



**ЕРСМ Сибири**  
Engineering Procurement Construction Management

**ООО «ЕРСМ Сибири»**  
660074, г. Красноярск,  
ул. Борисова, 14 стр 2  
оф. 606, а/я 21641  
**тел.: +7 (391) 205-20-24**  
e-mail: info@epcmsiberia.ru  
www.epcmsiberia.ru

ИНН/КПП 2463242025/246301001  
ОГРН 1122468065587  
ОКПО 10210537  
р/с 40702810912030113472  
Филиал ООО «Экспобанк»  
в г. Новосибирске  
БИК 045004861  
к/с 30101810450040000861

Заказчик – ООО «Девятый ветропарк ФРВ»

«Покровская ВЭС».

«Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648)

максимальной мощностью 50,05 МВт.

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 4 «Автоматизированная информационно-измерительная система  
коммерческого и технического учета электроэнергии»

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО3.4

Том 9

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Девятый ветропарк ФРВ»

«Покровская ВЭС».

«Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648)

максимальной мощностью 50,05 МВт.

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 4 «Автоматизированная информационно-измерительная система  
коммерческого и технического учета электроэнергии»

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО3.4

Том 9

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор



Лушников А.А.

Главный инженер проекта



Бондарчук А.Н.



2020

Взам инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

## Содержание тома


Обозначение	Наименование	Прим.
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-С	Содержание тома	
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-СГИ	Справка главного инженера проекта	
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ	Текстовая часть	
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ГЧ	Графическая часть	

Согласовано

Взам инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.


Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
ГИП		Бондарчук			19.02.21
Н.контр.		Пирогова			19.02.21
Нач. отд.					
Пров.		Ковжун			19.02.21
Разраб.		Клепец			19.02.21

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-С

«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».  
 Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЗУ №№ 5-15.  
 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии  
 Содержание тома







Стадия	Лист	Листов
П	1	1



Взам. инв. №	Подп. и дата								
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-СГИ		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
	ГИП	Бондарчук				19.02.21			
	Н.контр.	Пирогова				19.02.21			
	Нач. отд.								
	Пров.	Ковжун				19.02.21			
	Разраб.	Клепец				19.02.21			
<p>«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЗУ №№ 5-15. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии</p> <p>Справка главного инженера проекта</p>							Стадия	Лист	Листов
							П	1	1
 <b>EPSCM Сибирь</b> Engineering Procurement Construction Management									

## Содержание

1.	Описание объекта .....	5
2.	Общие положения.....	6
2.1	Основания для разработки и исходные данные .....	6
2.2	Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ.....	7
3	Основные технические решения .....	11
3.1	Организация учёта электроэнергии .....	11
3.2	Решения по структуре функционирования системы.....	12
3.3	Структура и функционирование системы.....	13
3.4	Решения по обеспечению надежности .....	16
3.5	Состав технических средств .....	18
3.6	Решения по режимам функционирования системы .....	21
3.7	Решения по мониторингу и диагностированию работы системы .....	22
4.	Метрологическое обеспечение.....	27
Приложение 1. Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ «Покровской ВЭС» .....		33
Приложение 2. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения .....		37
Приложение 3. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов тока.....		39
Приложение 4. Расчет относительной погрешности ИИК .....		41

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ						<div> <div>Стадия</div> <div>Лист</div> <div>Листов</div> </div> <div> <div>П</div> <div>1</div> <div>38</div> </div> <div>  <b>EPSCM Сибирь</b>  <small>Engineering Procurement Construction Management</small> </div>		
Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<div>«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».</div> <div>Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЗУ №№ 5-15.</div> <div>Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии</div> <div>Текстовая часть</div>		
ГИП				Бондарчук					19.02.21			
Н.контр.				Пирогова					19.02.21			
Нач. отд.												
Пров.				Ковжун					19.02.21			
Разраб.				Клепец					19.02.21			

## 1. Описание объекта

Заданием на проектирование предусматривается строительство ветровой электрической станции с внутриплощадочными автомобильными дорогами: «Покровская ВЭС» максимальной мощностью 86,45 МВт, располагается на территории Красноармейского муниципального района Самарской области в составе:

- 19 ветроэнергетических установок (ВЭУ) мощностью 4,55 МВт каждая;
- модуль управления ВЭС;
- кабельные линии 35 кВ и 0,4 кВ.

Строительство ветровой электрической станции Покровская ВЭС выполняется в четыре этапа строительства. В настоящей части проектной документации представлены электротехнические решения третьего этапа строительства.

Третий этап строительства - строительство ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648 (50,05 МВт).

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

2



## 2.2 Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ

Проектом предусматривается строительство объекта «Покровская ВЭС», а в части системы коммерческого учёта электроэнергии – создание системы АИИС КУЭ.

Наименование проектируемой системы – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Покровской ВЭС».

АИИС КУЭ предназначена для осуществления автоматизации процесса коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения с целью получения на всех уровнях управления точной, достоверной и легитимной информации при проведении расчетов на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭ) с возможностью использования многоставочных и дифференцированных тарифов, а также для расчетов на розничном рынке электроэнергии и мощности.

Целью создания системы является обеспечение полной, своевременной, достоверной и узаконенной действующими нормативными документами информацией об обороте товарной продукции, необходимой для проведения расчетов между субъектами оптового рынка в соответствии с правилами работы рынка. Товарной продукцией на оптовом рынке являются электроэнергия и мощность.

Критерием достижения цели создания АИИС КУЭ станет:

- установление класса качества АИИС КУЭ в соответствии приложением № 11.3 «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ» с присвоением класса качества АИИС на основании испытаний.

- получение в АО «АТС» Акта (Паспорта) соответствия АИИС КУЭ и/или ее компонентов Приложению №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» и другим техническим требованиям ОРЭ, установленным АО «АТС»;



- подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности и т. п.

АИИС КУЭ позволяет обеспечить повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение на базе получаемой более полной, достоверной, привязанной к единому астрономическому времени, метрологически обеспеченной информации о потреблении электроэнергии по всем контролируемым присоединениям в соответствии с требованиями учета электроэнергии и мощности на ОРЭ и межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию).

В основу АИИС КУЭ закладываются следующие основные положения:

- исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счетчиков электрической энергии;
- сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности осуществляются с помощью метрологически аттестованных и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных (УСПД);
- АИИС КУЭ создается как расчетная (коммерческая) система, использующая для расчетного и технического учета одни и те же технические средства;
- данные АИИС КУЭ используются для расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения.

Функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому астрономическому времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (интервал выбирается на этапе разработки проекта);
- объединение данных, полученных от счетчиков, в группы (по границам балансовой принадлежности с субъектами ОРЭ, выработки и расхода на собст-

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- хранение данных не менее 3,5 лет об измеренных величинах и служебной информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;

- автоматический расчет принятой и переданной электроэнергии, фактического и допустимого небаланса с интервалом усреднения 3 мин (с целью контроля небаланса и отпуска электроэнергии потребителям);

- формирование ведомости суточного учета электроэнергии и акта баланса за месяц, квартал, год;

- передача коммерческой и контрольной информации в АО «АТС», ПАО «ФСК ЕЭС» и другим заинтересованным объектам ОРЭ;

- предоставление доступа по спорадическому запросу к коммерческой и служебной информации со стороны АО «АТС» на уровне ИВКЭ и, по возможности, ИИК;

- предоставление доступа к информации со стороны АО «АТС» на уровне ИВК;

- интеграция с ЦСТИ;

- обеспечение защиты измерительных цепей и приборов учета, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на аппаратном уровне посредством опломбирования, а также на программном уровне;

- диагностика, мониторинг и сбор статистики ошибок функционирования технических средств АИИС;

- регистрация, мониторинг событий в АИИС и их передача на АРМ оперативного персонала уровня ИВК (данных технического учета о превышении разрешенной мощности по отходящим присоединениям, событий счетчиков, регла-

ментных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты, сбоев и др.);

- звуковая и световая сигнализация при обнаружении неисправностей в устройствах АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- контроль состояния объектов измерения;
- обеспечение полностью автоматического режима работы АИИС КУЭ без вмешательства оператора.

Проектируемая АИИС КУЭ способна осуществлять автоматическое измерение и учет активной и реактивной электроэнергии и мощности с привязкой всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени; обеспечение ООО «Девятый ветропарк ФРВ» и смежных субъектов ОРЭ своевременной, полной и достоверной информацией, необходимой для коммерческих расчетов, в том числе и на ОРЭ, об объемах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ЕНЭС; расчет за транспортируемую электроэнергию и приобретаемую на ОРЭ электроэнергию для компенсации потерь.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

7

### 3 Основные технические решения

#### 3.1 Организация учёта электроэнергии

Исходя из схемы электрической принципиальной «Покровской ВЭС» и требований НТД, учет электроэнергии на третьем этапе строительства организуется следующим образом.

На каждой ВЭУ предусматривается три точки учёта:

- выдача мощности ВЭУ в сеть после повышающего трансформатора на напряжении 35кВ;
- потребление собственных нужд (СН) ВЭУ на напряжении 0,72кВ;
- на выводах инверторного оборудования на стороне 0,72 кВ.

В каждой точке учета устанавливаются микропроцессорные электросчетчики, количество и класс точности которых указаны в Приложении 1.

