение безопасных условий труда, сохранности оборудования, сооружений и устройств.

6.2. Представителям Заказчика должен быть обеспечен беспрепятственный доступ на строительную площадку в течение всего периода производства работ. Указания технического надзора Заказчика являются обязательными и подлежат беспрекословному выполнению.

6.3. При нарушении технологии производства работ, отступлений от проекта, ППР, требований ТУ, применении материалов, не соответствующих ГОСТам и ТУ, работы прекращаются по указанию лица, осуществляющего технический надзор, и устанавливается срок устранения нарушения.

6.4. Приемка выполненных работ осуществляется Заказчиком в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ на объекте на основании представленных Подрядчиком актов выполненных работ по форме КС-2 и справок о стоимости выполненных работ и затрат по форме КС-3, утвержденных постановлением Госкомстата России от 11 ноября 1999 г. № 100, подписанной исполнительной документации, протоколов РЗА и предоставлением исполнительных схем.

К актам выполненных работ подрядной организацией прилагается комплект исполнительно-технической документации на предъявленные к приемке работы (акты на скрытые работы, исполнительные схемы, протоколы РЗА, паспорта на оборудование и конструкции, сертификаты соответствия на материалы и т.п.) и фотоотчёт, подтверждающий фактическое исполнение по представленным для приемки актам выполненных работ.

ных работ (форма КС-2).

Приемка ответственных конструкций и скрытых работ осуществляется в соответствии с составляемыми Сторонами двусторонними актами промежуточной приемки ответственных конструкций и актами освидетельствования скрытых работ.

6.5. Приемка законченного строительством (реконструкцией) объекта осуществляется назначаемой Заказчиком приемочной комиссией в течение 10 дней с момента письменного уведомления Подрядчика о готовности объекта и оформляется «Актом приемки законченного строительством объекта» (КС-14, КС-11).

Подрядчик при предъявлении законченного строительством объекта приемочной комиссии предоставляет оформленный надлежащим образом полный пакет исполнительно-технической документации в составе:

- комплект рабочей документации на проведение работ, предусмотренный договором подряда, с подписями о соответствии выполненным работ этой документации или внесенными в них изменениями, и подписями (заверенными печатью Подрядной организации), сделанными лицами, ответственными за производство работ;

- технические условия, инструкции, сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество оборудования, материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве работ;

- акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций; акты об индивидуальных и комплексных испытаниях смонтированного оборудования;

- общий журнал работ, исполнительные съемки, другая документация, предусмотренная нормативными документами;

Обязательства подрядной организацией считаются выполненными после предоставления Заказчику полного пакета исполнительно-технической документации, предусмотренной действующими нормами.

6.6. Приемка УРЗА производится представителем СРЗАИ СП «ЦЭС» с участием представителя подрядной организации, проводившего наладку. При проведении приемки проверка устройств РЗА, снятие векторных диаграмм, проверка срабатывания дискретных сигналов, проверка срабатывания аналоговых сигналов, проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами производится представителем подрядной организации.

6.7. Подрядная организация за два рабочих дня до выполнения работ по приемке устройств РЗА должна предоставить в СРЗАИ СП «ЦЭС» исполнительные схемы и протоколы наладки РЗА и акт выполненных работ (форма КС-2)

7. Сроки выполнения работ:

Начало выполнения работ - с момента заключения договора

Окончание выполнения работ по п.2.1 – 31.03.2019

Окончание выполнения работ по п.2.2, п.2.3, п.2.4 – 30.06.2019

8. Гарантии исполнителя:

8.1. Гарантии качества на все конструктивные элементы и работы, предусмотренные в Техническом задании и выполняемые Подрядчиком на объекте, в том числе на используемые строительные конструкции, материалы и оборудование должны составлять 60 (шестьдесят) месяцев с момента подписания акта приемки работ, при условии соблюдения Заказчиком правил эксплуатации сданного в эксплуатацию объекта.

8.2. Подрядчик гарантирует своевременное устранение недостатков и дефектов, выявленных самостоятельно либо Заказчиком при приемке работ и в период гарантийного срока эксплуатации результата выполненных работ.

