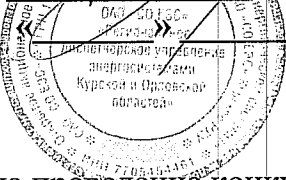


«СОГЛАСОВАНО»

Первый заместитель директора -
Главный диспетчер
Филиала ОАО «СО ЕЭС»
«Региональное диспетчерское
Управление энергосистемами
Курской и Орловской областей»

А. А. Хомичук



2014 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель директора
по техническим вопросам -
главный инженер филиала
ОАО «МРСК Центра» «Курскэнерго»

А. Н. Рулевский



2014 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на проектирование технического перевооружения ПС 35-110кВ в рамках целевой программы повышения надежности электрических сетей

1. Общие положения.

1.1. Выполнить индивидуальные (объектовые) проекты технического перевооружения ПС 35-110кВ, входящих в программу повышения надежности электрических сетей в части:

- замены масляных выключателей и блоков ОД-КЗ 110 кВ на элегазовые (колонковые) выключатели;
- замены маломасляных выключателей 6-10 кВ на вакуумные выключатели;
- реконструкции РЗА (установка терминалов РЗА 10(6) кВ, 110 кВ),
- монтаж систем оперативного тока;

1.2 Дополнительно к работам, указанным в п.1.1 выполняется:

- установка ячейки (блочно-модульного исполнения) для УУОТ (в соответствии с Приложением 1).

1.3 Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ с укрупненным объемом работ приведен в Приложении 1.

1.4 Главные электрические схемы ПС – в Приложении 2.

1.5 Выполнить согласование проекта с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами.

1.6 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, AcrobatReader, AutoCAD, NanoCAD, а сметную документацию – в формате программы «Гранд-Смета».

2 Обоснование для проектирования.

Целевая программа повышения надежности электрических сетей ОАО «МРСК Центра» на 2015 год, утвержденная Приказом ОАО «МРСК Центра» № 292 от 22.09.2010 г.

Выбор объектов реконструкции произведен на основании оценки технического состояния оборудования, категоричности и социальной значимости объектов электроснабжения, Федеральной программы реновации.

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

- ПУЭ (действующее издание);

- ПТЭ (действующее издание);
- Строительные Нормы и Правила (СНиПы) РФ, Госстрой России;
- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009);
- Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (СТО 56947007-29.240.30.010-2008);
- Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования (СТО 56947007-9.120.40.041-2010);
- Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и ПС от импульсных помех. РД 34.20.116-93, РАО «ЕЭС России», 1993 г.
- Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений. РД 153- 34.3-35.125- 99;
- Техническая политика ОАО «МРСК Центра», утвержденная приказом № 227 - ЦА от 16.08.2010 г.
- Техническая политика ОАО «МРСК Центра» в области IT технологий, утвержденная Советом директоров (протокол №16/10 от 30.07.2010 г.);
- Техническая политика по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра», утвержденная Советом директоров (протокол № 23/11 от 30.11.2011 г.);
- Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом №138 от 27.05.2012 «О внесении изменений и дополнений в Альбом фирменного стиля».
- СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» от 28.04.2012г.;
- Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Центра» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России» от 12.01.2011 г.

Другие действующие на настоящий момент НТД и СНиИП.

4 Стадийность проведения проектных работ.

Проектирование выполняется в соответствии с настоящим техническим заданием в 2 этапов:

1 этап - разработка проектной документации, в т.ч.:

- предпроектное обследование;
- разработка и согласование с Заказчиком проектной документации (в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87 в объеме, необходимом для проведения закупочных процедур на основное первичное и вторичное оборудование);

2 этап – разработка рабочей документации, в т.ч.:

– разработка рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2009 и другой действующей НТД). При этом основные характеристики ПС, в т.ч. главная электрическая схема, состав основного оборудования (первичного и вторичного) должны быть согласованы Заказчиком до разработки полного комплекта рабочей документации;

– рассмотрение (согласование) рабочей документации в территориальном управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор);

– согласование проектно-сметной документации с Заказчиком, заинтересованными сторонами.

5 Основные характеристики реконструируемых ПС и инженерные решения.

5.1 Основные характеристики существующих ПС: см. однолинейные схемы нормального режима (Приложение 2).

5.2 Характеристики оборудования должны быть не хуже(не ниже) приведенных ниже:

5.2.1 Элегазовые колонковые выключатели 110 кВ (колонкового типа)

Тип привода	пружинный
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	не менее 123
Номинальный ток отключения, кА	не менее 31,5
Ток термической стойкости, кА	не менее 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	не менее 80
Ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О	не менее 5000
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,3-0,6 от тока отключения, операций В/О	не менее 50
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 20
Собственное время отключения, с	не более 0,035
Полное время отключения, с	не более 0,055
Собственное время включения, с	не более 0,062
Величина утечки элегаза в год, % от массы газа	не более 0,5
Срок службы до среднего ремонта, лет	не менее 25
Срок службы, лет	не менее 40
Климатическое исполнение и категория размещения, не ниже	У1
Наличие механической блокировки от повторного включения, а также электрической блокировки от повторных включений в цепях управления	
Наличие устройства антиконденсатного обогрева	
Наличие устройства дополнительного (зимнего) обогрева	
Наличие предохранительных клапанов для сброса избыточного давления	
Возможность ручного оперирования и ручного натяжения пружин	

5.2.2 Вакуумные выключатели 6-10 кВ

Тип привода	Электромагнитный
Ресурс по коммутационной способности при	не менее 25000

номинальном токе, операций В/О	
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 50
Собственное время отключения, с	не более 0,04
Полное время отключения, с	не более 0,07
Собственное время включения, с	не более 0,1
Срок службы выключателя, лет	не менее 25
Климатическое исполнение и категория размещения	У3
Возможность включения при отсутствии оперативного тока	

