

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на проектирование техперевооружения ПС 110/35/10 №30 (установка двух линейных ячеек внутренней установки 10 кВ на 3й и 4й секции шин) и ПС 110/10/6 №9 СХИ (установка двух линейных ячеек внутренней установки 10 кВ на 1й и 2й секции шин) и строительства линии электропередач 10 кВ от установленных ячеек до проектируемой заявителем РП 10 кВ.

1. Общие положения.

Выполнить проект техперевооружения ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ, расположенных в

Область	Район	Улица
г. Воронеж	Коминтерновский район,	ул. Вл. Невского, 21в
г. Воронеж	Центральный район,	Дарвина, 1а

2. Обоснование для проектирования.

2.1. Соглашение № 2000025070 о разработке проектной документации.

3. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту.

- постановление правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- техническая политика ОАО «МРСК Центра», утвержденная приказом ОАО «МРСК Центра» № 227 от 16.08.2010 г.
- положение о технической политике в области IT технологий, утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;
- приказ ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа» от 06.03.2006г. № 40 «О технической политике в области строительства и реконструкции ВЛ 0,4-10кВ»;

– типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом ОАО «МРСК Центра»;

- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- руководство по изысканиям трасс и площадок для электросетевых объектов напряжением 0,4-20 кВ.

4. Стадийность проектирования.

Проект выполняется в соответствии с настоящим техническим заданием в 3 этапа:

- проведение изыскательских работ и выбор места строительства;
- разработка проектной и рабочей (при необходимости) документации;
- согласование проекта и проектно-сметной документации в надзорных органах.

5. Объем работ включаемых в проект

5.1 В проекте предусмотреть:

5.1.1 Установку двух новых линейных ячеек 10 кВ на 3с. и 4с. на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное с вакуумными выключателями, ОПН 10 кВ и микропроцессорными защитами и дуговыми защитами с оптоволоконными датчиками дуги. Дуговая защита должна быть совместима с существующей (выполнена на фототиристорах).

5.1.2 Установку двух новых линейных ячеек 10 кВ на 1с. и 2с. (в новом БМЗ) на ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ с вакуумными выключателями, ОПН 10 кВ и микропроцессорными защитами и дуговыми защитами с оптоволоконными датчиками дуги. Дуговая защита должна быть совместима с существующей.

5.1.3 Установку в новых линейных ячейках трансформаторов тока, классом точности 0,5S и выше, с необходимым количеством вторичных обмоток, обеспечивающих независимое подключение цепей релейной защиты, учета, автоматики и измерений.

5.1.4 Установку в новых линейных ячейках электронные счетчики классом точности не хуже 0.5S, с выдачей информации о расходе активной и реактивной электроэнергии (мощности) в АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго».

5.1.5 АЧР-ЧАПВ по 10 кВ на ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ и 110/35/10 кВ №30 Подгорное на базе микропроцессорных терминалов с действием на отключение потребительских ЛЭП 10 кВ.

5.1.6 Телемеханизацию новых ячеек выполнить на базе существующих комплексов телемеханики на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ.

5.1.7 Строительство ЛЭП 10 кВ от новых ячеек 10 кВ на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ до проектируемого РП 10 кВ.

Напряжение ВЛ (КЛ), кВ	10		
Количество линий	4 (2 от ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и 2 от ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ)		
Протяженность, км (ориентировочно)	определить проектом		
Тип провода (кабеля)	определить проектом		
Исполнение	определить проектом		
Дополнительные жилы для уличного освещения	определить проектом		

Изгибающий момент стоек (не менее), кН·м	определить проектом
Линейная изоляция	определить проектом

5.1.8 Предусмотреть кабельные выходы ЛЭП-10 кВ с ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ, а также заходы в проектируемую заявителем РП.

5.1.9 Раздел «Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ электрической сети 10 кВ для нормальной, ремонтных и послеаварийных схем», в том числе необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети предусмотреть усиление соответствующей сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

5.1.10 Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ и в прилегающей электрической сети 10 кВ». При необходимости определить перечень мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Провести выбор устанавливаемого оборудования, проверку существующего оборудования на соответствие его токам КЗ с определением необходимости его замены при недостаточной отключающей способности.