9. Другие требования.

9.1. Подрядчик обеспечивает строгое соблюдение требований, содержащихся в Техническом задании к Договору, в СНиП, СП, СанПиН, технических регламентах и

инных документах, регламентирующих строительную деятельность.

При выполнении строительно-монтажных работ Подрядчик обеспечивает:

- Производство работ в полном соответствии с согласованными с Заказчиком проектом производства работ и календарным (сетевым) графиком строительства, строительными нормами и правилами;
- Качество выполнения всех работ в соответствии с действующими строительными нормами и техническими условиями;
- Своевременное устранение недостатков и дефектов, выявленных при приемке работ и в течение гарантийного срока эксплуатации объекта.
- Соблюдение при строительстве объекта необходимых мероприятий по технике безопасности, рациональному использованию территории, охране окружающей среды, зеленых насаждений и земли.

9.2. Руководителем организации Подрядчика письменным указанием должно быть оформлено предоставление его работникам прав:

- выдающего наряд, распоряжение;
- ответственного производителя работ;
- производителя работ (наблюдающего);
- члена бригады;
- на выполнение работниками специальных работ (с записью в удостоверении);

В составе заявки Участник предоставить приказ о предоставлении работникам прав.

9.3. Обязательное выполнение персоналом правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, правил пожарной безопасности, правил промышленной санитарии, правил устройства электроустановок.

9.4. Персонал должен иметь право на проведение пуско-наладочных работ от завода изготовителя оборудования. В составе заявки Участник предоставить свидетельство о регистрации лаборатории.

9.5. Перечень нормативно-правовых и нормативно-технических документов, знание которых обязательно для персонала:

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, зарегистрированные в Минюсте 12.12.2013 г. № 30593;
- Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте (ПОТ РМ-012-2000);
- Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями (СО 153-34.03-204);
- Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (СО 153-34.20.501-2003);
- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (СО 34.03.301-00);
- Межотраслевая инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве;
- Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли (СО 34.49.503);
- Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов ПБ 10-

9.6. Подрядчик представляет сметную документацию (расчет стоимости работ конкурсного предложения) в соответствии с действующими положениями, требованиями нормативных документов Минстроя РФ по сметно-нормативной базе ценообразования в строительстве, включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ. Сметная документация составляется с учетом требований МДС 81-35.2004 (Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ.)

9.7. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК»:

9.7.1. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

9.7.2. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

Приложение:

1. Опросный лист ячейка №49 ПС 110 кВ Южная на 2 листах.
2. Опросный лист ячейка №3 ПС 110 кВ АК на 2 листах.
3. Опросный лист ячейка №24 РУ 10 кВ ПС 110/35/6 кВ ЮМР на 2 листах.
4. Опросный лист ячейка №41 РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ НПЗ на 2 листах.
5. Методические указания по определению сметной стоимости в 1 экз.
6. Локальный сметный расчет.

Начальник ОКСиИ
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

М.М. Шаркунова

Начальник службы
технической эксплуатации
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Л.А. Дерабина

Начальник службы транспорта
электроэнергии СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

А.В. Волов

Начальник службы РЗАИ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

Р.С. Романов

Начальник службы СДТУ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

В.А. Пучков

Начальник ГРЭС СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Г.Ю. Журавлев