5.2.3 Устройства управления оперативным током

Наименование параметра	Значение
ЗПУ должен представлять собой законченное шкафное изделие	да
Наличие запирающих устройств на дверях шкафа	да
Исполнение дверей шкафа	Цельнометаллические (допускается на дверцах шкафов делать окна для установки в них приборов контроля)
Элементное исполнение преобразователя	транзисторное с ВЧ преобразованием
Степень защиты оборудования	не менее IP21
Температурная компенсация режима заряда АБ	да
Отклонение напряжения в режиме постоянного подзаряда от заданного уровня	не более 1%
Максимальная величина пульсации тока и напряжения при работе на активную нагрузку	не более 0,5%
Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке	не менее 0,93
Количество взаимно резервируемых преобразователей в едином конструктиве (шкафу)	2
Охлаждение	Комбинированное токозависимое/ естественное
Информационный выход на верхний уровень АСУ ТП	Да
Поддержка протокола обмена информацией по одному из стандартов МЭК, предпочтительно МЭК-61850	Да

Наличие функции автоматического отключения АБ от нагрузки в процессе разряда при достижении критического значения напряжения (функция защиты батареи от глубокого разряда)	Да
Температурная компенсация режима заряда АБ	Да
Контроль сопротивления изоляции	Да
Автоматическое включение резервного преобразователя	Да
Контроль режима заряда АБ	Да
Контроль целостности цепей присоединения АБ	Да
Наличие системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов	Да
Дистанционный контроль и изменение параметров режима заряда АБ	Да
Методы заряда АБ	U, IU, IUI, выравнивающий заряд
Контроль и хранение информации об аварийных событиях в ЗПУ	Да
Автоматическое восстановление заряда АБ после перерывов питания со стороны переменного тока	Да
Автоматическое измерение изоляции цепей присоединений	Да
Сигнализация о снижении изоляции цепей присоединений	Да
Автоматическое измерение напряжений на шинах секций оперативного тока и их присоединениях	Да
Контроль и сигнализация о снижении и повышении напряжения на шинах постоянного тока	Да
Контроль и сигнализация о превышении пульсаций тока АБ	Да
Контроль и сигнализация о превышении пульсаций напряжения шин оперативного тока	Да
Цифровые органы отображения измеряемых параметров на двери шкафа	Да
Интерфейс на русском языке	Да
Аккумуляторная батарея	

Тип АБ		необслуживаемая
Напряжение элемента, В		12
Тип электролита		гелеобразный
Нормируемая продолжительность аварийного режима (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20%), ч		не менее 3 часов
Срок службы АБ не менее, лет		12

5.3 Все технические требования, определяемые на этапе разработки проектной документации, должны быть согласованы с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго».

5.4 Установить шкафы для питания приводов и обогрева элегазовых выключателей.

5.5 Все металлоконструкции, применяемые в проекте, должны быть защищены от коррозии антикоррозионным покрытием выполненным методом горячей оцинковки.

5.6 Все средства измерений должны быть внесены в государственный реестр средств измерений разрешенных к применению на территории РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

5.7 Предусмотреть обеспечение дальнего резервирования защит силовых трансформаторов 110 кВ со стороны смежных питающих подстанций.

5.8 Релейную защиту и автоматику реконструируемого оборудования предусмотреть на микропроцессорных устройствах (МПУ).

5.9 МПУ РЗА должны обеспечивать следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных проектом;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики, длительностью несколько лет, не зависимо от наличия питания;
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- встроенный архив событий;
- встроенный цифровой осциллограф
- номинальный ток фаз (IA, IB, IC), А определить на этапе разработки проектной документации;
- частота переменного тока, Гц $50 \pm 0,5$;
- номинальное напряжение фаз, В 100;
- наработка на отказ устройства должна составлять не менее 25000 часов

5.10 На ПС Глушково, Камыши, Конышевка установку УУОТ выполнить в отдельных блочно-модульных ячейках (с устройством обогрева и кондиционирования). Для ПС Р. Буды использовать существующее ОПУ.

5.11 Предусмотреть установку УУОТ (в соответствии с Приложением 1), укомплектованных малогабаритными необслуживаемыми устойчивыми к циклическим нагрузкам АБ на напряжение 220 В, работающими в режиме постоянного подзаряда со сроком службы не менее 12 лет.

5.12 Тип фундаментов под вновь устанавливаемое оборудование определить на основании проектно-изыскательских работ.

5.13 Заземление вновь устанавливаемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93).

5.14 Вновь устанавливаемое оборудование должно попадать в зону молниезащиты ПС, соответствующей требованиям ПУЭ и Указаниям по проектированию грозозащиты ПС напряжением 35 кВ и выше.

5.15 При реконструкции должно быть предусмотрено соответствие цветовой гаммы применяемого оборудования, механизмов и приспособлений фирменному стилю ОАО «МРСК Центра».

6 Объем работ включаемых в проект.

Проектная документация.

6.1. Пояснительная записка.

6.2. Главная электрическая схема с решениями по типам оборудования. На стадии разработки проектной документации определить основные технические решения, технические требования к основному и вспомогательному оборудованию (выключателям, ТТ, устройствам РЗА и пр.) и согласовать их с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго».

6.3. Конструктивные решения в соответствии с видами выбранного оборудования.

6.4. Строительные решения, включая использование прежних зданий и сооружений, а также строительство новых, на основе современных строительных технологий (сэндвич-панели и т.д.).

6.5. Технические требования к оборудованию на основе вида обслуживания объекта.

