



**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 4. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 1-4, 16-19 (код ГТП генерации  
GVIE0652) максимальной мощностью 36,4 МВт.

Проектная документация

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

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛО3.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»

«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные  
автомобильные дороги»

Этап 4. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 1-4, 16-19 (код ГТП генерации  
GVIE0652) максимальной мощностью 36,4 МВт.

Проектная документация

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

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор




Лушников А.А.

Главный инженер проекта

Бондарчук А.Н.

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-С	Содержание тома	2
ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-СГИ	Справка главного инженера проекта	3
ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-ПЗ	Пояснительная записка	4
ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3.01	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС Покровской ВЭС	39
ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3.02	Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей	40

Взам. инв. №	Подп. и дата								
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-С		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
	Разраб.	Соловьева				19.02.21	«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Четвертый этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Содержание тома		
	Проверил	Гайдуков				19.02.21			
	Нач. отд.								
Н. контр.	Пирогова				19.02.21				
ГИП	Бондарчук				19.02.21				
	Стадия	Лист	Листов						
	П		1						
							 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management		






## Справка главного инженера проекта

В настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с проектом планировки территории, проектом межевания территории, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий и с действующими на дату выпуска проекта нормами и правилами, включая правила пожарной безопасности.

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.






Главный инженер проекта

А.Н. Бондарчук

Взам. инв. №	Подп. и дата									
Изм. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-СГИ			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				
	Разраб.	Соловьева				19.02.21	«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Четвертый этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий.  Справка главного инженера проекта	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Гайдуков				19.02.21		П		1
	Нач. отд.							 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management		
Н. контр.	Пирогова				19.02.21					
ГИП	Бондарчук				19.02.21					

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Исходные данные и положения	5
2 Основные принципы выполнения комплексов РЗА	6
3 Основные технические требования к оборудованию РЗА	8
3.1 Основные технические требования к комплектам РЗА	8
3.2 Требования к терминалам РЗА	8
3.3 Требования к шкафам для установки микропроцессорных устройств	12
3.4 Требования к помехозащищенности, безопасности и экологии изделий РЗА	13
3.5 Требования к надежности и живучести системы РЗА	14
3.6 Требования к условиям эксплуатации устройств РЗА	15
4. Общие сведения о проектируемом объекте	16
5 Технические решения по выполнению РЗА Покровской ВЭС	20
5.1 РЗА РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС	20
5.2 РЗА ВЭУ	20
5.3 Противоаварийная автоматика	27
5.4 Независимая регистрация аварийных событий	27
5.5 Общее первичное регулирование частоты	28
5.6 Расчет по определению параметров трансформаторов тока	31
6. Расчет уставок РЗА	35
7. Список литературы	36

Взам. инв. №		Подп. и дата											
Инв. № подл.										ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ			
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				
				Разраб.		Соловьева			19.02.21	«Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Четвертый этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Пояснительная записка			
				Проверил		Гайдуков			19.02.21				
Нач. отд.													
Н. контр.				Пирогова				19.02.21					
ГИП				Бондарчук				19.02.21					
									Стадия	Лист	Листов		
									П	1	35		
									 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management				

## 1. Исходные данные и положения

Проектная документация «Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» выполнена на основании следующих документов:

- Договор подряда на выполнение проектно-изыскательских работ № 244/2020-ВФРВ от 22.12.2020 г.;
- Техническое задание на выполнение проектно-изыскательских работ по Объекту «Покровская ВЭС» в Самарской области.
- Задание на проектирование на разработку проекта «Покровская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

В данном томе выполнено:

- определение необходимого типа и количества устройств РЗА с максимально возможным использованием всех функций микропроцессорных устройств;
- технические решения по выполнению системы регистрации аварийных процессов ВЭС;
- ориентировочный расчет параметров срабатывания для выбранных микропроцессорных устройств РЗА;
- ориентировочные расчеты требуемых номинальных мощностей вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения.

При новом строительстве предусматривается установка современного электрооборудования, а также выполнение комплексов РЗА на современной микропроцессорной технике.

При установке МП устройств должны быть неукоснительно выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости помехозащищенности.

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ		Лист
											2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 2. Основные принципы выполнения комплексов РЗА.

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается использование комплекса микропроцессорных устройств релейной защиты Покровской ВЭС.