5.1.11 Раздел «Релейная защита, противоаварийное управление», в т.ч. в составе раздела:

- выполнить схемы организации РЗ и ПА;
- провести выбор необходимых защит и выполнить предварительный расчет параметров настройки устройств РЗА для новых трансформаторов Т-1,2 40 МВА на ПС 110/6 кВ №9 СХИ, новых линейных ячеек 10 кВ и вновь сооружаемых ЛЭП 10 кВ;
- выполнить устройства РЗ и ПА на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ с использованием микропроцессорных (МП) терминалов защит;
- предусмотреть установку цифровых измерительных преобразователей с функцией обработки информации непосредственно от измерительных трансформаторов в новых линейных ячейках 10 кВ;
- определить режим работы нейтралей подлежащих замене силовых трансформаторов Т-1,2 мощностью 40 МВА на ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ с последующим согласованием проекта с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ;

5.1.12 выполнить расчеты для проверки обеспечения дальнего резервирования Т-1,2 мощностью 40 МВА существующими защитами ВЛ 110 кВ на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110 кВ Отрожка.

5.1.13 Раздел «Обеспечение нормативных требований к качеству электроэнергии». В разделе определить комплекс технических мероприятий, в том числе установку фильтрокомпенсирующих устройств, исключающих ухудшение качества электроэнергии (ГО уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений) в энергорайоне вследствие подключения электроустановок Заявителя до уровней, соответствующих требованиям ГОСТ 13109-97 во всех нормальных, а также наиболее вероятных ремонтных и послеаварийных режимах работы прилегающих сетей.

5.1.14 Раздел «Телемеханика»: для организации системы сбора и передачи телеинформации определить комплекс технических средств телемеханики на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ, обеспечивающих выполнение следующих требований:

- по каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и

передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и суммарной величины;

- передаваемая телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;

- точки измерения на ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», при этом должна быть учтена телеинформация о фактической нагрузке, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР);

- в тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;

- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС 110/35/10 кВ №30 Подгорное и ПС 110/10/6 кВ №9 СХИ в ЦУС Филиала ОАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго» должно находиться в пределах одной (1) секунды;

5.2 Мероприятия по предотвращению импульсных помех, обеспечению электромагнитной совместимости.

5.3 Сметную стоимость строительства, рассчитанную в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

5.4 Выполнить согласование проектно-сметной документации и прохождение ее экспертизы в надзорных органах, в том числе выполнить метрологическую экспертизу, с предоставлением экспертного заключения.

5.5 Документацию по проекту представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 1 экземпляре на CD носителе, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, AutoCAD, а сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимого с MS Excel, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.

6. Требования к проектной организации.

- обладание необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных работ;

- наличие свидетельства о допуске к работам по разработке проектной документации для объектов капитального строительства, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО;

- привлечение субподрядчика, а также выбор типа оборудования и заводов изготовителей производится по согласованию с заказчиком.

7. Проектная организация в праве.

- запрашивать необходимые для проектных работ данные по параметрам строящегося объекта, присоединяемых потребителей и конфигурации питающей сети в районе строительства;

- вести авторский надзор за строительством объекта и соответствием выполняемых работ проектной документации.

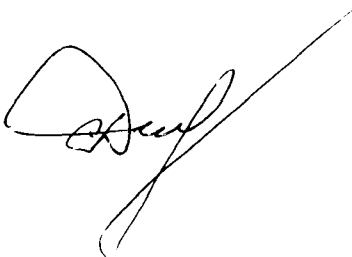
8. Сроки выполнения проектных работ.

Сроки выполнения работ март 2012 г. по апрель 2012 г.

Проектные работы выполняются в соответствии с согласованным с Заказчиком графиком выполнения работ.

9. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

10. Профессиональная ответственность проектной организации должна быть застрахована.

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive script that is difficult to decipher but appears to be a personal or official mark.