6.6. Раздел по расчету токов КЗ на шинах ПС. В разделе указать технические требования ко вновь устанавливаемому оборудованию, проверку существующего оборудования на соответствие его токам нагрузки и КЗ.

6.7. Решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений.

6.8. Технические решения по релейной защите и автоматике (РЗА), с использованием микропроцессорных устройств:

- схема размещения устройств релейной защиты и автоматики;
- схема распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, ПА, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета

электроэнергии (АИИС КУЭ, при наличии), при этом учесть, что основные и резервные защиты элементов сети должны быть включены на разные керны ТТ;

- схема организации цепей переменного напряжения;
- структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в ТМ;
- перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;
- обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);
- общие технические требования к устройствам РЗА, и шкафам отдельным томом (разделом);
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- обоснование требуемого количества ступеней резервных защит ЛЭП, места их установки и направленности;

6.9. Определить решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, ТМ, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей оперативного тока и их характеристики;
- определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров зарядных устройств;
- схемы сети оперативного тока;
- ориентировочные расчеты токов короткого замыкания оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполнение защиты сетей оперативного тока;
- построение карт селективности защитных аппаратов оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- контроль состояния АБ и сети оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли» по присоединениям.

6.10. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, ТМ, АИИС КУЭ и пр., обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе в соответствии с ГОСТ Р 51317 (МЭК 61000) "Совместимость технических средств электромагнитная". При разработке решений по обеспечению ЭМС на реконструируемом объекте провести предварительное обследование ЭМО с выдачей результатов обследования и рекомендаций по ее улучшению;

6.11. Выполнить заземление вновь установленного оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методическими указаниями по защите

вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93).

6.12. Перечень мероприятий по охране окружающей среды, в т.ч.:

- рез ультаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду после реконструкции;
- мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на энергообъекте;
- перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий;

6.13. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, в т.ч.:

- описание системы обеспечения пожарной безопасности.

6.14. Проект организации строительства (ПОС), в т.ч.:

- описание особенностей проведения работ с учетом действующей электроустановки;
- перечень видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций;
- технологическая последовательность работ;
- обоснование потребности в кадрах, основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, временных зданиях и сооружениях;
- решения по перемещению тяжеловесного негабаритного оборудования, укрупненных модулей и строительных конструкций;
- перечень мероприятий по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда;
- календарный план выполнения реконструкции, в т.ч. поставки оборудования.

6.15. Рассчитать сметную стоимость строительства, рассчитанную в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

6.16. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

Рабочая документация.

Выполнить рабочую документацию в соответствии с выбранными типами оборудования:

- принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами;
- предоставить расчет и бланки параметрирования (конфигурирования) микропроцессорных устройств РЗА;
- принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей.
- монтажные схемы;
- схемы организации сети оперативного тока;
- привести расчет кабельной продукции, необходимой для создания подсистем РЗА, ПА, ТМ и АИИС КУЭ, кабельный журнал, план раскладки кабелей,
- задание завода на изготовление панелей РЗА;

– заказные спецификации на оборудование, материалы и ЗИП;

7. Требования к проектной организации:

– обладание необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных работ не менее 5 лет.

– 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 производится по согласованию с заказчиком.

8. 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 (при внесении соответствующего требования в договор).

9. Сроки выполнения проектных работ.

Работы выполняются в следующий срок:

– проведение изыскательских работ, разработка и предоставление проектной документации, разработка и предоставление спецификации и опросных листов с основными параметрами, необходимых для закупки оборудования – в течение 8 недель с даты подписания договора на выполнение ПИР;

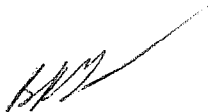
– разработка, предоставление и согласование рабочей документации, проектно-сметной документации со всеми заинтересованными сторонами в течение 4 недель с даты официального предоставления Заказчиком информации по типам применяемого в проектах основного силового и вторичного оборудования (по результатам торгово-закупочных процедур).

10. Особые условия.

10.1. Разработанная проектная документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

10.2. Профессиональная ответственность проектной организации должна быть застрахована.

Начальник ОПР



В.В. Волошин

Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ

	Элегазовые выключатели 110 кВ			Вакуумные выключатели 6, 10 кВ		Организация оперативного тока		Шкафы УРЗА		УРЗА потерминально		Дополнительное оборудование
	Назначен	колонт	Кол-во, шт.	Назначение	Кол-во, шт.	Наименование	Кол-во, шт.	Наименование	Кол-во, шт.	Терминал 110 кВ	Кол-во, шт.	
ПС 110/35/10 кВ Глушково				линейный	10							10
				вводной	2							2
				секционный	1							1
				линейный	5							5
ПС 110/10 кВ М.Локня				вводной	2							2
				секционный	1							1
ПС 110/35/6 кВ Волокно				линейный	10							10
				линейный	8							8
				вводной	2							2
				секционный	1							1
ПС 110/10 кВ Б. Жирово				линейный	8							8
				вводной	2							2
				секционный	1							1
				линейный								
ПС 110/35/10 кВ Кирино				линейный	4							4
				вводной	2							2
				секционный	1							1
				линейный								

[illegible]

														выключ ателем	2				исполнен ия
ПС 110/35/10 кВ Коньшпёв ка	ввод ной	колон к	2	линейный				АУОТ 23У*1 АБ	1					Автоматика и управление выключ ателем				Ячейка блочно- модульно го исполнен ия	
Итого по 2015 году	0	0	9	0	88	0	4	0	0	0	0	0	0		9	0	96	3	

Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ

	Элегазовые выключатели 110 кВ			Вакуумные выключатели 6, 10 кВ		Организация оперативного тока		Шкафы УРЗА		УРЗА потерминально		Дополнительное оборудование
	Назначение	Кол-во, шт.	Кол-во, шт.	Назначение	Кол-во, шт.	Наименование	Кол-во, шт.	Наименование	Кол-во, шт.	Терминал 110 кВ	Кол-во	
ПС 110/35/10 кВ Глушково ✓				линейный	10					✓	10	
				вводной	2						2	
ПС 110/10 кВ М.Люкня ✓				секционный	1						1	
				линейный	5						5	
				вводной	2						2	
				секционный	1						1	
											8	
ПС 110/35/6 кВ Волокно ✓				линейный	10						10	
				линейный	8						8	
				вводной	2						2	
				секционный	1						1	
ПС 110/10 кВ Б. Жирово ✓				линейный	8						8	
				вводной	2						2	
				секционный	1						1	
ПС 110/35/10 кВ Кирино ✓				линейный	4						4	
				вводной	2						2	
				секционный	1						1	
				линейный	7						7	

[illegible]

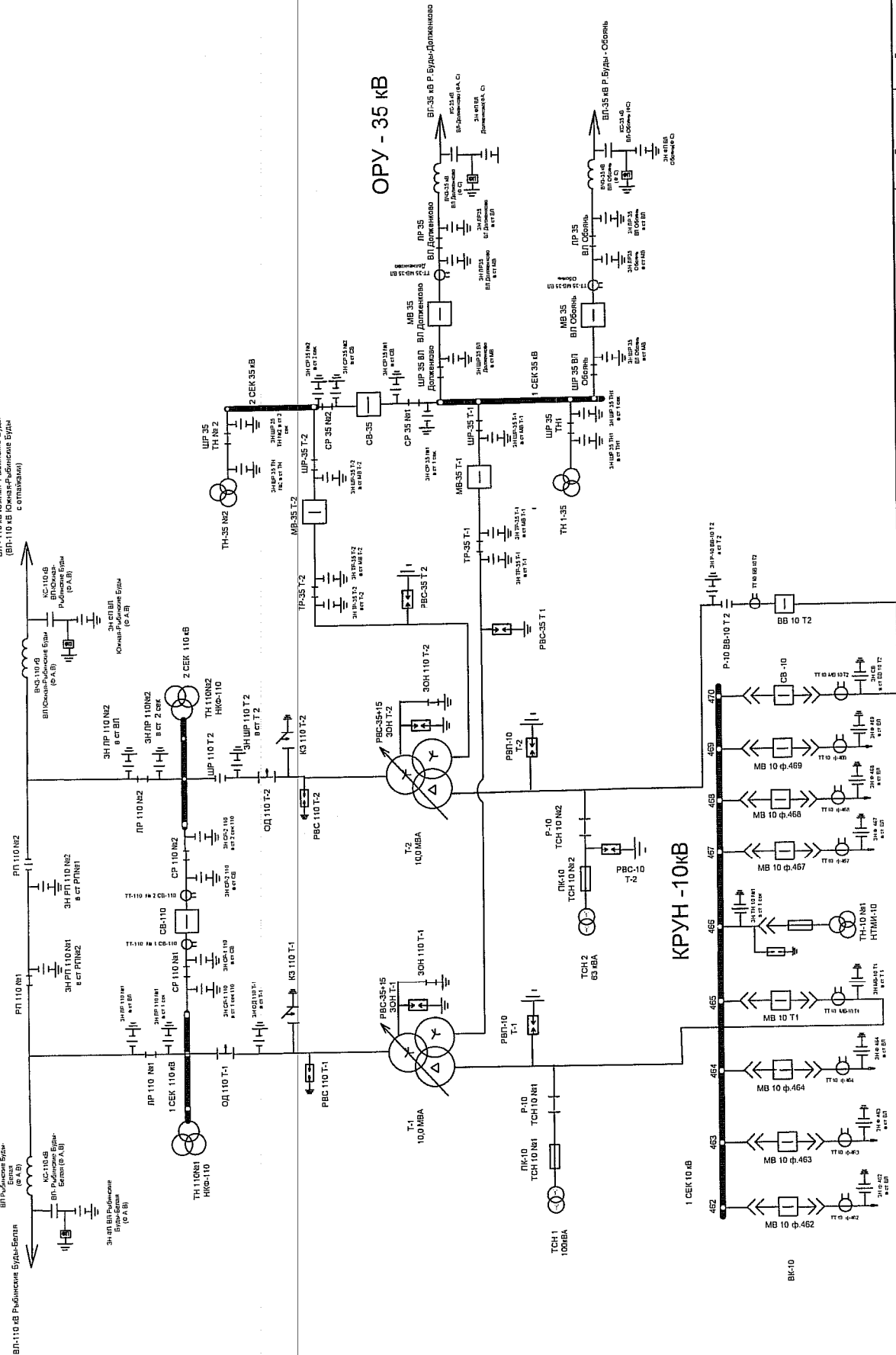
кВ Коньшпёв ка	✓						кВ	АБ				выключ ателем				модульно го исполнен ия
Итого по 2015 году	0	0	9	0	88	0	4	0	0	0	0	0	9	0	96	3

Главные электрические схемы ПС

ОРУ - 110 кВ

ВЛ-110 кВ Рыбинские Буди
(ВЛ-110 кВ Южная-Рыбинские Буди
с отпайками)

ВЛ-110 кВ Рыбинские Буди-Белая
(ВЛ-110 кВ Рыбинские Буди-Белая
с отпайками)