Использование МП техники в устройствах РЗА дает существенные преимущества:

- возможность осуществления в одном устройстве как функции РЗА, так и ряда вспомогательных функций – регистрации процессов (осциллографирование);
- реализация новых принципов действия, а также улучшенных характеристик при использовании традиционных принципов действия;
- удобство при наладке и эксплуатации, значительное сокращение сроков вывода на проверку;
- наличие систем самодиагностики, функционального или тестового контроля;
- разнообразные интерфейсы связи «человек-машина» приближают микропроцессорные устройства к пользователю и позволяют интегрировать МП устройства РЗА в АСУ ТП;
- малые массогабаритные показатели;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям постоянного и переменного тока, переменного напряжения.

Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте, будут иметь двойное назначение: как устройства автономной системы РЗА (в этом качестве они являются элементами технологического объекта управления), и как компоненты нижнего программно-технического уровня АСУ ТП, использующиеся в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							3

Принятые решения основываются на состоянии рынка микропроцессорной техники РЗА на момент разработки проекта. Возможно появление устройств других фирм-производителей или выпуск новых устройств РЗА. Принятые решения могут претерпеть некоторые изменения при выполнении рабочей документации.

Устройства РЗА, построенные на микропроцессорной элементной базе, по сравнению с устройствами на электромеханической элементной базе, более подвержены влиянию электромагнитных помех. В связи с этим, на всех энергообъектах перед установкой МП терминалов необходимо обеспечивать выполнение требований по электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств. Для этого необходимо оценить предполагаемый уровень помех на объектах проектирования. В случае, если их величина превышает предельно допустимые значения для того или иного МП устройства, наметить комплекс мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств.

В данном проекте приводятся основные технические требования к устройствам РЗА, необходимые для реализации проектных решений.

Для установки могут рекомендоваться микропроцессорные терминалы как зарубежных, так и отечественных производителей. К числу таковых относятся: ЭКРА, Релематика, Механотроника, Радиус-Автоматика, Siemens, ABB.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ				4



### 3. Основные технические требования к комплектам РЗА

#### 3.1. Общие технические требования к оборудованию РЗА

Технические средства РЗА должны удовлетворять ПУЭ, ПТЭЭП, правилам по сертификации «Система сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации оборудования» Госстандарт России, Москва, 1999 г., а также требованиям следующих стандартов МЭК и ГОСТ:

- ГОСТ IEC 60255-5-2014 в части уровня изоляции;
- ГОСТ Р 51317.4.2-2010, ГОСТ 51317.4.3-99, ГОСТ Р 51317.4.4-2000, ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4.12-99, ГОСТ Р 51317.4.16-2000, ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93), ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93), РД 34.35.310-97 в части помехоустойчивости;
- ГОСТ 17516.1-90 в части сейсмостойкости.

Гарантия на поставляемое оборудование должна распространяться не менее чем на 24 месяца. Время начала исчисления гарантийного срока отсчитывается с момента поставки устройств РЗА заказчику.

Поставщик должен бесплатно устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, выявленные в период гарантийного срока. Должны быть оговорены условия поставщика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

#### 3.2. Требования к терминалам РЗА

Микропроцессорные терминалы РЗА должны удовлетворять «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-97, в том числе:

- цепи переменного тока терминалов:
- номинальный ток  $I_{ном} = 5A$ ;
- ток термической стойкости  $2 \times I_{ном}$  (длительно);
- ток односекундной стойкости  $100 \times I_{ном}$ ;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- рабочий диапазон  $(0,1-30) \times I_{\text{НОМ}}$ .

Терминалы должны правильно работать при токах КЗ в зоне с периодической составляющей до  $30I_{\text{НОМ}}$  при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

- цепи переменного напряжения терминалов:

- линейное номинальное напряжения  $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$ ;
- напряжение термической стойкости  $1,5 \times U_{\text{НОМ}}$  (длительно);
- напряжение односекундной стойкости  $2,5 \times U_{\text{НОМ}}$ ;
- напряжение термической стойкости цепей  $(3U_0) 1,5 \times U_{\text{НОМ}}$ ;
- напряжение односекундной стойкости цепей  $(3U_0) 2,5 \times U_{\text{НОМ}}$ ;
- рабочий диапазон напряжений  $(0,0001 - 1,5) \times U_{\text{НОМ}}$ .