АИИС КУЭ строящейся ВЭС рассчитана на автоматизацию учета электроэнергии и мощности с возможностью объединения всех счетчиков по цифровому интерфейсу. Таким образом, АИИС КУЭ рассчитана на автоматизацию учета электроэнергии и мощности по 64 точкам учета. На третьем этапе строительства устанавливается 33 точки учета в ВЭУ.

Для присоединений 35 кВ и ниже класс точности должен быть не хуже 0,5S (для счетчика и ТТ) и 0,5 (для ТН).

Аппаратные средства, а также приборы и оборудование измерительных комплексов создаваемой системы будут расположены в закрытых помещениях и, следовательно, защищены от воздействия осадков.

Окружающая среда невзрывоопасна, не насыщена токопроводящей пылью, не содержит агрессивные пары и газы в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Воздействия электромагнитных полей и вибрационных нагрузок, требующих принятия дополнительных мер по защите оборудования и вносящих дополнительную погрешность в измерения, не отмечено.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 3.2 Решения по структуре функционирования системы

В основу построения комплекса положены нижеприведенные требования и характеристики информационно-измерительных комплексов точек учёта электроэнергии.

Структурная схема АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему.

УСПД обеспечивает выполнение основных функций системы:

- сбор информации о перетоках электроэнергии от всех электросчетчиков по цифровым интерфейсам;
- прием сигналов точного времени и синхронизацию времени всех компонентов системы;
- передачу информации по каналам связи;
- вывод контрольной информации на АРМ АИИС КУЭ;
- хранение информации на глубину не менее 45 суток.

Контроль состояния средств измерений осуществляется УСПД путем считывания журналов событий коммерческих счетчиков.

Автоматическая коррекция системного времени в УСПД и электросчетчиках осуществляется устройством синхронизации системного времени, подключаемым к УСПД.

Для настройки параметров УСПД и счетчиков при проверочно-наладочных работах целесообразно использовать переносной инженерный пульт (ноутбук).

Собранная в УСПД информация обрабатывается, запоминается и передается в центры сбора и обработки данных АИИС КУЭ: АО «АТС», ООО «Девятый ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ (смежные по электрическим сетям субъекты ОРЭ) в формате XML.

АИИС КУЭ охватывает все точки учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии, на объекте включая балансы по уровням напряжения в соответствии с типовой работой по разработке основных положений по созданию систем АИИС КУЭ.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



- количество ИИК ТУ объекта;
- надежность канала связи с объектом;
- допустимая дополнительная нагрузка на канал связи за счет неэффективности протокола приборов учета;
- наличие локальных АРМ;
- возможность организации локального источника астрономического времени СОЕВ.

ИВКЭ обеспечивает:

- интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;
- дополнительно на ИВКЭ могут быть возложены функции автоматического:
  - сбора информации по учету электроэнергии от ИИК;
  - сбора и обработки информации о состоянии средств измерений (счетчиков коммерческого учета электроэнергии, ИВКЭ).

В состав ИВКЭ входят:

- контроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, коммутаторы, преобразователи, 4G-роутер).

Оборудование уровня ИВК и ИВКЭ включает в себя два УСПД, два сервера АИИС КУЭ, коммуникационное оборудование для сбора и передачи данных по коммерческому учету. Передача данных со счётчиков уровня ИИК на уровень ИВКЭ осуществляется через преобразователи интерфейсов RS485 в Ethernet посредством технологической ЛВС. Оборудование ИВКЭ и ИВК размещается в шкафу устанавливаемом в ОПУ.

АИИС КУЭ имеет гибкую структуру, позволяющую производить её наращивание, замену устаревших средств измерений без существенной перестройки структуры системы.

Третий уровень должен быть выполнен на основе сервера опроса и баз данных, представляющего собой отказоустойчивый компьютер с установленными операционной системой, сертифицированной для промышленного применения, и

специализированным программным обеспечением, осуществляющим функции АИИС КУЭ по сбору информации с объекта, ее сохранение в базе сервера, а также предоставление авторизованного доступа к ней пользователям системы и из внешних систем. АРМ пользователей АИИС КУЭ обеспечивает визуализацию параметров электропотребления в соответствии с предоставленными пользователям правами, построение графиков нагрузки, формирование отчетных форм. АРМы могут быть организованы как на выделенном, так и на существующем компьютере и работать под управлением операционной системы, сертифицированной для промышленного применения.

АРМ АИИС КУЭ располагается в помещении модуля управления ВЭС. Для ЦУ ВЭС оборудование предусматривается в рамках отдельного титула.

Для конфигурирования и настройки параметров, а также «ручного» съёма данных приборов учёта на месте их установки целесообразно применять переносной компьютер (ноутбук) с комплектами специализированного программного обеспечения (ПО) конфигурирования и считывания приборов учета и УСПД АИИС КУЭ.

ИВК обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- диагностику состояния средств измерений (счетчиков коммерческого учета электроэнергии и УСПД);
- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в АО «АТС», ООО «Девятый ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ, по электронной почте.

Дополнительно на ИВК могут быть возложены функции:

- контроля достоверности результатов измерений;
- заверения подготовленного отчета в XML-формате электронно-цифровой подписью и отправка его в АО «АТС», ООО «Девятый ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ по электронной почте;
- доступа ИАСУ КУ АО «АТС» к информации АИИС КУЭ, в рамках процедуры технического контроля.



В ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- промконтроллер и/или сервер;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения, прав доступа к информации;
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

В состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируемая на всех уровнях АИИС.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с/сут. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому астрономическому времени.

### 3.4 Решения по обеспечению надежности

Программа обеспечения надежности устанавливает комплекс взаимосвязанных организационно-технических требований и мероприятий, подлежащих проведению на определенных стадиях жизненного цикла АИИС КУЭ и направленных на обеспечение и повышение надежности.

Целью расчета надежности является:

- проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АИИС КУЭ;
- расчетное определение показателей надежности АИИС КУЭ по документации (паспорта, описание типа и т. д.).

Требования по надежности для элементов АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1 – Требования по надежности для элементов АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование	То	Тср	Тв	Кг
1	ИИК (измерительные трансформаторы)	-	30 лет.	-	-
2	ИИК (счетчик электроэнергии)	не менее 35000 ч.	-	не более 3 сут.	-
3	ИВКЭ	не менее 35000 ч	-	не более 24 ч.	-
4	Каналообразующая аппаратура	не менее 35000 ч.	-	не более 24 ч.	-
5	Канал передачи данных ИИК-ИВКЭ	-	-	не более 1 ч.	не менее 0,95
6	СОЕВ	-	-	не более 24 ч.	не менее 0,95
7	ИВК	-	-	не более 1 ч.	не менее 0,99

Условные обозначения:

- То – средняя наработка на отказ (наработка на отказ);
- Тср – средняя наработка до отказа;
- Тв – среднее время восстановления;
- Кг – коэффициент готовности.

Исходными данными для расчета надежности системы являются показатели надежности отдельных компонентов системы, взятых либо из паспортов, либо из технических условий на эти компоненты.

В АИИС КУЭ используются технические средства, наработка на отказ которых составляет не менее 35000 часов.

Показатели надежности компонентов системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели надежности компонентов системы

№ п/п	Наименование	Тип	Кол -во	Ремонто-пригодность	То/ Тс	Кг	Тв, час	Тсл.с р.сп, лет	Источник данных
1	Измерительный трансформатор тока 35 кВ ВЭУ	-	33	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
2	Измерительный трансформатор то-	-	66	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа

№ п/п	Наименование	Тип	Кол -во	Ремонто-пригодность	T <sub>о</sub> / T <sub>с</sub>	K <sub>г</sub>	T <sub>в</sub> , час	T <sub>сл.с</sub> р.сп, лет	Источник данных
	ка 0,72 кВ ВЭУ								
3	Измерительный трансформатор напряжения 35 кВ ВЭУ	-	11	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
4	Измерительный трансформатор напряжения 0,72 кВ ВЭУ	-	11	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
5	Счетчик электроэнергии	-	33	Восстан.	120000	-	2	30	Описание типа
6	Преобразователь RS-485/Ethernet	-	11	Восстан.	2231530	-	2	-	Справка поставщика

Проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АИИС КУЭ:

ИИК (счетчик):

- T<sub>о</sub> = 120000 часов, что соответствует требованиям;
- T<sub>в</sub> = 2 часа (время замены), что соответствует требованиям;
- K<sub>г</sub> = T<sub>о</sub> / (T<sub>о</sub> + T<sub>в</sub>) = 120000 / (120000 + 2) = 0,999.

ИИК (Преобразователь):

- T<sub>о</sub> = 2231530 часов, что соответствует требованиям;
- T<sub>в</sub> = 2 часа (время замены), что соответствует требованиям;
- K<sub>г</sub> = T<sub>о</sub> / (T<sub>о</sub> + T<sub>в</sub>) = 2231530 / (2231530 + 2) = 0,999.

### 3.5 Состав технических средств

Комплекс технических средств АИИС КУЭ состоит из следующих основных компонентов:

- сервер с установленным системным и специализированным программным обеспечением;
- коммуникационное оборудование уровня ИВК – устройства сопряжения с вычислительной сетью предприятия, модемы (GSM и др.);
- УСПД уровня ИВКЭ;

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

15

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата



иметь действующие свидетельства об утверждении типа средств измерений и быть включены в Государственный реестр средств измерений.