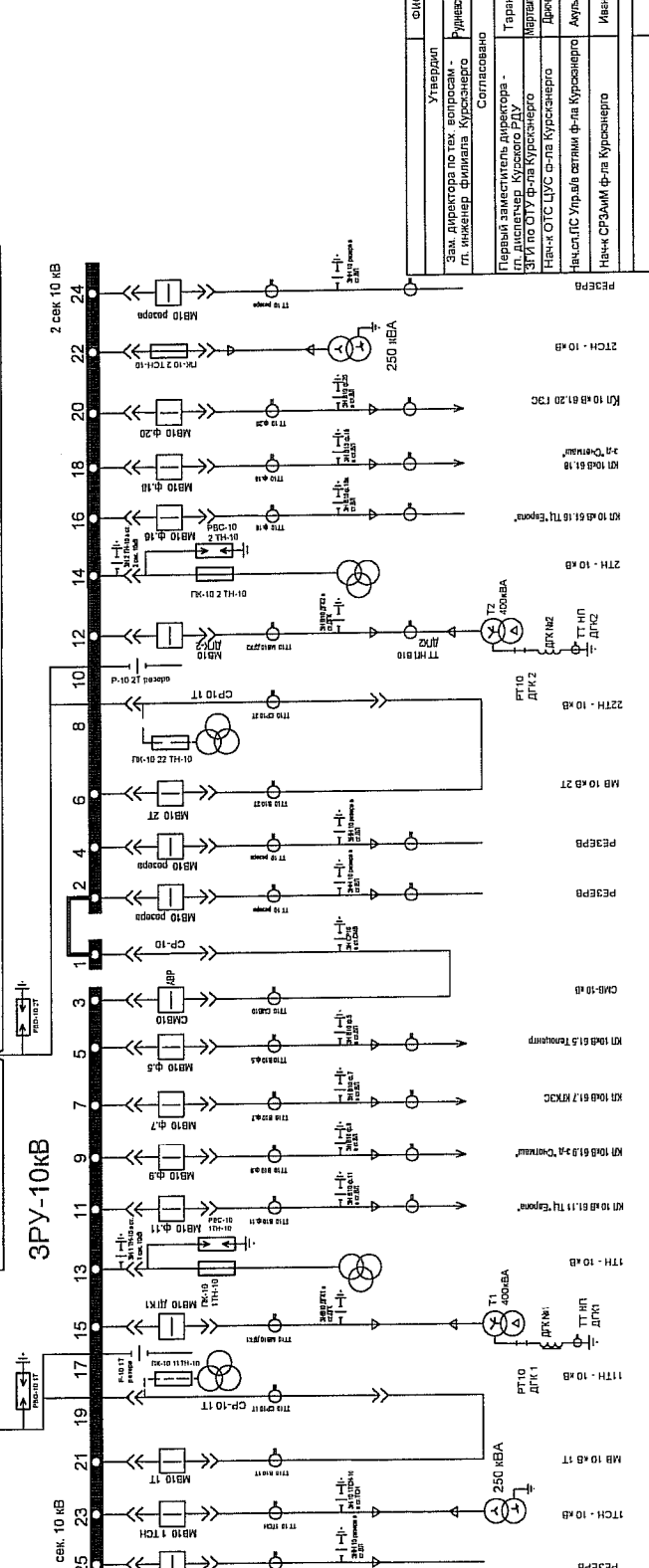
ОРУ - 35 кВ

ВЛ-35 кВ Р. Буди-Долженково
(ВЛ-35 кВ Р. Буди-Долженково
с отпайками)

ВЛ-35 кВ Р. Буди-Обонь
(ВЛ-35 кВ Р. Буди-Обонь
с отпайками)

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Зам. директора по техн. вопросам - Главный инженер филиала "Курснегро"	Рудневский А.Н.		
Главный инженер филиала "Курснегро"	Сидельников		
Главный диспетчер Курского РДУ	Таран В.Ф.		
ЗГН по ОПУ филиала "Курснегро"	Мартемьянов Д.К.		
Начальник ОТС ЛУС филиала "Курснегро"	Дроздов Р.В.		
Начальник службы ПС Упр. вл. сетями филиала "Курснегро"	Акуликин В.М.		
Начальник СРЗЛМ филиала "Курснегро"	Иванов А.Г.		