- рабочая частота терминалов:

- номинальная частота  $f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$ ;
- рабочий диапазон частот 45-55 Гц.

- напряжение оперативного постоянного тока терминалов:

- номинальное напряжение  $U_{\text{П.НОМ}} = 220 \text{ В}$ ;
- рабочий диапазон напряжений  $(0,8 - 1,1) \times U_{\text{П.НОМ}}$ ;
- потребление при  $U_{\text{П.НОМ}}$  в номинальном режиме  $P_n < 20 \text{ Вт}$ ;
- потребление при наличии КЗ в сети  $< 2 \times P_n$ ;
- пульсация в напряжении постоянного тока не более 12% от среднего значения.

Исчезновение или снижение, ниже установленного уровня, напряжения оперативного постоянного тока на время, не превышающее 0,5 с, не должно нарушать нормального функционирования терминалов РЗА.

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

Бинарные входы терминалов должны иметь следующие характеристики:

- постоянное номинальное напряжение каждого входа  $U_{\text{ВХ.НОМ}} = 220 \text{ В}$ ;
- рабочий диапазон напряжений каждого входа  $(0,8-1,1) U_{\text{ВХ.НОМ}}$ ;

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

6

- ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих им контактов, для чего первоначальной импульс тока входа должен быть  $I_{вх.имп} \geq 50$  мА, затем допустимо его затухание;

- напряжение «срабатывания» входа должно быть в диапазоне 160-170 В, а коэффициент возврата  $k_v \geq 0,95$ ;

- входы не должны иметь гальванической связи с элементами, расположенными внутри терминала.

Должно обеспечиваться правильное и надежное функционирование дискретных входов при работе устройств контроля выявления автоматического и автоматизированного поиска «земли», при появлении замыкания на землю на любом полюсе источника оперативного постоянного тока.

Выходы терминалов должны:

- быть контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала;

- содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты;

- коммутировать напряжение постоянного тока до 250 В.

Терминалы РЗА должны соответствовать схемам вторичной коммутации КРУ-35 кВ в части количества дискретных входов/выходов, способностью выходных контактов коммутировать цепи включения/отключения выключателей в КРУ.

Терминалы должны предусматривать:

- программируемую логику, позволяющую осуществлять связь как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля;

- возможность синхронизации от внешнего источника точного времени;

- порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ

Лист

7

- возможность осуществлять определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании терминала;
- стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-104 или МЭК 61850), при этом должна, безусловно, обеспечиваться интеграция системы РЗА в АСУТП, поставляемую другой фирмой-производителем;
- выгрузку файлов данных регистрации аварийных процессов (осциллограмм) на сетевые ресурсы в формате COMTRADE;
- аппаратно-программный контроль и диагностику;
- русифицированный интерфейс;
- функцию определения места повреждения.

Должна обеспечиваться возможность запрета удаленного изменения уставок и параметров терминала. Выбор уставок и их установка, в том числе возможность установки всех регулируемых параметров (групп уставок) по дискретным входным сигналам, должны обеспечиваться посредством местного доступа через встроенный интерфейс или подключение специального персонального компьютера со специализированным программным обеспечением с запросом пароля и фиксацией в журнале событий.

Терминалы должны удовлетворять ГОСТ 14255-69, РД 34.35.310-97, нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости, а также выдерживать испытания в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000). Степень жесткости не ниже третьей.

Взаимодействие между устройствами РЗА должно выполняться по возможности с использованием локальной вычислительной сети подстанции. Применение кабелей вторичной коммутации должно быть минимизировано.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение, необходимое для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации и осциллографирование различных сигналов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам. инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							8

- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их работы и взаимодействия внутри терминала;
- методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, разработанную производителем устройств РЗА, в том числе включающую бланк уставок, содержащий перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных производителем устройства РЗА, и условия выбора каждого параметра настройки (уставки) и алгоритма функционирования устройства РЗА;
- типовые примеры выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА;
- требования производителя устройства РЗА к измерительным трансформаторам;
- необходимые испытательные устройства и ЗИП;
- документация с достоверными данными о количестве выпущенных терминалов каждого типа, мест их установки (страна, напряжение защищаемой сети) и опыте эксплуатации.