Измерительные цепи в измерительных комплексах коммерческого учёта будут проложены медными контрольными кабелями. Проектом предусматривается защита вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения от несанкционированного доступа путем пломбирования клемм вторичных цепей знаками визуального контроля.

Счетчики электрической энергии multifunctional выполняют следующие функции:

- многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления в четырехпроводных сетях переменного тока частотой 50(±2,5) Гц на объектах энергетики;
- измерение мгновенных значений физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть: активной, реактивной и полной мощности, фазных и межфазных напряжений, тока, коэффициента мощности, частоты сети;
- формирование до восьми массивов профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 30 минут. Глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет не менее 3 месяцев;
- ведение журналов событий, показателей качества электричества, статусного журнала.

Программирование счетчика и доступ к измерительной информации осуществляется по интерфейсу RS485, через преобразователи интерфейсов RS485 в Ethernet посредством технологической ЛВС. Счетчик имеет возможность подключения резервного питания переменным напряжением 220 В.

Для опроса счетчиков электроэнергии используется УСПД. Предусматривается установка двух УСПД, а также двух серверов. Данное оборудование будет установлено в специализированном шкафу в помещении ОПУ. Также предусмотрена установка АРМ АИИС КУЭ.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В соответствии со структурой АИИС КУЭ, в ее состав входит программное обеспечение уровня ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Проектом предусматриваются следующие меры защиты технических средств проектируемой АИИС КУЭ от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения:

- организационные решения (ограничение доступа посторонних лиц в помещения, где размещается оборудование системы);
- физическая защита (пломбирование клемм вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения, пломбирование клемм информационных цепей, установка замков на шкафы);
- программные методы (пароли доступа).

Для передачи данных по учету электроэнергии к оборудованию АИИС КУЭ, находящемуся в центре управления (ЦУ ВЭС), а также для передачи данных внешним потребителям используется оборудование связи, учтенное в соответствующем томе проектной документации.

Питание счетчиков, а также коммуникационного оборудования АИИС КУЭ внутри самих ВЭУ, входит в объем поставщиков ветряных электроустановок.

### 3.6 Решения по режимам функционирования системы

АИИС КУЭ может работать в следующих режимах работы системы: штатном, аварийном, поверочном, режиме модернизации, сервисном, ремонтном и автономном.

Штатный режим – нормальный режим работы АИИС КУЭ. В нормальном режиме работы, обмен информацией с ИВК АИИС КУЭ производится по сигналам запроса системы верхнего уровня по основным или резервным каналам связи, при этом передаются любые запрашиваемые и хранимые в УСПД параметры.

После запуска УСПД, процессы передачи информации на верхний уровень, взаимодействия с внешними устройствами, отображения информации не влияют на процесс сбора, накопления и хранения информации в УСПД.

Аварийный режим – режим работы системы в нештатной ситуации, длительное пребывание в этом режиме не допускается.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Поверочный режим используется при поверке измерительных каналов и АИИС КУЭ в целом.

Для возможности функционального расширения и модернизации системы АИИС КУЭ предназначен режим модернизации.

Сервисный режим используется при проведении обслуживания, реконфигурации и пополнения системы новыми компонентами.

Ремонтный режим – режим, специально предназначенный для устранения неполадок и аварийных ситуаций в системе АИИС КУЭ, а также для проведения ремонта работающей системы.

Автономный режим – работа при отсутствии взаимодействия между ИИК, ИВКЭ и ИВК.

При любом вышеуказанном режиме работа АИИС КУЭ в целом не прекращается. Во всех режимах обеспечивается сохранность и безопасность данных, относящихся к коммерческому учету.

АИИС КУЭ в ходе своего функционирования обеспечивает:

- контроль состояния средств измерений (диагностика неисправностей и ведение журналов событий ИВКЭ и ИИК);
- сбор служебной информации о состоянии средств сбора, обработки и передачи информации;
- контроль выполнения процесса сбора и передачи данных в АИИС КУЭ.

Структура проектируемой АИИС КУЭ приспособлена к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:

- предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;
- возможно увеличение количества автоматизированных рабочих мест пользователей;
- наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без выхода системы из постоянной эксплуатации.

### 3.7 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

Применяемые компоненты системы АИИС КУЭ имеют возможность диагностирования, мониторинга работоспособности, самотестирования, ведения жур-

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата





ность определяется по наличию передаваемых УСПД данных. При визуальном считывании показаний счётчиков, подключенных к УСПД, необходимо следить за синхронностью хода их внутренних часов: разбежка показаний текущего времени на дисплеях счётчиков не должна превышать 2 секунд. Большее значение разбежки означает невыполнение УСПД функций синхронизации системного времени и данная ситуация подлежит разборке с целью определения причин (повреждение кабеля, «зависание» интерфейса, неверное параметрирование или отказ УСПД и др.) и принятию мер по их устранению.

В случае установления эксплуатационным персоналом системы АИИС КУЭ полного или частичного отказа УСПД изделие подлежит ремонту на предприятии-изготовителе или в его сервисном центре, имеющем разрешение от производителя на проведение данного вида работ.

Обслуживающий персонал АИИС КУЭ должен произвести демонтаж УСПД из системы и его отправку для ремонта с указанием характера неисправности.

Перед демонтажем УСПД необходимо обеспечить, если это возможно, документирование установленной конфигурации (параметры его настройки) с целью восстановления после ремонта. Документирование производится в соответствии с описанием на программное обеспечение. Во избежание потери коммерческой информации, накапливаемой в АИИС КУЭ, необходимо обеспечить время восстановления работоспособности УСПД за время, не превышающее глубину хранения данных в памяти счётчиков, или глубину хранения в УСПД (наименьшее из двух значений). Данное условие определяет необходимость периодического наблюдения за работоспособностью УСПД в составе АИИС КУЭ и принятии экстренных мер по организации его ремонта в случае отказа.

Обслуживание технических средств, входящих в состав системы. Производится в соответствии с инструкциями, изложенными в «Руководствах по эксплуатации» на соответствующие технические средства.

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение:

- ежедневного внешнего осмотра;

- ежемесячного профилактического осмотра;
- эксплуатационной проверки системы;
- поверок средств измерений;
- ремонта по истечении гарантийного срока эксплуатации;
- настройки системы путем задания новых параметров при изменении конфигурации системы и замене технических средств.

Виды обслуживания технических средств системы приведены в таблице 2.

Таблица 2–Виды обслуживания технических средств

№	Вид обслуживания	Периодичность	Исполнитель
1	Ежедневный осмотр	Ежедневно в течении смены	Дежурный персонал
2	Ежеквартальное техническое обслуживание	Раз в квартал	Специалист, ответственный за работу АИИС
3	Поверка средств измерений	В соответствии с сроком поверки	Специалист, ответственный за работу АИИС
4	Внеплановое обслуживание	При возникновении необходимости	Определяется конкретными условиями

При ежедневном осмотре проводятся:

- визуальный контроль повреждений на составных частях системы;
- визуальная проверка правильности соединений элементов схемы;
- проверка записей в журнале событий.

Данные ежедневного осмотра должны фиксироваться исполнителем в регистрационном журнале.

Ежеквартальное техническое обслуживание должно проводиться в соответствии с утвержденным графиком. При этом проверяется:

- наличие крышек на клеммных коробках;
- наличие пломб на приборах коммерческого учета;
- нормальное функционирование светодиодных и ламповых индикаторов на приборах системы;
- соответствие показаний счетчиков показаниям зарегистрированным системой;
- работа приборов аварийного включения резервного питания (АВР);

- работа резервных каналов связи;
- данные, выдаваемые счетчиками на встроенный ЖКИ, а также наличие кодов ошибок и предупреждений;
- записи в журналах событий счетчиков, УСПД.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

#### 4. Метрологическое обеспечение

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в части измерительных каналов, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (см. Федеральный Закон от 26.06.2008 № 102 ФЗ «Об обеспечении единства измерений») включает в себя следующее:

- Метрологическую экспертизу технической документации в аккредитованных организациях;
- Разработку методик измерений электроэнергии (мощности), их аттестацию и внесение в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- Проведение испытаний с целью утверждения типа средств измерений и утверждение типа АИИС КУЭ с включением сведений об утвержденном типе средств измерений в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- Первичную поверку измерительных каналов (первичную поверку АИИС КУЭ). Поверка должна производиться в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний для целей утверждения типа средства измерений (методика поверки);
- Метрологическое обследование измерительных каналов с оформлением паспортов-протоколов ИИК в соответствии с требованиями ОРЭМ. Паспорта-протоколы ИИК должны быть согласованы с государственными уполномоченными организациями или со смежным субъектом ОРЭМ;
- Периодическую поверку измерительных каналов и средств измерений, входящих в состав измерительных каналов (измерительные трансформаторы тока и напряжения, приборов учета электроэнергии, УСПД, осуществляющего функцию измерения времени);
- Метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений, АИИС КУЭ в целом и за применением аттестованных МИ и соблюдением метрологических правил и норм.

Подп. и дата							ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

Средствами измерений, на которые распространяются требования по метрологическому обеспечению, являются:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения,
- приборы коммерческого учета электроэнергии,
- УСПД – устройства сбора и передачи данных;
- система обеспечения единого времени в целом и средства измерений времени, входящие в состав СОЕВ;
- АИИС КУЭ в целом.