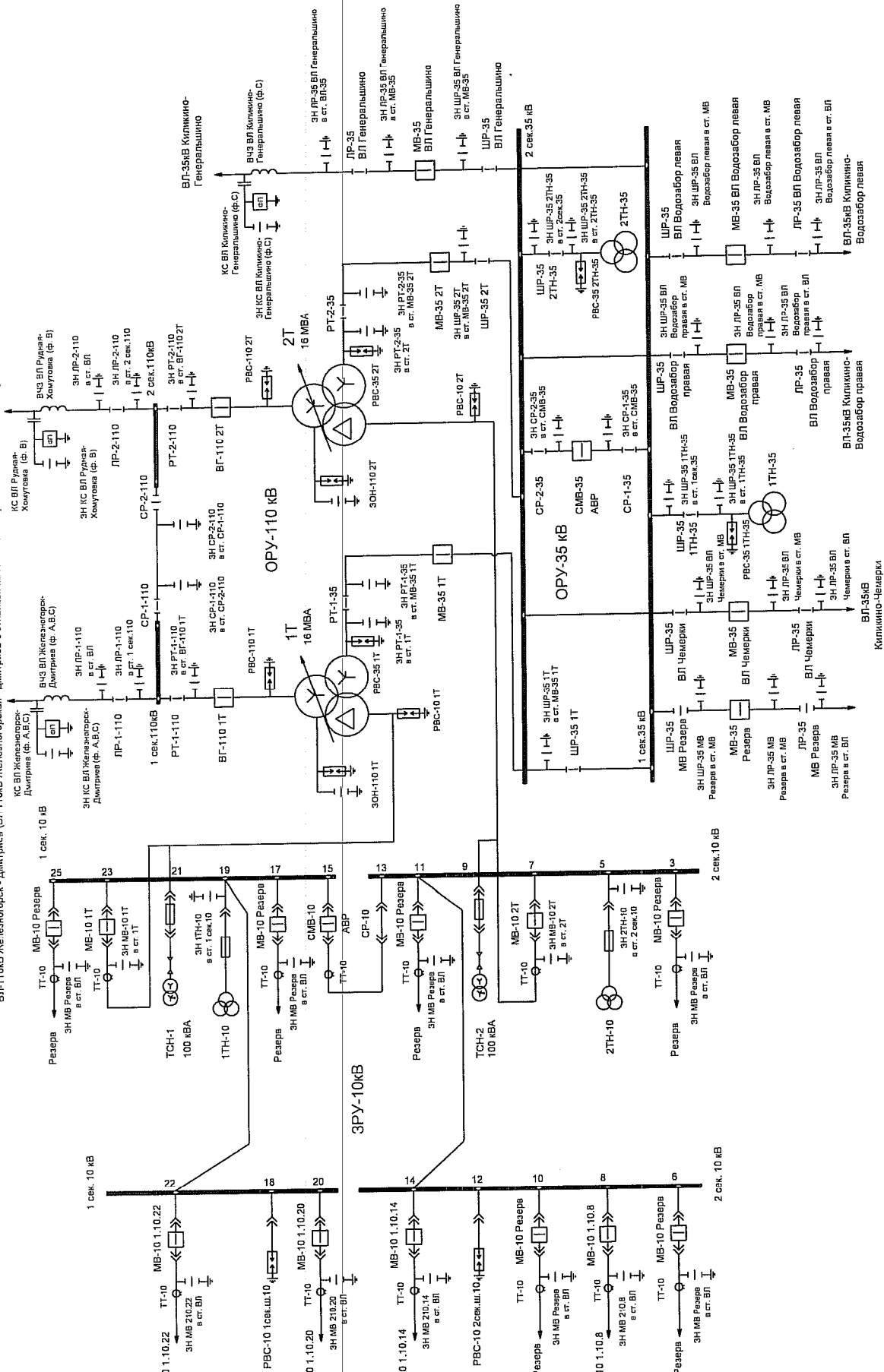
Нормальная схема
электрических соединений
ПС-110 кВ Рыбинские
Буди
на 2012 год



Фамилия И.О. Ф.И.О. (полное) Подпись	Дата
Утвердил Зам. директора по тех. вопросам - г.г. инженер Филиппа Курсымова	
Руководил А.Н.	
Сотласовано	
Таран В.Ф.	
Первый заместитель директора - г.г. диспетчер Курского РДУ	
Мартынов С.И.	
З.И. по ОТУ ф-ла Курского	
Дрозин Р.В.	
Нач. ОТС ЦУС ф-ла Курского	
Акулинин В.М.	
Начальник Управления ф-ла Курского	
Иванова Г.	
Нач. СРЗ.И.М. ф-ла Курского	

ВЛ-110кВ Железнодорожная - Дмитриев с отпайкой на ПС Киликино

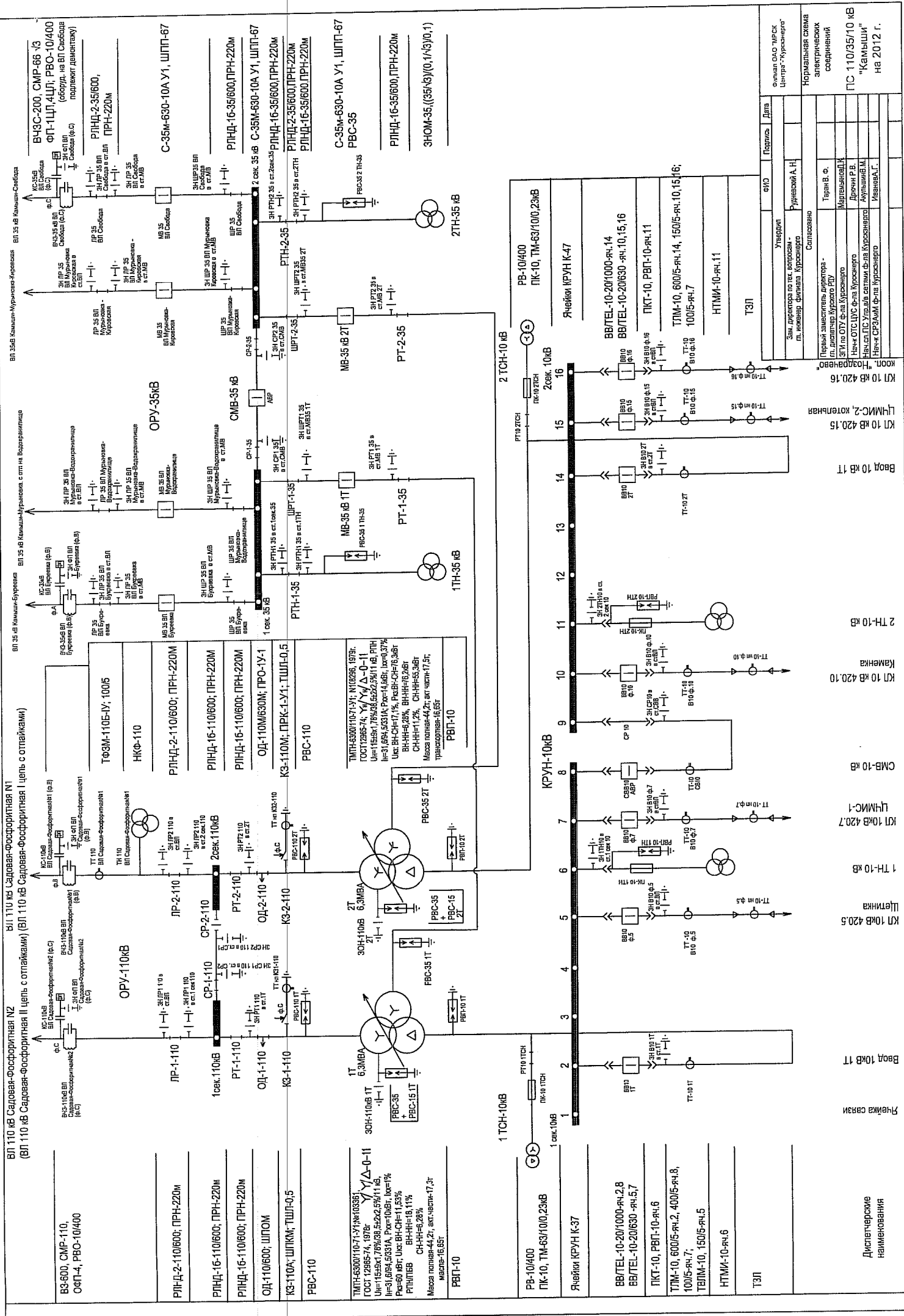
ВЛ-110кВ Рудная-Хомутова (ВЛ 110кВ Рудная-Хомутова с отпайками)