### 3.3. Требования к шкафам для установки микропроцессорных устройств

Микропроцессорные устройства должны размещаться в унифицированных шкафах двустороннего обслуживания. При наличии на лицевой панели микропроцессорных устройств светодиодных сигнальных индикаторов, дверь шкафа должна быть прозрачной. Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимально необходимым и достаточным. Задняя дверь шкафа должна быть на съемных петлях с углом поворота 180°.

В выходных и входных цепях микропроцессорных устройств должны иметься переключатели или испытательные блоки (разъемы) для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЗС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №	Лист
							Подп. и дата	9
							Инв. № подл	

Для предупреждения ошибочных действий персонала при опробовании выходных цепи на отключение разных коммутационных аппаратов или элементов электрической сети должны быть разделены. Разделение необходимо проводить специальными изделиями с нанесением наименования отключаемого присоединения, а при отсутствии технической возможности применять свободные клеммы.

Должна быть предусмотрена одна общая сигнальная лампа «Неисправность шкафа». В исключительных случаях допускается использование промежуточных реле для ввода дискретных сигналов и вывода команд управления. Количество промежуточных реле должно быть минимизировано.

Для заземления корпусов микропроцессорных устройств, экранов кабелей и других устройств внутри шкафа предусмотреть специальную медную шину.

Должно быть предусмотрено наличие специальных зажимов для контрольных кабелей, обеспечивающих заземление их экранов.

Фирмы поставщики оборудования должны иметь в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств.

Размеры типовых шкафов должны быть 2200×800×600 мм (высота×ширина×глубина).

### 3.4. Требования к помехозащищенности, безопасности и экологии изделий РЗА

Микропроцессорные терминалы РЗА должны отвечать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97.

Конструкция изделий РЗА должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12 2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 26.205-88, «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							10

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



- средняя наработка на отказ каждого канала по функциям РЗА не менее 120000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности РЗА по любой из выполняемых функций – не более 2 часа;
- система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения питания в пределах +10 и -20% от номинального.

### 3.6. Требования к условиям эксплуатации устройств РЗА

Во всех помещениях, в которых размещаются устройства РЗА, предусматривается оборудование для контроля и обеспечения санкционированного доступа. Помещения должны быть оборудованы контурами заземления (PEN и PE).

Устанавливаемые в указанных помещениях устройства РЗА должны иметь допустимые нормы по температуре и влажности воздуха, составляющие в соответствии с РД 34.35.310-97:

- по температуре воздуха – от +1 до +45°C для отапливаемых помещений и от -10 до +50°C для нерегулярно отапливаемых помещений;
- по влажности воздуха – верхнее значение 80% при +25°C для отапливаемых помещений и 98% при +25°C для нерегулярно отапливаемых помещений.

Исполнение устройств РЗА должно исключать требования к наличию принудительной вентиляции при их установке в шкафах РД 153-34.0-35.617-2001, ГОСТ 26.205-88, ПУЭ.

Поставщик должен предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП), необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта системы РЗА.

Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтпригодности системы РЗА в течение гарантийного срока эксплуатации.

В состав принадлежностей должны входить специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта программно-технических средств системы РЗА.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №
							Подп и дата
							Инв. № подл
							Лист
							12



Требования к упаковке, маркировке, временной антикоррозионной защите, транспортированию, условиям и срокам хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 15150-69, ГОСТ 23216-78, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 18620-86. Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ	Лист
										13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

#### 4. Общие сведения о проектируемом объекте

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

На объекте устанавливается 19 ветроэнергетических установки (далее ВЭУ) типа V126-4,55 MW производства Vestas (Дания) с выходной (максимальной) мощностью 4,55 МВт.

Выдача мощности Покровской ВЭС в сеть будет осуществляться по кабельной линии 35 кВ через РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС (см. том ВЭС000107.356.1.5-ИЛО4.2.1). Для подключения Покровской ВЭС в РУ-35 кВ Гражданской ВЭС выделяются одна линейная ячейка мощностью 86,45 МВт.

Четвертым этапом строительства Покровской ВЭС предусматривается установка ВЭУ №№ 1-4 и 16-19 с выдачей мощности в электрическую сеть до 36,4 МВт.