Приложение №1 ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

по техническим параметрам и комплектации шкафов

№	ЗАПРАШИВАЕМЫЕ ДАННЫЕ	ПАРАМЕТРЫ
1	Договор на ТП	219/ХЭС от 29.01.15
2	Наименование подстанции	ПС 110/35/6 кВ Южная
3	Количество ячеек	1
4	Порядковый номер присоединения	49
5	Назначение шкафа	Линейная ячейка
6	Номенклатурное обозначение шкафа	КРУ-2-10
7	Номинальное напряжение, кВ	6 кВ
8	Выключатель: тип, ток, напряжение, климатическое исполнение (исходя из условия эксплуатации однотипного оборудования)	Вакуумный
9	Трансформаторы тока (Тип, классы точности, коэффициент трансформации)	ТНУ-10 200/5
10	Трансформаторов тока нулевой последовательности (Тип, количество)	ТЗЛМ-1 У2
11	Исполнение ввода/вывода (воздух, шинный, кабель), кол-во кабелей и сечение, сторона (правая, левая):	
	- ввод	Шинный
	- вывод	Кабельный
12	Тип ОПН, кол-во	ОПН-6 7,2 кА
13	Вид оперативного тока:	
	- вспомогат. цепей и значение напряжения, В	= 220
	- напряжение питания блока управления, В	= 220
	- напряжение питания блока питания, В	= 220
14	Тип релейной защиты	Бреслер-0107.205 – 1 шт
15	Амперметр	Э42702 200/5 – рамка – 1 шт.
16	Дуговая защита	УИР-13 – 1 шт., световой датчик тип ПС-11.02.- 2 шт., БП-02-12-10с – 1 шт.
17	Кабель, провод (тип, протяженность), м	ПВ-3 1*2,5 мм ² - 30 м; ПВ-3 1*1,5 мм ² - 60 м; КВВГНГЛС 7*1,5 мм ² - 160 м; КВВГНГЛС 4*4 мм ² - 140 м;
18	Выключатель автоматический	АП-50 2мг 500В 4А – 1 шт. АП-50 2мг 500В 2,5А – 2 шт.
19	Ключ управления	4G10-203-U-S1-R114 – 2 шт.; 4G10-92-U-S1-R114 – 3 шт.
20	Реле	РП-23 – 2 шт.; РУ-21 – 2 шт.
21	Резистор	ПЭВ-50 3,9 кОм – 3 шт.; ПЭВ-50 1 кОм – 3 шт.;

22	Сигнальная арматура	СКЛ-11-К -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Л -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Ж -2-220 – 1 шт.
23	DIN-рейка	2 м
24	Клеммы	Phoenix Contact UT 4- MT – 26 шт.; Phoenix Contact UT 4- TWIN – 36 шт.
25	Мин/макс ток КЗ на шинах 6 кВ	$I_{кз\ min}=11,6\ кА$ $I_{кз\ max}=12,5\ кА$
26	Тип ТН	
27	Тип счетчиков, подключенных к ТН, кол-во	СЭТ-4ТМ.03М.01
28	Ток и время срабатывания защит	
29	Тип аппаратуры телемеханики на данном объекте,	КП Грацит-микро
	задействованная ёмкость устройства ТМ (резерв)	ТИ 91(8), ТС 86(10), ТУ 67
30	Тип измерительных преобразователей	АЕТ 111 – 1 шт. панель ТМ №86
31	Количество и тип контрольных кабелей, приблизительная протяжённость в метрах	Кабель КВВГ 4Х2,5 - яч.49 – панель ТМ№86 – 40м; Кабель КВВГ 7Х1,5 - яч.49 – панель ТМ№13 – 70м; Зажим наборный ЗН24-4И25 2шт. – на панель ТМ №87; Зажим наборный ЗН24-4И25 6шт. – на панель ТМ №13.
32	Соединение с потребителем (кабель, ВЛ, тип, марка, сечение)	
33	Мин. расчетная нагрузка	
34	$\cos \varphi$ объекта	
35	Примечание: представить схемы системы АИИСКУЭ, схемы вторичных соединений рядом стоящих ячеек	