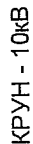
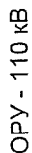


Должность	ФИО	Подпись	Дата
Зам. директора по техническим вопросам "Курсанерго"	Рудневский А.Н.		
Согласовано			
Первый заместитель директора - главный диспетчер Курского РДУ	Терин В.Ф.		
ЗГП по ОТУ филиала "Курсанерго"	Мартыненко Д.К.		
Начальник ОТС ЦУС филиала "Курсанерго"	Дроздин Р.В.		
Начальник службы ПС упр. и/л сетями филиала "Курсанерго"	Акулишин В.М.		
Начальник СРЗЭМ филиала "Курсанерго"	Лавров А.Г.		

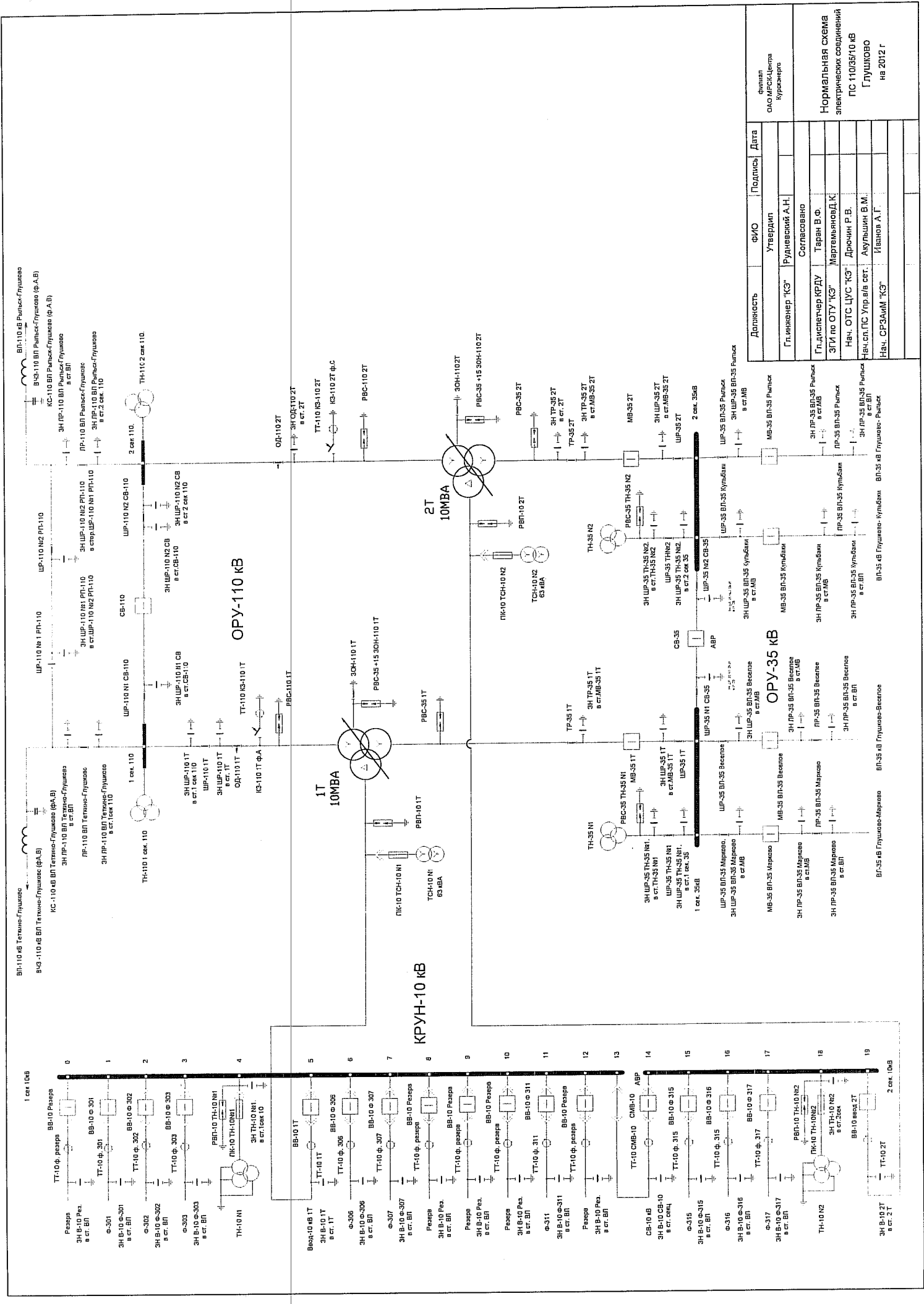
Филиал ОАО "МРСК Центра" -
"Курсанерго"

Нормальная схема
электрических соединений
ПС 110/35/10 кВ Киликино
на 2012год.