ВЭУ поставляются комплектно с асинхронными генераторами мощностью 4,8 МВт ( $\cos\varphi=0,8$ ), выпрямителями мощностью 5,1 МВА, инверторами мощностью 5,1 МВА, силовыми трансформаторами 35/0,72 кВ мощностью 5,15 МВА, оборудованием собственных нужд ВЭУ и комплектным распределительным устройством с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 35 кВ.

В качестве генератора используется трехфазный асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором, подключенный к электросети через полнофункциональный преобразователь. Корпус генератора обеспечивает возможность циркуляции охлаждающего воздуха внутри статора и ротора. Передача тепла от воздуха к воде осуществляется во внешнем теплообменнике.

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛО3.3-ПЗ						Лист
									14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 1 – Характеристики генератора

Тип	Асинхронный, с короткозамкнутым ротором
Номинальная мощность ( $P_N$ )	4800 кВт
Частота ( $f_N$ )	0–100 Гц
Напряжение, статор ( $U_{NS}$ )	3 x 800 В (при номинальной частоте вращения)
Количество полюсов	6
Тип обмотки	Каркас с пропиткой в вакууме под давлением
Соединение обмотки	Треугольник
Номинальная частота вращения	1450–1550 об/мин
Ограничение превышения допустимой частоты вращения по стандарту IEC (2 минуты)	2400 об/мин
Подшипник генератора	Гибридный/керамический
Датчики температуры статора	Три датчика PT100, расположенные в участках перегрева, а также три резервных датчика
Датчики температуры подшипников	По одному на каждый подшипник
Класс изоляции	H
Корпус	IP54

Преобразователь представляет собой полнофункциональную систему преобразования, которая управляет генератором и контролирует качество электроэнергии, поступающей в сеть. Преобразователь состоит из трех преобразовательных блоков со стороны машины и трех преобразовательных блоков со стороны линии, работающих параллельно с общим контроллером.

Преобразователь контролирует преобразование тока переменной частоты, поступающего от генератора, в переменный ток постоянной частоты с требуемым для подключения к сети уровнем мощности (и другими параметрами подключения к сети).

Преобразователь расположен в гондоле, и его номинальное сетевое напряжение равно 720 В. Номинальное напряжение на стороне генератора достигает 800 В, в зависимости от частоты вращения вала генератора.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ

Лист

15



тельно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49-51 Гц, включая верхнюю границу диапазона изменения частоты; кратковременно – при изменении частоты электрического тока в следующих диапазонах значений (включая верхнюю границу указанных диапазонов изменения частоты):

- 55-51 Гц – продолжительность работы 100 мс;
- 49-48 Гц – продолжительность работы 5 минут;
- 48-47 Гц – продолжительность работы 60 секунд;
- 47-46 Гц – продолжительность работы 1 секунда;
- 46 Гц – продолжительность работы 1 секунда.

Ид. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подп.	Дата		



ключением выключателя преобразователя, установленных параллельно и выполняющие функции:

- защита от перегрузки по току с обратно зависимой выдержкой времени;
- защита с независимой выдержкой времени от перегрузки по току преобразователя (генератора) и от токов короткого замыкания в цепи преобразователя;
- защита с независимой выдержкой времени от токов короткого замыкания в цепи преобразователя.

Подключение трансформатора напряжения 35 кВ к шинам КРУЭ 35 кВ выполняется при помощи кабельной вставки. Вероятность междуфазного КЗ в обмотках ТН 35 кВ маловероятной. Не существует типовых защит, которые бы защищали полноценно обмотки ТН с нормированной чувствительностью и быстрым действием. Как показал опыт эксплуатации, это не приводит к существенному снижению надежности (см. пп. 2.4.2, 2.4.4 РД 34.35.305 «Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей»). В случае возникновения КЗ в обмотках ТН 35 кВ есть 2 варианта развития: переход в междуфазное КЗ на вводе 35 кВ ТН или обрыв цепи КЗ внутри обмоток с прекращением КЗ. Отключение КЗ на вводе 35 кВ ТН 35 кВ осуществляется устройствами РЗА (ТО, МТЗ, ДЗ, ТЗОП, ТЗНП), установленными в РП 35 кВ на отходящих КЛ к ВЭУ (см. том ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3), исчезновение напряжения на любой из фаз ТН (в том числе и при обрыве в обмотках ТН) будет записано в журнал событий счетчика электроэнергии и передано на сервер АИИС КУЭ.