Начальник Городского РЭС

Г.Ю. Журавлев

Начальник службы РЗАИ

Р.С. Романов

Начальник службы транспорта

А.В. Волон

Начальник ССДТУ

В.А. Пучков

Начальник службы технической эксплуатации

Л.А. Дерябина

Приложение №2 ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

по техническим параметрам и комплектации шкафов

№	ЗАПРАШИВАЕМЫЕ ДАННЫЕ	ПАРАМЕТРЫ
1	Договор на ТП	3570/хэс от 18.12.14
2	Наименование подстанции	ПС 110/35/6 кВ АК
3	Количество ячеек	1
4	Порядковый номер присоединения	3
5	Назначение шкафа	Линейная ячейка
6	Номенклатурное обозначение шкафа	КСО
7	Номинальное напряжение, кВ	6 кВ
8	Выключатель: тип, ток, напряжение, климатическое исполнение (исходя из условия эксплуатации однотипного оборудования)	Вакуумный
9	Трансформаторы тока (Тип, классы точности, коэффициент трансформации)	ТЛК-СТ-10-ТПЛ(1) У2 200/5
10	Трансформаторов тока нулевой последовательности (Тип, количество)	ТЗЛМ-1 У2
11	Исполнение ввода/вывода (воздух, шинный, кабель), кол-во кабелей и сечение, сторона (правая, левая):	
	- ввод	Шинный
	- вывод	Кабельный
12	Тип ОПН, кол-во	ОПН-6 7,2 кА
13	Вид оперативного тока:	
	- вспомогат. цепей и значение напряжения, В	= 220
	- напряжение питания блока управления, В	= 220
	- напряжение питания блока питания, В	= 220
14	Тип релейной защиты	Бреслер-0107.205 - 1 шт
15	Амперметр	Э42702 200/5 + рамка - 1 шт.
16	Дуговая защита	УИР-13 - 1шт., световой датчик тип ПС-11.02.- 2 шт., БП-02-12-10с - 1 шт.
17	Кабель, провод (тип, протяженность), м	ПВ-3 1*2,5 мм ² - 30 м; ПВ-3 1*1,5 мм ² - 60 м; КВВГНГЛS 7*1,5 мм ² - 80 м; КВВГНГЛS 4*4 мм ² - 80 м;
18	Выключатель автоматический	АП-50 2мт 500В 4А - 1 шт. АП-50 2мт 500В 2,5А - 2 шт.
19	Ключ управления	4G10-203-U-S1-R114 - 2 шт.; 4G10-92-U-S1-R114 - 3 шт.
20	Реле	РП-23 - 2 шт.; РУ-21 - 2 шт.
21	Резистор	ПЭВ-50 3.9 кОм - 3 шт.; ПЭВ-50 1 кОм - 3 шт.;

22	Сигнальная арматура	СКЛ-11-К -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Л -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Ж -2-220 – 1шт.
23	DIN-рейка	2 м
24	Клеммы	Phoenix Contact UT 4- MT – 26 шт.; Phoenix Contact UT 4- TWIN – 36 шт.
25	Min/мах ток КЗ на шинах 6 кВ	$I_{кз\ min}=11,6\ кА$ $I_{кз\ max}=12,4\ кА$
26	Тип ТН	
27	Тип счетчиков, подключенных к ТН, кол-во	СЭТ-4ТМ.03М.01
28	Ток и время срабатывания защит	
29	Тип аппаратуры телемеханики на данном объекте,	КП Гранит-микро
	задействованная ёмкость устройства ТМ (резерв)	ТИ 91(8), ТС 86(10), ТУ 67
30	Тип измерительных преобразователей	АЕТ 111
31	Количество и тип контрольных кабелей, приблизительная протяжённость в метрах	
32	Соединение с потребителем (кабель, ВЛ, тип, марка, сечение)	
33	Мин. расчетная нагрузка	
34	Cos ϕ объекта	
35	Примечание: представить схемы системы АИИСКУЭ, схемы вторичных соединений рядом стоящих ячеек	

Начальник Городского РЭС

Г.Ю. Журавлев

Начальник службы РЗАИ

Р.С. Романов

Начальник службы транспорта

А.В. Волон

Начальник ССДТУ

Милослав А.А.