Документами, подтверждающими соответствие АИИС КУЭ требованиям по метрологическому обеспечению, являются:

- Аттестованная органами Росстандарта или уполномоченными им организациями Методика измерений (МИ) с использованием АИИС КУЭ с приложением свидетельства об аттестации МИ;
- Сертификат об утверждении типа средств измерений АИИС КУЭ (сертификаты об утверждении типа средств измерений ИИК, входящих в состав АИИС КУЭ) с приложением Описания типа средств измерений. Методика поверки измерительных каналов, относящихся к сфере Государственного регулирования; методика калибровки измерительных каналов, не относящихся к сфере Государственного регулирования;
- Заводские паспорта на средства измерений (с отметкой о первичной поверке средства измерений), включая паспорта на измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- Свидетельства о поверке (в случае отсутствия отметки о поверке в паспорте) подтверждающие действующий срок поверки средств измерений, применяемых в составе АИИС КУЭ (включая свидетельства о поверке АИИС КУЭ в целом);
- Свидетельство о поверке измерительных систем (по измерительным каналам, относящимся к сфере Государственного регулирования);
- Паспорта-протоколы измерительных комплексов по всем точкам измерений.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Исходными данными для расчета погрешностей системы являются данные из паспортов-протоколов, реальные значения нагрузки конкретных измерительных каналов. Вспомогательной документацией являются паспорта, соответствующие ГОСТы на средства измерения и условия эксплуатации.

Погрешность синхронизации системного времени не превышает плюс минус 5 с.

Все величины погрешностей принимаются для доверительной вероятности, равными 0,95.

Согласно Приложению № 11.1 «Технические требования» АО «АТС», предъявлены требования по составляющим суммарной погрешности измерений электроэнергии:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ 31819.22;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;
- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АИИС, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.

Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений  $\cos \varphi$  в промежутке  $>0,8$  и  $\leq 1$  не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2-20% включительно) не хуже 2,9%;

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- для диапазона нагрузок 20-120% не хуже 1,7 %.

Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений  $\cos \varphi$  в промежутке  $\geq 0,5$  и  $\leq 0,8$  не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2-20% включительно) не хуже 5,5%;

- для диапазона нагрузок 20-120 % не хуже 3,0%.

В качестве методики для расчета погрешности канала выбирается типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности РД 153-34.0-11.117-2001.

Данная методика предполагает следующие условия расчета:

- учитывается основная погрешность счетчика по ГОСТ 30206;

- учитываются значения погрешностей трансформаторов тока и напряжения, принятые в соответствии с ГОСТ. Все трансформаторы тока и напряжения прошли государственную поверку и допущены к эксплуатации;

- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени счетчиков не учитывается вследствие пренебрежимо малой величины.

Предел допустимого основного значения (без учета внешних влияющих величин) относительной погрешности измерительного канала  $\delta_{ИИК}$  определяется по формуле:

$$\delta_{ИИКосн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{УСПД}^2 + \delta_{СО}^2},$$

где:  $\delta_I$  – предел относительной погрешности ТТ, %;

$\delta_U$  – предел относительной погрешности ТН, %;

$\delta_\theta$  – погрешность трансформаторной схемы включения за счет угловых погрешностей ТТ  $\theta_I$  и ТН  $\theta_U$ , %;

$\delta_{Л}$  – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %;

$\delta_{УСПД}$  – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$\delta_{\text{со}}$  – предел допускаемой основной погрешности счетчика, %.

При этом погрешность  $\delta_\theta$  при измерении активной электроэнергии определяется выражением:

$$\delta_{\theta A} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

а реактивной электроэнергии – выражением:

$$\delta_{\theta P} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}},$$

где: 0,0291 – множитель, переводящий минуты угловых погрешностей в проценты относительной погрешности;

$\theta_1$  и  $\theta_U$  – пределы допускаемой угловой погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения, в минутах.

С учетом дополнительной погрешности  $\delta_{\text{сi}}$  предел относительной погрешности измерительного канала  $\delta_{\text{иик}}$  определяется по формуле:

$$\delta_{\text{иик}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{\text{УСПД}}^2 + \delta_{\text{ос}}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{\text{сj}}^2},$$

где  $\delta_{\text{сj}}$  – дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, % (дополнительные величины, влияющие на погрешность: изменение напряжения, частоты, коэффициента несинусоидальности, температуры и индукции внешнего магнитного поля).

Относительная погрешность УСПД определяется по формуле:

$$\delta_{\text{УСПД}} = \sqrt{\delta_{\text{п.и.}}^2 + \delta_{\text{н.и.}}^2 + \delta_{\text{т}}^2 + \delta_{\text{т.р.}}^2 + \delta_{\text{уд}}^2 + \delta_{\text{алг}}^2},$$

где:  $\delta_{\text{пи}}$  – погрешность перевода числа импульсов в кВт·ч, %;

$\delta_{\text{ни}}$  – погрешность накопления информации, %;

$\delta_{\text{т}}$  – среднесуточная погрешность измерений текущего календарного времени, %;

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата



$\delta_{\text{тр}}$  – погрешность рассинхронизации при измерении текущего измерений текущего календарного времени, %;

$\delta_{\text{уд}}$  – дополнительная погрешность УСПД от влияния внешних величин, %;

$\delta_{\text{алг}}$  – погрешность расчета по алгоритмам АИИС КУЭ, %.

При подключении электронных счетчиков к УСПД по цифровым интерфейсам RS-485 относительная погрешность УСПД на один порядок меньше по сравнению с наименьшей погрешностью средств измерения, образующих измерительный канал. Поэтому, при округлении до двух значащих цифр предела погрешности измерительного канала, значением погрешности УСПД можно пренебречь (в соответствии с МИ 1317).

Расчет относительной погрешности ИИК приведен в Приложении 4.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**Приложение 1. Перечень точек измерений электрической энергии  
АИИС КУЭ «Покровской ВЭС» (третий этап строительства)**

№ИИК	РУ	Наименование присоединения	Электросчетчик			Трансформатор на-пряжения			Трансформатор тока		
			Вид учета (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. Энер.	Направление учета 2(1)	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации
18	ВЭУ №5	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
19		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/0,5	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
20		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	100/1
21	ВЭУ №6	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
22		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/0,5	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
23		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	100/1
24	ВЭУ №7	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
25		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/0,5	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

27

26		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
27	ВЭУ №8	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
28		Генератор (на выводах инвер- торного оборудо- вания 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
29		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
30	ВЭУ №9	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
31		Генератор (на выводах инвер- торного оборудо- вания 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
32		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
33	ВЭУ №10	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
34		Генератор (на выводах инвер- торного оборудо- вания 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
35		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
36	ВЭУ №11	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
37		Генератор (на выводах инвер- торного оборудо- вания 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

28

38		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
39	ВЭУ №12	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
40		Генератор (на выводах инвер- торного обору- дования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
41		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
42	ВЭУ №13	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
43		Генератор (на выводах инвер- торного обору- дования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
44		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
45	ВЭУ №14	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
46		Генератор (на выводах инвер- торного обору- дования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1
47		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
48	ВЭУ №15	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/ 1	2	0,2	A, B, C	35000/ 100	0,5S	A, B, C	70/1
49		Генератор (на выводах инвер- торного обору- дования 0,72 кВ)	КУ	0,2S/ 0,5	2	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	5000/1

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

29

50		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/ 1	1	0,5	A, B, C	720/ 100	0,2S	A, B, C	100/1
----	--	--------------------------	----	------------	---	-----	---------------	-------------	------	---------------	-------

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## Приложение 2. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения

### 1. Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 0,72 кВ ВЭУ

ТН на генераторном напряжении 720 В установленный в ВЭУ имеет одну вторичную обмотку, собранную в звезду, класса точности 0,5. Нагрузкой является два счетчика, с потреблением по цепи напряжения 2,4 ВА на фазу.

Таблица 1 – Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 0,72 кВ ВЭУ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду класс точности 0,5	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Счётчик АИИС КУЭ	1,2 х 2	-
Измерительный преобразователь ЭНИП-2	0,03 х 2	-
Суммарная нагрузка (на фазу)	2,46	-

Трансформатор напряжения работает в заданном классе точности, если его нагрузка составляет не менее 25% от номинальной нагрузки.

Согласно техническим решениям мощность запроектированного ТН 0,72 кВ для класса точности 0,5 составляет не более 5 ВА на фазу.

Таблица 2 – Определение необходимости догрузки ТН 0,72 кВ ВЭУ

Место установки ТН	ТН		Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч}$ , ВА	$S_{расч}/S_{ном.}$ , % (д.б. от 25% до 100%)	Необх. догрузки
	Класс точности	$S_{ном.}$ , ВА			
ВЭУ шины 0,72 кВ	0,5	5	2,46	49,2	Нет

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

31

## 2. Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 35 кВ ВЭУ

Таблица 3 – Определение нагрузки вторичных обмоток ТН на стороне 35 кВ ВЭУ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду класс точности 0,2	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Измерения	0,2	-
АИИС КУЭ	1,2	-
Измерительный преобразователь ЭНИП-2	0,03	-
Суммарная нагрузка (на фазу)	1,43	-

Согласно техническим решениям мощность запроектированного ТН для класса точности 0,2 составляет не более 15 ВА.

Таблица 4 – Определение необходимости догрузки ТН 35кВ ВЭУ

Место установки ТН	ТН		Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч}$ , ВА	$S_{расч.}/S_{ном.}$ , % (д.б. от 25% до 100%)	Необх. догрузки
	Класс точности	$S_{ном}$ , ВА			
ВЭУ шины 35 кВ	0,2	15	1,43	9,5	Да

Так как расчётное значение нагрузки ниже требуемой необходимо применение догрузки.