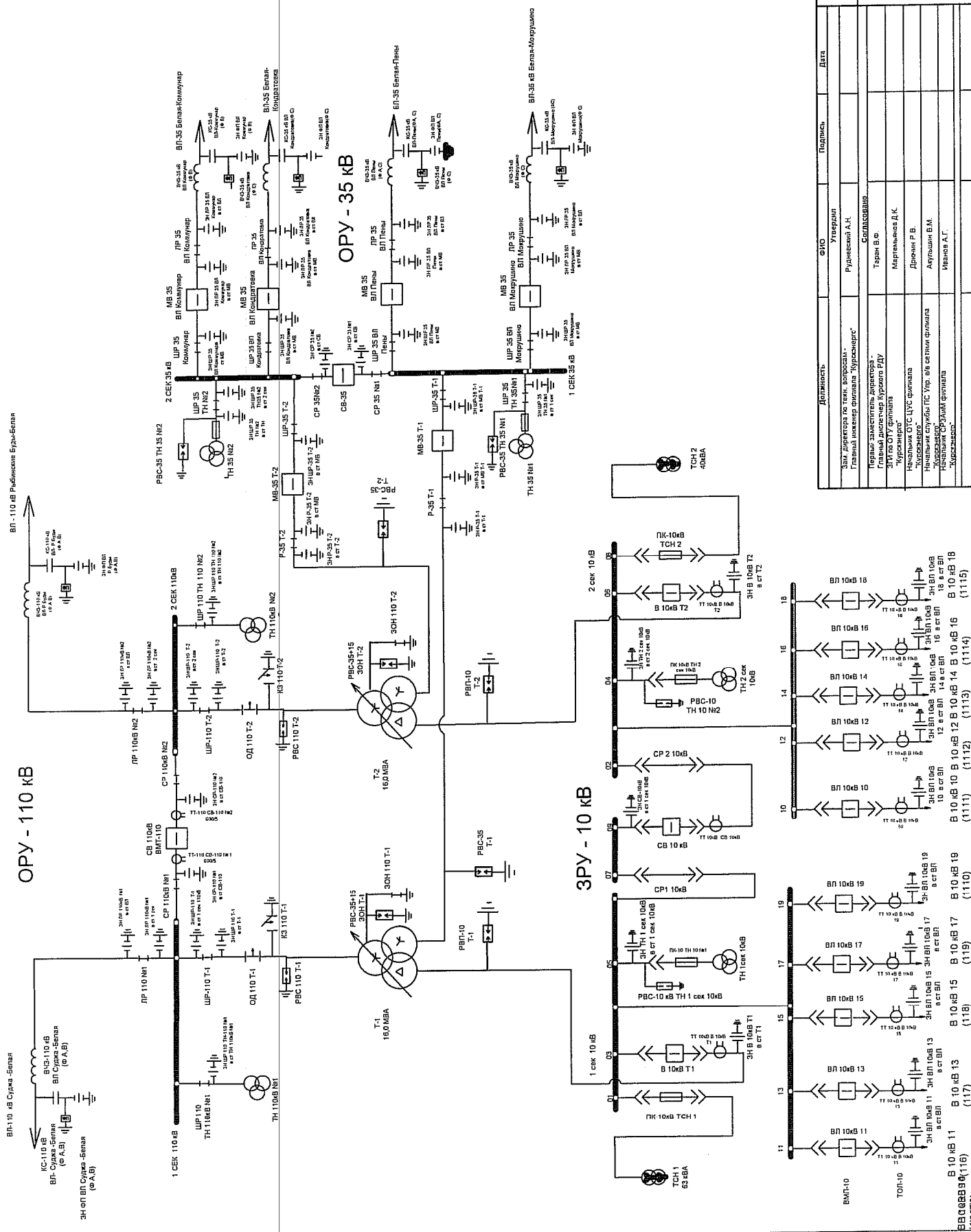
Нормальная схема
электрических соединений
ПС110 кВ Малая Локня
на 2012 год



Должность	ФИО	Подпись	Дата
Гл. инженер "КЗ"	Рудневский А.Н.		
Гл. диспетчер КРДУ	Таран В.Ф.		
ЗПИ по ОТУ "КЗ"	Мартынов Д.К.		
Нач. ОТС ЦУС "КЗ"	Дроздин Р.В.		
Нач. сл. ПС Упр. а/в сет.	Акулишин В.М.		
Нач. СРЗМ "КЗ"	Иванов А.Г.		

Фирма ОАО МРСК-Центра Курского	Дата
--------------------------------------	------

Нормальная схема электрических соединений ПС 110/35/10 кВ Глушкова	на 2012 г
---	-----------



Должность	ФИО	Подпись	Дата
Зам. директора по техн. вопросам	Рудневский А.Н.		
Главный инженер филиала "Курснеэнерго"	Богданович		
Первый заместитель директора - Главный диспетчер Курского РДУ	Таран В.О.		
Зам. по ОУ филиала "Курснеэнерго"	Мартынова Д.С.		
Начальник ОПС ЦУС филиала "Курснеэнерго"	Дроздов Р.В.		
Начальник ПС Упр. 36 с/лн филиала "Курснеэнерго"	Акуликин В.М.		
Начальник СРЭМ филиала "Курснеэнерго"	Иванов А.Г.		

Филиал ОАО "СЭСК Центр" - "Курснеэнерго"

Нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Белая на 2012 год

Всего 9 (116) (110)