В.А. Пучков

Начальник службы
технической эксплуатации

А.Т. Дерябина

Л.А. Дерябина

А.Т. Дерябина

Приложение №3 ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

по техническим параметрам и комплектации шкафов

№	ЗАПРАШИВАЕМЫЕ ДАННЫЕ	ПАРАМЕТРЫ
1	Договор на ТП	1550/ХЭС от 01.06.15
2	Наименование подстанции	ПС 110/35/6 кВ ЮМР
3	Количество ячеек	1
4	Порядковый номер присоединения	24
5	Назначение шкафа	Линейная ячейка
6	Номенклатурное обозначение шкафа	КРУ-2-10
7	Номинальное напряжение, кВ	6 кВ
8	Выключатель: тип, ток, напряжение, климатическое исполнение (исходя из условия эксплуатации одностороннего оборудования)	Вакуумный
9	Трансформаторы тока (Тип, классы точности, коэффициент трансформации)	ТОЛ-СЭЦ-10 ктг 200/5
10	Трансформаторов тока нулевой последовательности (Тип, количество)	ТЗЛМ-1 У2
11	Исполнение ввода/вывода (воздух, шинный, кабель), кол-во кабелей и сечение, сторона (правая, левая):	
	- ввод	Шинный
	- вывод	Кабельный
12	Тип ОПН, кол-во	ОПН-6 7,2 кА
13	Вид оперативного тока:	
	- вспомогат. цепей и значение напряжения, В	= 220
	- напряжение питания блока управления, В	= 220
	- напряжение питания блока питания, В	= 220
14	Тип релейной защиты	Бреслер-0107.205 – 1 шт
15	Амперметр	Э42702 200/5 + рамка – 1 шт.
16	Дуговая защита	УИР-13 – 1шт., световой датчик тип ПС-11.02.- 2 шт., БП-02-12-10с – 1 шт.
17	Кабель, провод (тип, протяженность), м	ГПВ-3 1*2,5 мм ² - 30 м; ГПВ-3 1*1,5 мм ² - 60 м; КВВГНГЛС 7*1,5 мм ² - 40 м; КВВГНГЛС 10*2,5 мм ² - 10 м;
18	Выключатель автоматический	АП-50 2мт 500В 4А – 1 шт. АП-50 2мт 500В 2,5А – 2 шт.
19	Ключ управления	4G10-203-U-S1-R114 – 2 шт.; 4G10-92-U-S1-R114 – 3 шт.
20	Реле	РП-23 – 2 шт.; РУ-21 – 2 шт.
21	Резистор	ПЭВ-50 3.9 кОм - 3 шт.; ПЭВ-50 1 кОм – 3 шт.;
22	Сигнальная арматура	СКЛ-11-К -2-220 – 2 шт.;

23	DIN-рейка	2 м
24	Клеммы	Phoenix Contact UT 4- MT – 16 шт. Phoenix Contact UT 4- TWIN – 26 шт.
25	Мин/макс ток КЗ на шинах 6 кВ	I кз min=9,8 кА I кз max=11,1 кА
26	Тип ТН	
27	Тип счетчиков, подключенных к ТН, кол-во	СЭТ-4ТМ.03М.01
28	Ток и время срабатывания защит	
29	Тип аппаратуры телемеханики на данном объекте, задействованная ёмкость устройства ТМ (резерв)	КП Гранит-микро ТИ 36(28), ТС 36(28), ТУ 29(3)
30	Тип измерительных преобразователей	Е842 – 1 шт. панель ТМ №16
31	Количество и тип контрольных кабелей, приблизительная протяжённость в метрах	Кабель КВВГ 4Х2,5 - яч.24 – панель ТМ№16 – 30м; Кабель КВВГ 7Х1,5 - яч.24 – панель ТМ№16 – 30м; Зажим наборный ЗН24-4И25 2шт. – на панель ТМ №16; Зажим наборный ЗН24-4П25 6шт. – на панель ТМ №16.
32	Соединение с потребителем (кабель, ВЛ, тип, марка, сечение)	
33	Мин. расчетная нагрузка	
34	Cos f объекта	
35	Примечание: представить схемы системы АИИСКУЭ, схемы вторичных соединений рядом стоящих ячеек	

Начальник службы
технической эксплуатации
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Л.А. Дерябина

Начальник службы транспорта
электроэнергии СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

А.В. Волов

Начальник службы РЗАИ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

Р.С. Романов

Начальник службы СДТУ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

В.А. Пучков

Начальник ГРЭС СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Г.Ю. Журавлев