### 5.2.1. Контроллер системы управления конвертором

В контроллере системы управления конвертором реализованы следующие функции и защиты, действующие на отключение генератора и конвертера:

- защита от кратковременной потери напряжения, отключающая ВЭУ от сети в соответствии с настраиваемой характеристикой (см п.5.2.3);
- регулирование активной мощности, выдаваемой ВЭУ;
- регулирование частоты снижением выдаваемой ВЭУ мощности в линейной зависимости от частоты сети (при превышении частоты), зона нечувстви-

Ид. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-ПЗ		Лист
											19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			





- двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) с двумя выдержками времени с действием на отключение выключателя линии;

- защита от перегрузки трансформатора 35/0,72 кВ с действием на сигнал.

В устройствах РЗ также предусматривается функция осциллографирования.

Устройства РЗА Ormazabal функционируют в диапазоне частот 45-55 Гц с точностью не хуже 8%.

Обеспечивается возможность интеграции систем РЗА в АСУ и СОТИ АС-СО. Терминалы РЗА имеют стандартный интерфейс Ethernet (порт RJ45) и обеспечивают связь по стандартизированному протоколу IEC104.

Основные характеристики устройства РЗА и заводские уставки приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Заводские уставки РЗА ВЭУ

Обозначение	Описание	Величина	Ед.изм.
3I>	Срабатывание МТЗ с обратозависимой выдержкой времени	94	А
3I>>	Срабатывание МТЗ с независимой выдержкой времени	155	А
3I>>>	Срабатывание токовой отсечки	1000*	А
Io>	Срабатывание 2 ступени ТЗНП	25	А
Io>>	Срабатывание 1 ступени ТЗНП	100	А
	Тип кривой МТЗ	IEC Extremely Inverse	
k	Коэффициент времени	1	
t>>	Выдержка времени МТЗ	3	сек
t>>>	Выдержка времени токовой отсечки	0.04	сек
to>	Выдержка времени 2 ступени ТЗНП	5	сек
to>>	Выдержка времени 1 ступени ТЗНП	0.04	сек
	Отстройка при пуске	30	%
3I2f>	Токовая настройка при отстройке при пуске	750	
	Работа при отстройке при пуске	1	цикл

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ

Лист

21

\* - По результатам проверки заводских уставок (см. п. 6.2 Результаты проверки заводских уставок ВЭУ тома ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3) выявлена необходимость на части ВЭУ незначительного увеличения уставки по току токовой отсечки. Уставки необходимо выставить в соответствии с таблицей 6 тома ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3.

5.2.3. LVRT функция

По данным производителей ВЭУ группы объектов Покровской ВЭС, для ветрогенераторов предусмотрена защита от понижения напряжения во внешней сети – LVRT (Low-Voltage Ride Through). Данная защита контролирует межфазное напряжение на выходе инвертора (точка 2 на рисунке 1) и действует на отключение выключателя ВЭУ в соответствии с характеристикой срабатывания, представленной на рисунке 1 (ВЭУ 4,55 МВт).