Проверка работы обмотки ТН класса точности 0,5 при догрузке резисторами 3х5 ВА:

Суммарная расчетная нагрузка  $S_{расч} = 1,43 + 5 = 6,43$  ВА;

Это составляет  $100\% \cdot 6,43/15 = 42,8\%$ , что больше 25 %.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### Приложение 3. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов тока

Проверка обмотки ТТ класса точности 0,5S и 0,2S выполняется в части обеспечения необходимой нагрузки в диапазоне от 25% до 100 %. Расчеты сведены в таблицу:

Группа данных	Наименование величины	Обозначение	Присоединение		
			ВЭУ ТА5 0,2S	ВЭУ ТА4 0,2S	ВЭУ ТА2 0,5S
Исходные данные	Устройство учета (измерения)		Счетчик, МИП	Счетчик, МИП	Счетчик, МИП
	Потребление прибора по цепям ТТ	S <sub>пр</sub> , ВА	0,103	0,103	0,103
	Сопротивление прибора	Z <sub>пр</sub> , Ом	0,103	0,103	0,103
	Наибольшее расстояние от ТТ до прибора	l, м	95	95	30
	Сечение кабеля	s, мм <sup>2</sup>	2,5	2,5	2,5
	Удельное сопротивление жилы	г, Ом*мм <sup>2</sup> /м	0,0175	0,0175	0,0175
	Номинальный первичный ток ТТ	I <sub>п</sub> ном, А	5000	100	70
	Номинальный вторичный ток ТТ	I <sub>2</sub> ном, А	1	1	1
	Переходное сопротивление контактов	Z <sub>пер</sub> , Ом	0,1	0,1	0,1
	Номинальная мощность вторичной обмотки ТТ	S ном, ВА	5	3	1
	Номинальная нагрузка ТТ	Z ном, Ом	5	3	1
Проверка по номинальной мощности	Фактическое сопротивление нагрузки	Z <sub>2</sub> факт, Ом	0,868	0,868	0,413
	Нагрузка вторичной обмотки ТТ	S <sub>2</sub> , ВА	0,868	0,868	0,413
	Фактическая нагрузка ТТ (25% < S <sub>2</sub> < 100% от S <sub>ном</sub> )	S <sub>2</sub> /S <sub>ном</sub> •100 %	-	-	-
	S <sub>min</sub> (для ТТ с S < 10 ВА)		3,75 ВА	1,75 ВА	0,8
	Выполняемость критерия		-	-	-
Догрузочное сопротивление	Догрузочное сопротивление из стандартного ряда	S догр	3x3 ВА	3x2 ВА	3x0,5 ВА

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата



## Вывод:

- для ТТ 0,72 кВ 5000/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х3)ВА;
- для ТТ 0,72 кВ 100/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х2)ВА;
- для ТТ 35 кВ 70/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х0,5)ВА.

Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

34

Приложение 4. Расчет относительной погрешности ИИК

№ ИИК	Класс точности электро- счетчика по активной энергии	Класс точности электро- счетчика по реактивной энергии	Класс точности транс- форматора тока	Класс точности транс- форматора напряжения	Значение cosφ	Ток нагрузки в % от но- минального	Составляющие погрешности измерительного комплекса																	Относитель- ная погрешность ИК	Требова- ния АО "АТС"	Соответст- вие требо- ваниям АО "АТС"					
							ТТ		ТН		d <sub>q</sub> , %		d <sub>л</sub> , %	Счетчик		d <sub>си</sub> , %	Дополнительные погрешности счетчика										dC синхр , %				
							d, %	θ <sub>j</sub> , мин	d, %	θ <sub>j</sub> , мин				dс.о., %			d <sub>ст</sub> , %		d <sub>сф</sub> , %		d <sub>см</sub> , %										
											акт.	ре- акт.		акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	реакт.					акт.	акт.		
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29				
18,21,24,27,30,33,36,39, 42,45,48	0,5S	1	0,5S	0,2	0,5	1	1,5	90	0,2	10	4,55	1,52	0,25	не нормируется																	
						5	0,75	45	0,2	10	2,32	0,77	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	3,12	3,44	5,50	да				
						20	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	5,50	да				
						100	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	3,00	да				
						120	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	3,00	да				
					0,8	1	1,5	90	0,2	10	1,97	3,50	0,25	не нормируется																	
						5	0,75	45	0,2	10	1,00	1,78	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,12	3,86	5,50	да				
						20	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	5,50	да				
						100	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	3,00	да				
						120	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	3,00	да				
					1	1	1,5	90	0,2	10	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	2,29	-	-	да				
						5	0,75	45	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,55	-	2,90	да				
						20	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	2,90	да				
						100	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да				
						120	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да				
19,22,25,28,31,34,37,40, 43,46,49	0,2S	1	0,2S	0,5	0,5	1	0,75	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	не нормируется																	
						5	0,35	15	0,5	20	1,26	0,42	0,25	0,5	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,00	3,32	5,50	да				
						20	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,88	3,06	5,50	да				
						100	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,88	3,06	3,00	да				
						120	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,88	3,06	3,00	да				
					0,8	1	0,75	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	не нормируется																	
						5	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,25	0,5	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,56	3,46	5,50	да				
						20	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,51	3,18	5,50	да				
						100	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,51	3,18	3,00	да				
						120	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,3	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,51	3,18	3,00	да				
					1	1	0,75	30	0,5	20	0,00	-	0,25	0,4	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	1,57	-	-	да				
						5	0,35	15	0,5	20	0,00	-	0,25	0,2	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,37	-	2,90	да				
						20	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,2	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,34	-	2,90	да				
						100	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,2	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,34	-	1,70	да				
						120	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,2	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,34	-	1,70	да				
20,23,26,29,32,35,38,41, 44,47,50	0,5S	1	0,2S	0,5	0,5	1	0,75	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	не нормируется																	
						5	0,35	15	0,5	20	1,26	0,42	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,21	3,32	5,50	да				
						20	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	5,50	да				
						100	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да				
						120	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да				
					0,8	1	0,75	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	не нормируется																	
						5	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,83	3,46	5,50	да				

Взам. инв. №

Подп. и дата







Инв. № подл.

						20	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	5,50	да
						100	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да
						120	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да
					1	1	0,75	30	0,5	20	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	1,87	-	-	да
						5	0,35	15	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,46	-	2,90	да
						20	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	2,90	да
						100	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да
						120	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да