Приложение №4 ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

по техническим параметрам и комплектации шкафов

№	ЗАПРАШИВАЕМЫЕ ДАННЫЕ	ПАРАМЕТРЫ
1	Договор на ТИ	1995/ХЭС от 02.05.17
2	Наименование подстанции	ПС 110/6 кВ НПЗ
3	Количество ячеек	1
4	Порядковый номер присоединения	41
5	Назначение шкафа	Линейная ячейка
6	Номенклатурное обозначение шкафа	КСО
7	Номинальное напряжение, кВ	6 кВ
8	Выключатель: тип, ток, напряжение, климатическое исполнение (исходя из условия эксплуатации однотипного оборудования)	Вакуумный
9	Трансформаторы тока (Тип, классы точности, коэффициент трансформации)	ТЛК-СТ-10-111Л(1) У2 200/5
10	Трансформаторов тока нулевой последовательности (Тип, количество)	ТЗЛМ-1 У2
11	Исполнение ввода/вывода (воздух, шинный, кабель), кол-во кабелей и сечение, сторона (правая, левая):	
	- ввод	Шинный
	- вывод	Кабельный
12	Тип ОПН, кол-во	ОПН-6 7,2 кА
13	Вид оперативного тока:	
	- вспомогат. цепей и значение напряжения, В	= 220
	- напряжение питания блока управления, В	= 220
	- напряжение питания блока питания, В	= 220
14	Тип релейной защиты	Бреслер-0107.205 - 1 шт.
15	Амперметр	Э42702 200/5 + рамка - 1 шт.
16	Дуговая защита	УИР-13 - 1 шт., световой датчик тип ПС-11.02.- 2 шт., БП-02-12-10с - 1 шт.
17	Кабель, провод (тип, протяженность), м	ПВ-3 1*2,5 мм ² - 30 м; ПВ-3 1*1,5 мм ² - 60 м; КВВГНГЛS 7*1,5 мм ² - 90 м; КВВГНГЛS 10*2,5 мм ² - 10 м;
18	Выключатель автоматический	АП-50 2мт 500В 4А - 1 шт. АП-50 2мт 500В 2,5А - 2 шт.
19	Ключ управления	4G10-203-U-S1-R114 - 2 шт.; 4G10-92-U-S1-R114 - 3 шт.
20	Реле	РП-23 - 2 шт.; РУ-21 - 2 шт.
21	Резистор	НЭВ-50 3,9 кОм - 3 шт.; ПЭВ-50 1 кОм - 3 шт.
22	Сигнальная арматура	СКЛ-11-К -2-220 - 2 шт.;

22	Сигнальная арматура	СКЛ-11-К -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Л -2-220 – 2 шт.; СКЛ-11-Ж -2-220 – 1шт.
23	DIN-рейка	2 м
24	Клеммы	Phoenix Contact UT 4- MT – 16 шт.; Phoenix Contact UT 4- TWIN – 26 шт.
25	Min/max ток КЗ на шинах 6 кВ	I кз min=15,3 кА I кз max=15,5 кА
26	Тип ТН	
27	Тип счетчиков, подключенных к ТН, кол-во	СЭТ-4ТМ.03М.01
28	Ток и время срабатывания защит	
29	Тип аппаратуры телемеханики на данном объекте,	АКП Йсеть
	задействованная ёмкость устройства ТМ (резерв)	Объёмы под яч. 41 зарезервированы
30	Тип измерительных преобразователей	1 преобразователь яч. 41 установлен на панели ТМ №45. Тип ЕП-34С
31	Количество и тип контрольных кабелей, приблизительная протяжённость в метрах	Кабели на яч. 41 проложены
32	Соединение с потребителем (кабель, ВЛ, тип, марка, сечение)	
33	Мин. расчетная нагрузка	
34	Cos φ объекта	
35	Примечание: представить схемы системы АИИСКУЭ, схемы вторичных соединений рядом стоящих ячеек	

Начальник службы
технической эксплуатации
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Л.А. Дерябина

Начальник службы транспорта
электроэнергии СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

А.В. Волов

Начальник службы РЗАИ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

Р.С. Романов

Начальник службы СДТУ
СП «ЦЭС» филиала АО
«ДРСК» «ХЭС»

В.А. Пучков

Начальник ГРЭС СП «ЦЭС»
филиала АО «ДРСК» «ХЭС»

Г.Ю. Журавлев