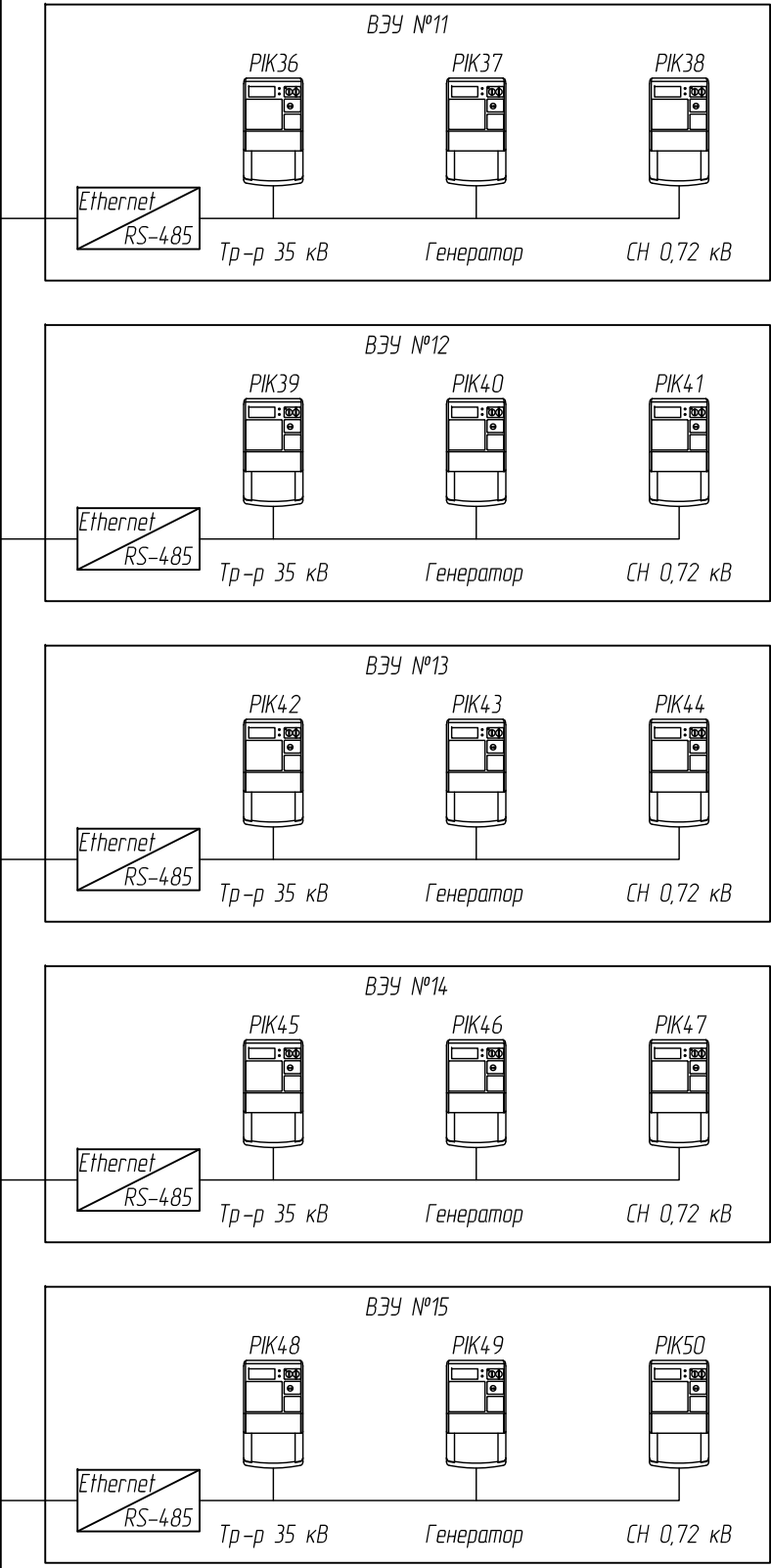
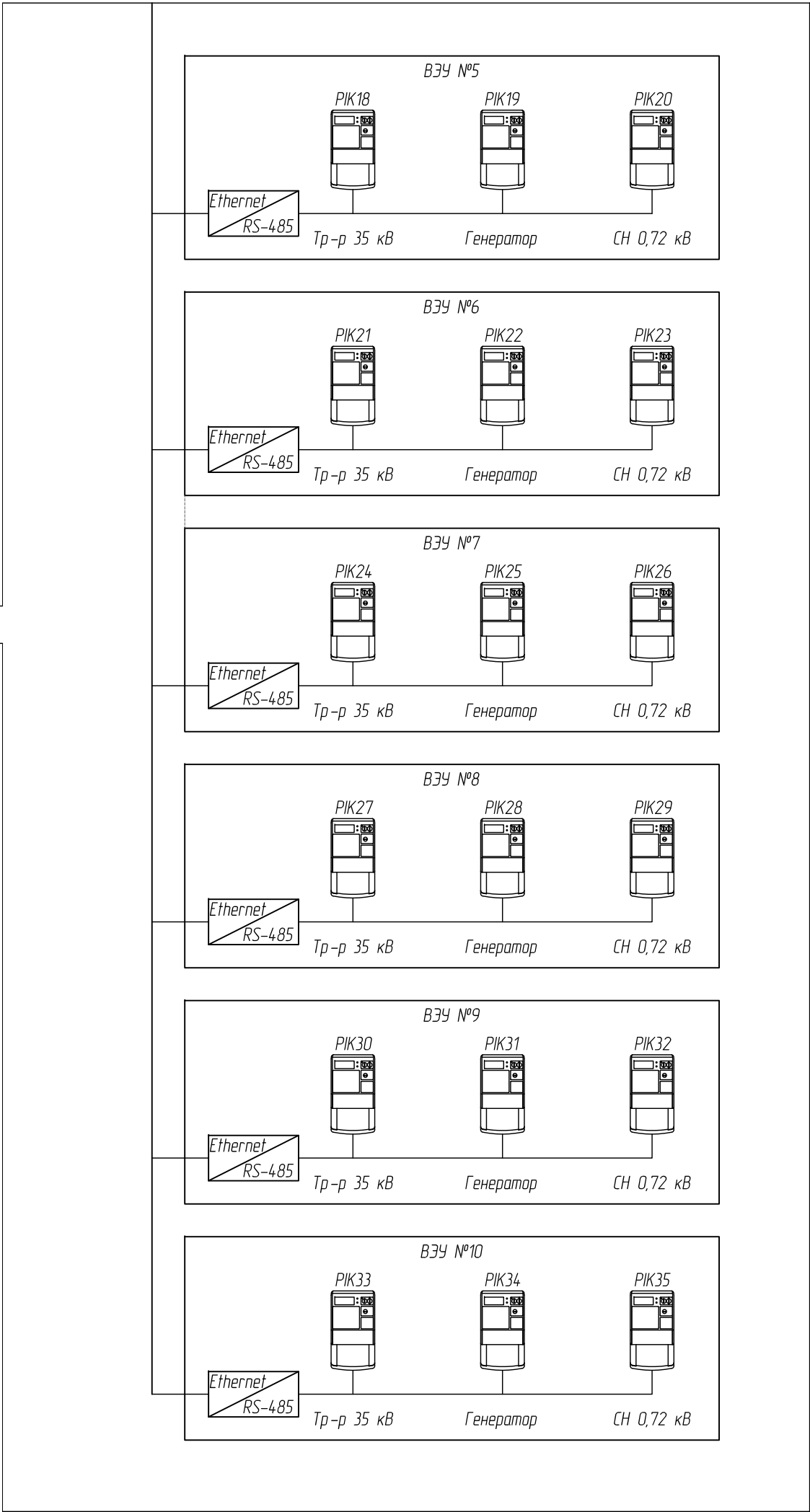
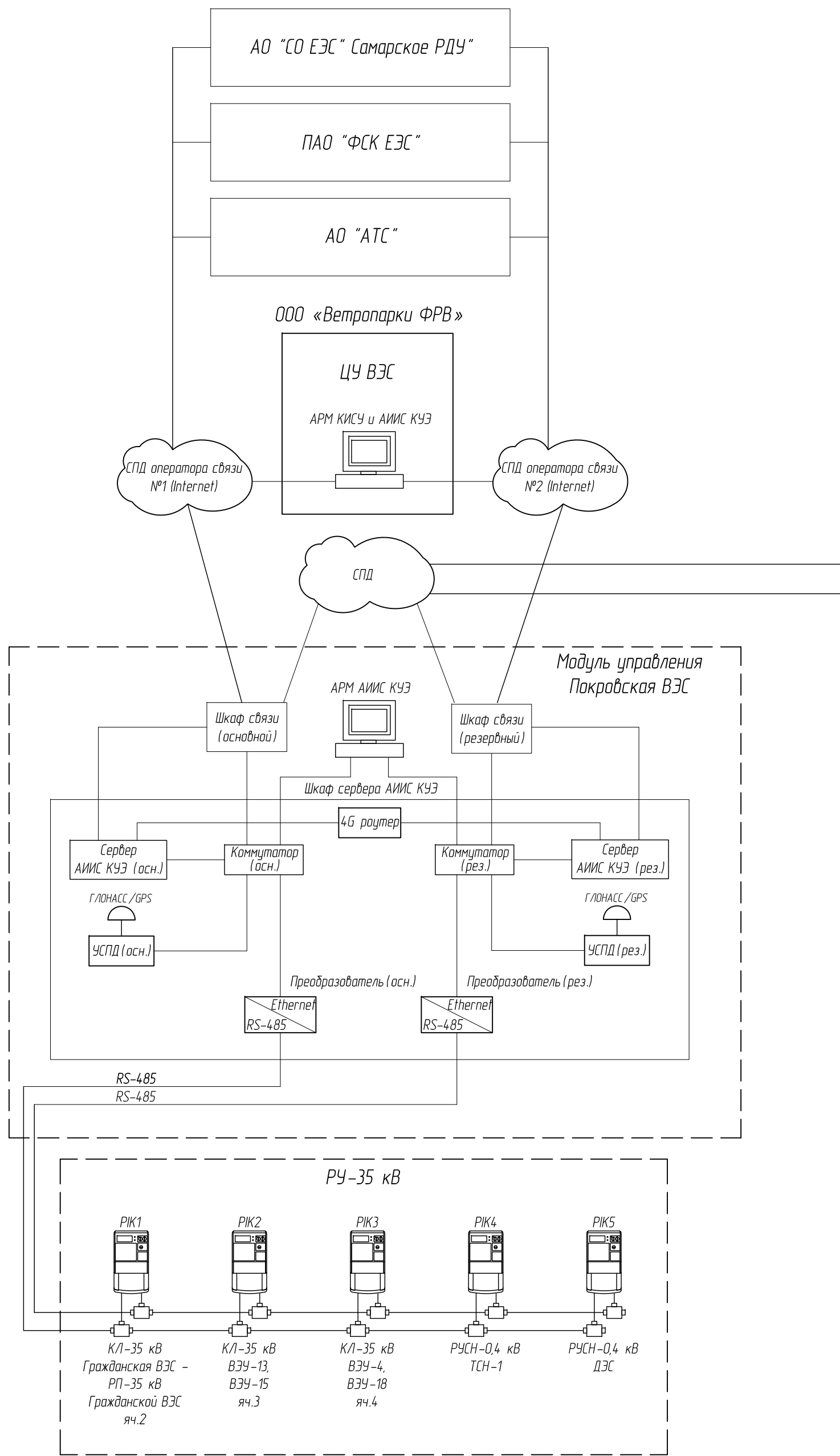
Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

## Перечень чертежей





Обозначение	Наименование	Прим.
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ГЧ01	Структурная схема комплекса технических средств	
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ГЧ02	Схема принципиальная электрическая	
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4.СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	

Взам. инв. №		Подп. и дата							
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛОЗ.4-ГЧ		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<div>«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЗУ №№ 5-15. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии Графическая часть</div>		
	ГИП		Бондарчук			19.02.21			
	Н.контр.		Пирогова			19.02.21			
	Нач. отд.								
Пров.		Ковжун			19.02.21				
Разраб.		Клепец			19.02.21				
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	
							 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management		

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инд. № подл.					

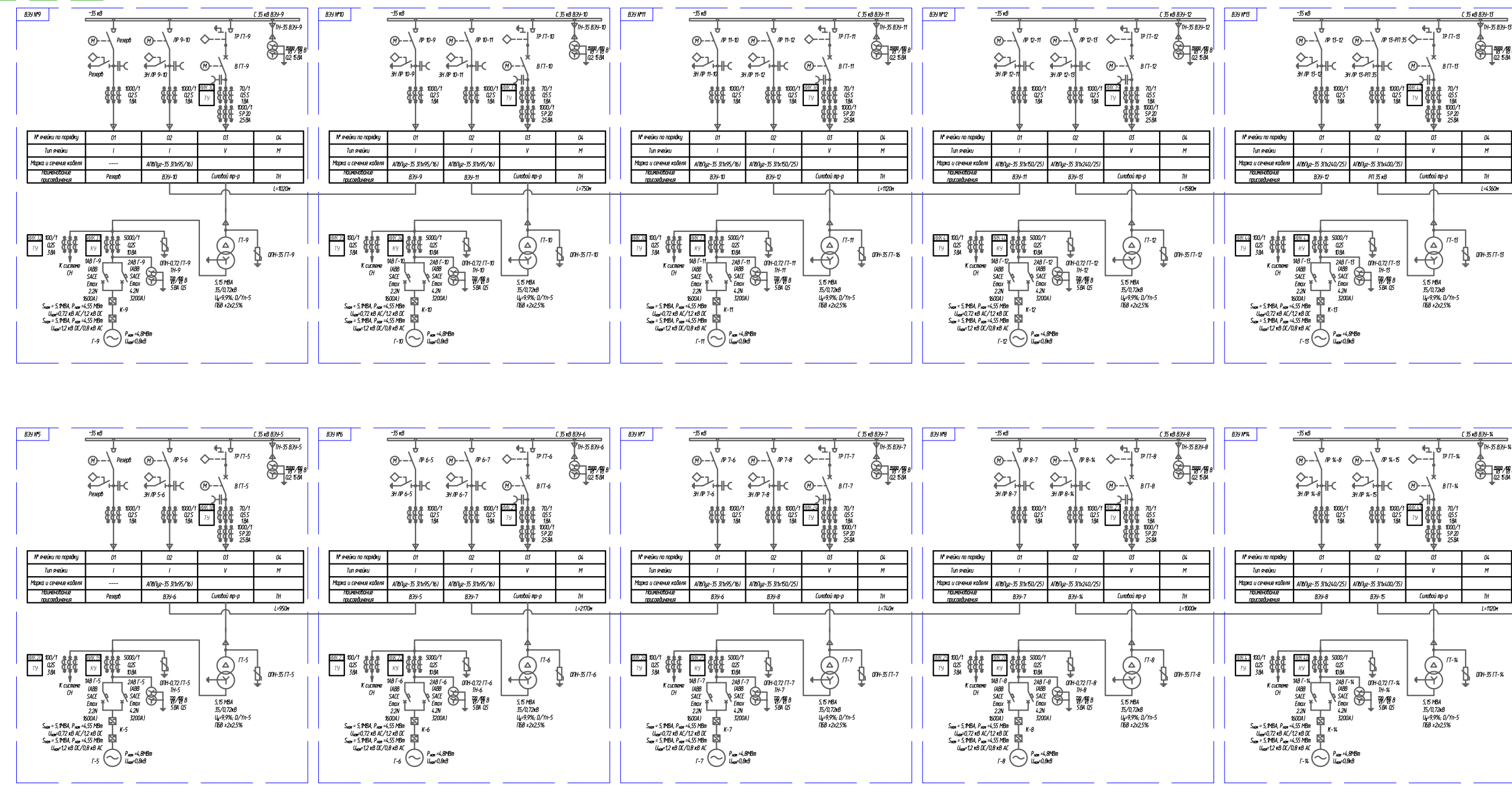


Примечание – оборудование для ЦУ ВЭС предусмотрено в рамках отдельного титула.

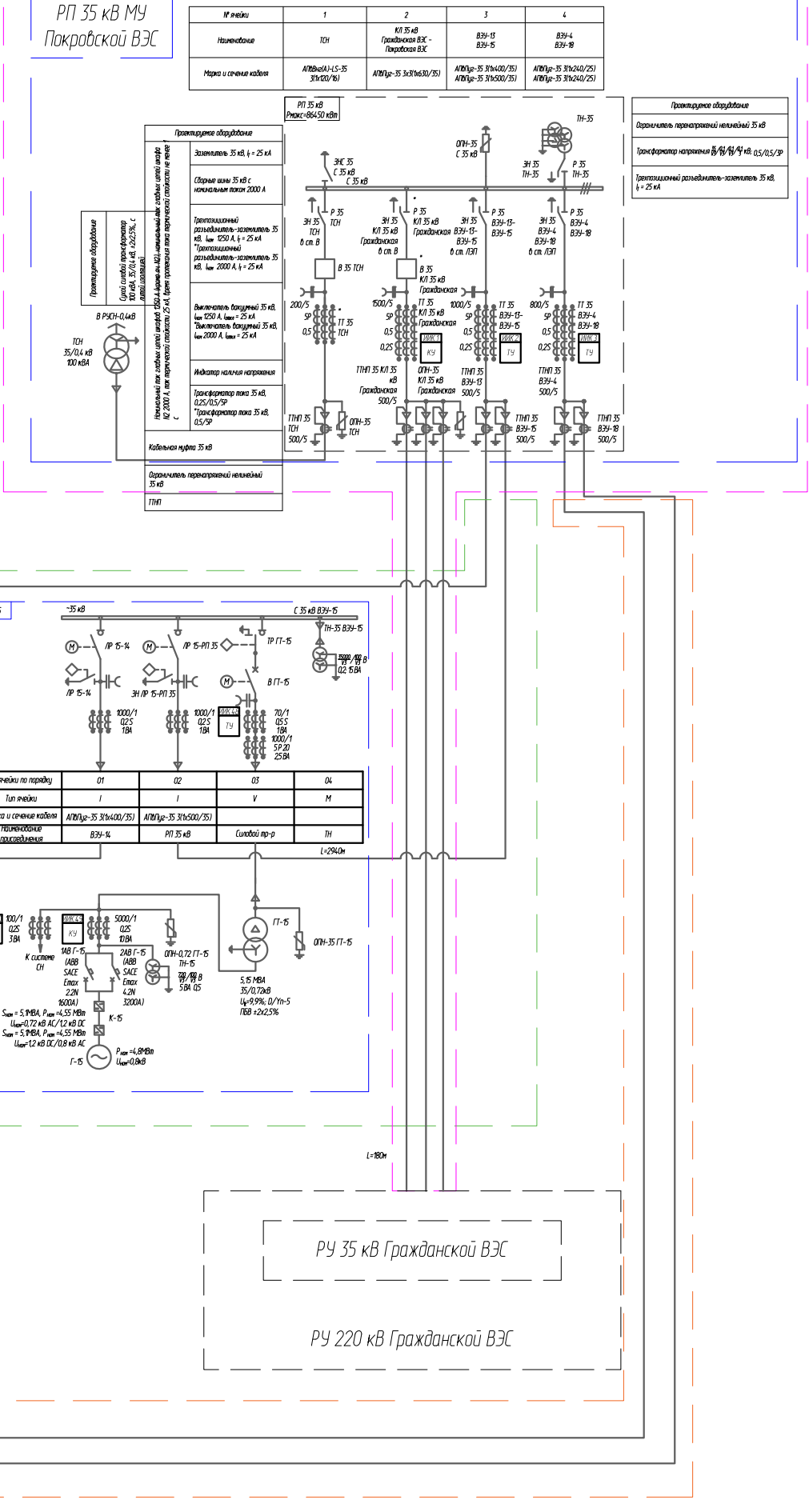
						ВЭС 000107.356.2.13-И/О 3.4-ГЧ01			
						ООО «Девятый ветропарк ФРВ»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Третий этап строительства.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Клепец			19.02.21		П	1	
Проверил		Лушников			19.02.21				
Нач.отд.									
Н. контр.									
Утв.		Пирогова			19.02.21	Структурная схема комплекса технических средств АИИС КУЭ	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП		Бондарчук			19.02.21				



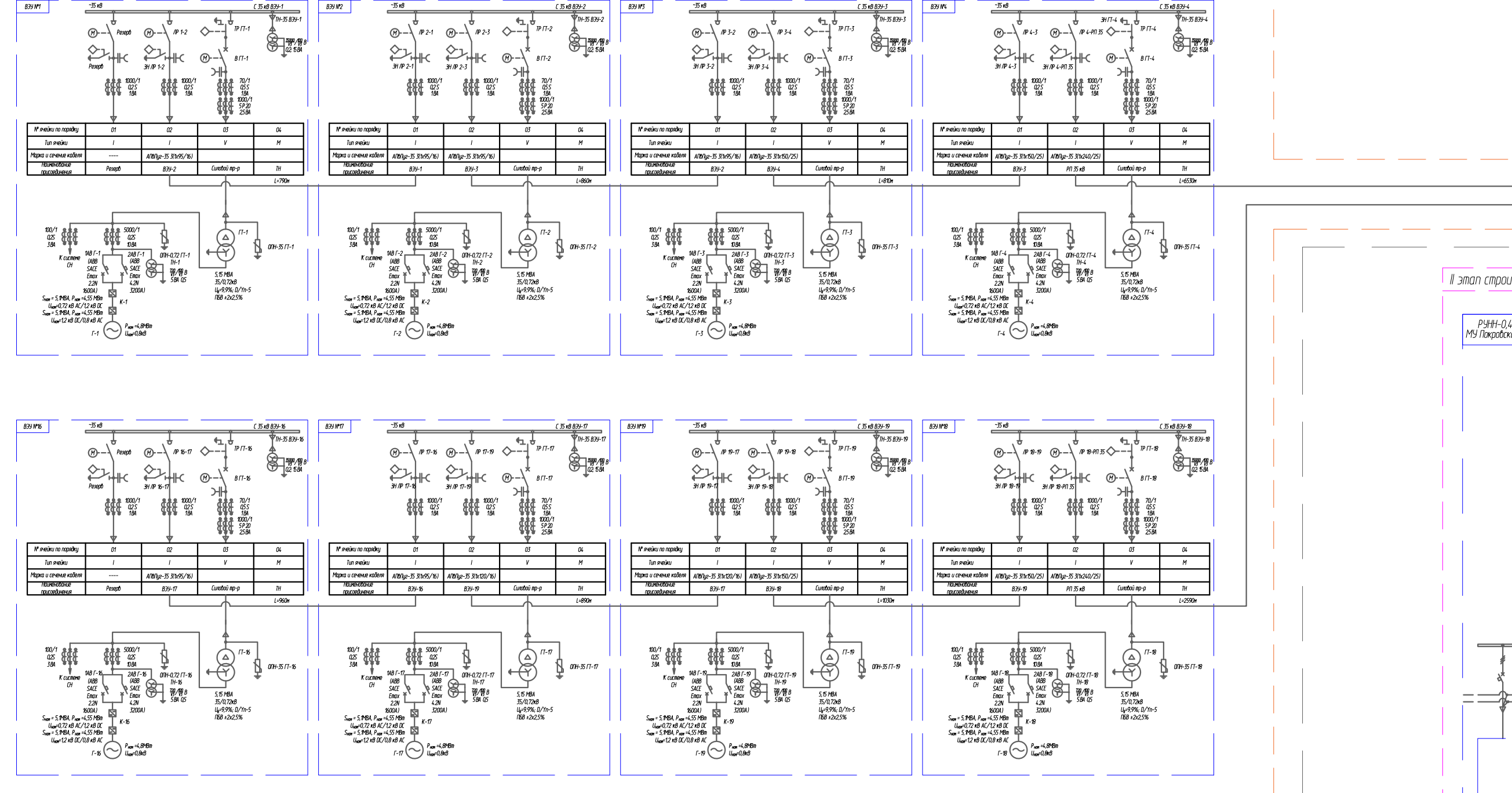
Покровская ВЭС  
III этап строительства код ГТН GVE0648 (50,05 МВт)



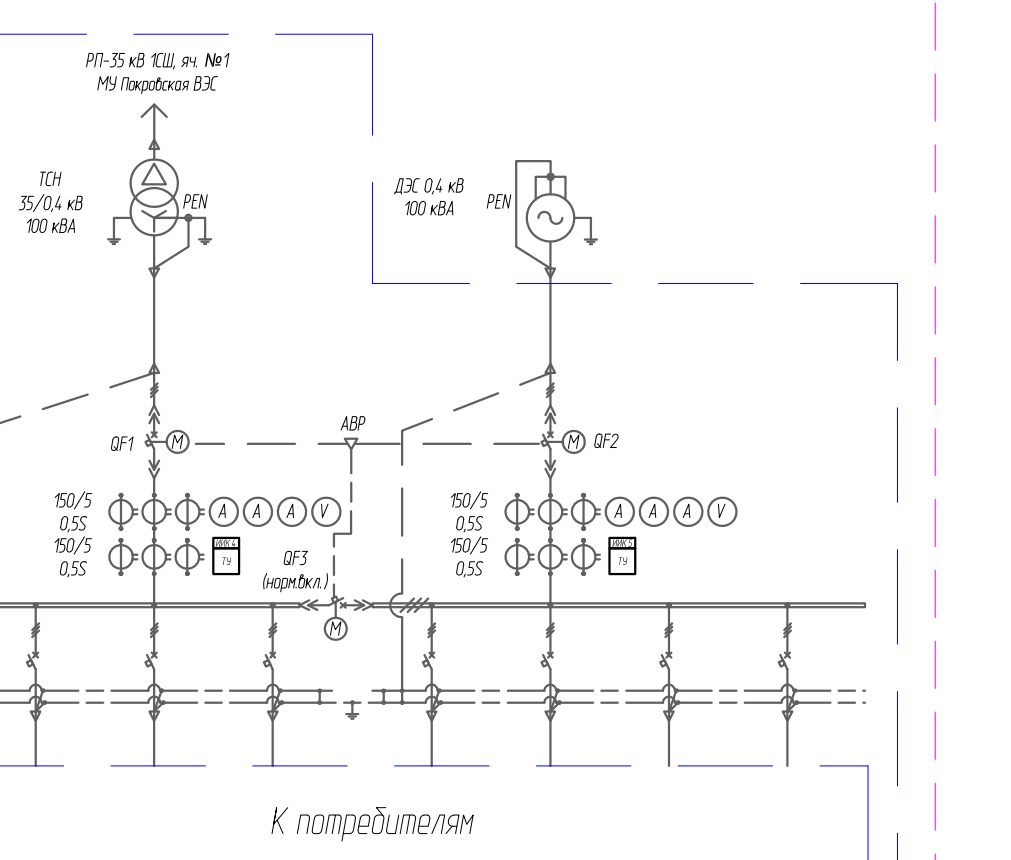
II этап строительства  
РП 35 кВ МУ  
Покровской ВЭС



IV этап строительства код ГТН GVE0652 (36,4 МВт)







II этап строительства  
Схема организации СН-0,4 кВ МУ Покровская ВЭС



Значения максимальных рабочих токов	
Участок КЛ	Максимальный рабочий ток участка, А
ВЭУ №9	76,72
ВЭУ №10	63,44
ВЭУ №11	230,16
ВЭУ №12	306,88
ВЭУ №13	383,60
ВЭУ №5	76,72
ВЭУ №6	63,44
ВЭУ №7	230,16
ВЭУ №8	306,88
ВЭУ №4	383,60
ВЭУ №15	460,32
ВЭУ №1	76,72
ВЭУ №2	63,44
ВЭУ №3	230,16
ВЭУ №14	306,88
ВЭУ №16	76,72
ВЭУ №17	63,44
ВЭУ №18	230,16
ВЭУ №19	306,88
ВЭУ №8	306,88
РП-35 кВ СН МУ Покровская ВЭС - Р4-35 кВ Р4-220 кВ Гражданской ВЭС	1457,68

Значения токов КЗ	
Наименование точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$
ВЭУ №9	11,60
ВЭУ №10	12,42
ВЭУ №11	13,10
ВЭУ №12	13,95
ВЭУ №13	15,00
ВЭУ №5	11,22
ВЭУ №6	11,94
ВЭУ №7	13,99
ВЭУ №8	14,60
ВЭУ №4	15,31
ВЭУ №15	16,04
ВЭУ №1	11,23
ВЭУ №2	11,81
ВЭУ №3	12,51
ВЭУ №14	13,09
ВЭУ №16	12,79
ВЭУ №17	13,83
ВЭУ №18	14,75
ВЭУ №19	15,79
РП-35 кВ СН МУ Покровская ВЭС	18,22

Условные обозначения:  
- 2 этап строительства;  
- 3 этап строительства;  
- 4 этап строительства.

						ВЭС 000107.356.2.13-ИЛО 3.4-ГЧ02			
						ООО «Десятый ветропарк ФРВ»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутрилиповодные автомобильные дороги. Третий этап строительства.	Стация	Лист	Листов
Разраб.		Клевец			19.02.21		П	1	
Проверил		Лушников			19.02.21				
Нач. отд.									
Н. контр.									
Утв.		Пирогова			19.02.21	Схема принципиальная электрическая	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП		Бондарчук			19.02.21				

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Коли-чество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Оборудование и материалы							
1	Счетчик ээ с платой доп. питания. кл.точн. 0,2S, 1А, 3х57,7/100, 3х220/380, 2хRS-485				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
2	Счетчик ээ с платой доп. питания. кл.точн. 0,5S, 1А, 3х57,7/100, 3х220/380, 2хRS-485				шт.	22		Комплектно со шкафом связи
3	Догрузочный резистор для цепей напряжения 100/√3В-(3х5)ВА				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
4	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х3)ВА				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
5	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х2)ВА				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
6	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х0,5)ВА				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
7	Преобразователь последовательных интерфейсов RS-485/Eth				шт.	11		Комплектно со шкафом связи
	Кабельная продукция							
	Кабель контрольный	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5			м	880	0,289	
	Провод монтажный	ПВ 1х2,5			м	660	0,03	Комплектно со шкафом связи

						ВЭС 000107.356.2.1.3–ИЛО 3.4. СО			
						ООО «Девятый ветропарк ФРВ»			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Клепец			19.02.21	Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Третий этап строительства.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лушников			19.02.21		П	1	
Нач.отд.									
Н.контр.						Спецификация оборудования, изделий и материалов	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Утв.		Пирогова			19.02.21				
ГИП		Бондарчук			19.02.21				