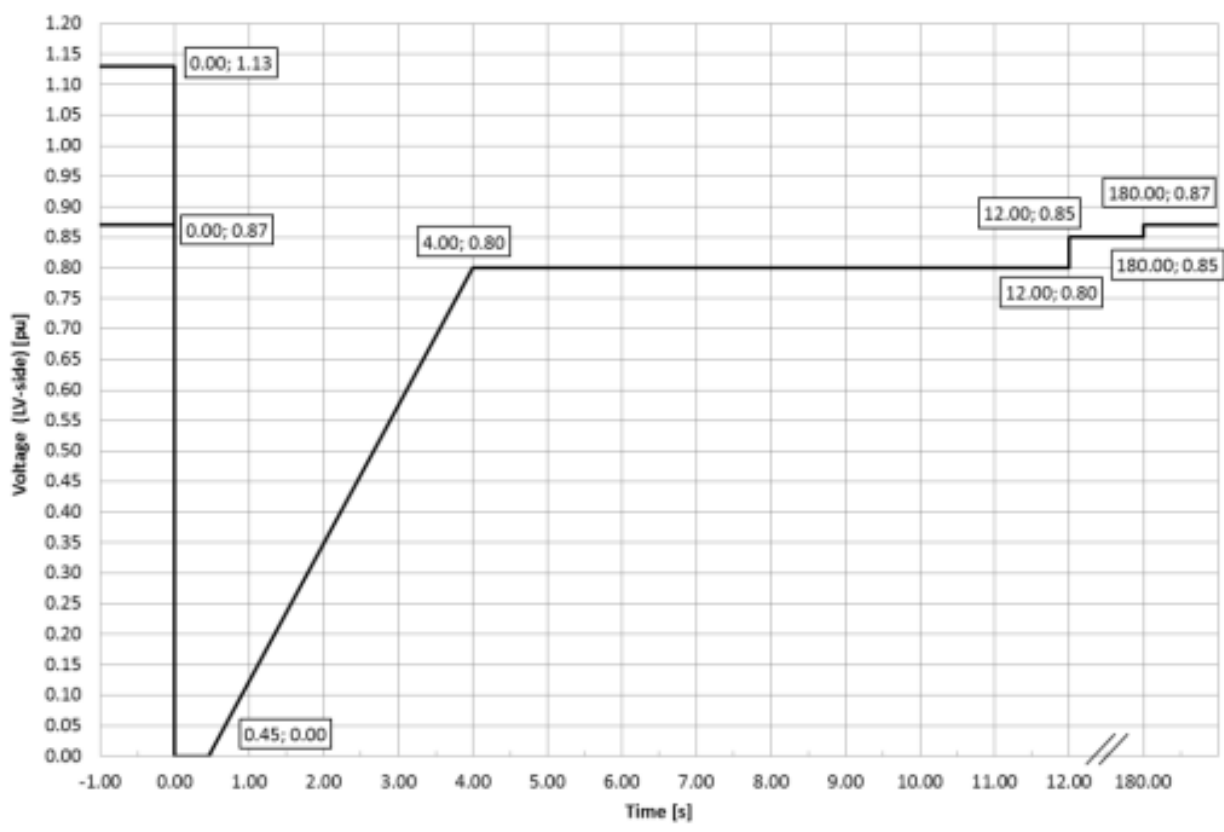


Рисунок 1 – Характеристика срабатывания LVRT функции для ВЭУ

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

### 5.2.4. Работа инверторного оборудования

Инверторное оборудование работает с отслеживанием уровня напряжения и частоты внешней сети.

При отсутствии напряжения на входе инвертора, генерация электроэнергии прекращается автоматически.

Выработка генерации возобновляется после подачи на вход инвертора переменного напряжения внешней сети, при этом скорость вхождения в синхронизм составляет порядка нескольких миллисекунд.

Отдельный контроль синхронизма при подключении ВЭУ на параллельную работу к сети и контроль отсутствия/наличия напряжения на шинах не требуется, т.к. в соответствии с принципом работы управляемого (ведомого) сетью инвертора подача несинхронного напряжения на ВЭУ исключена.

### 5.2.5. Требования к максимальной токовой защите (МТЗ)

Максимальная токовая защита должна:

- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания не менее чем от  $0,2I_{ном}$  до  $10I_{ном}$ ;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени не менее чем от 0 до 10 с;
- . иметь не менее трех ступеней;
- . иметь возможность выполнения ступеней направленными;
- иметь возможность автоматического ускорения при включении выключателя, ускорение должно вводиться на время, регулируемое в диапазоне не менее 0-1,5 с;
- иметь время возврата не более 50 мс;
- предусматривать возможность комбинированного пуска по напряжению для защит.

### 5.2.6. Требования к токовой отсечке (ТО)

Токовая отсечка в составе терминалов РЗА присоединений 35 кВ должна:

Ид. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	

- осуществлять автоматическое ускорение с регулируемой выдержкой времени при включении линии под напряжение;
- осуществлять оперативное ускорение от внешнего сигнала с регулируемой выдержкой времени;
- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания в пределах не менее  $(0,2-20) I_{\text{ном}}$ ;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени на срабатывание в пределах не менее  $(0-1) \text{ с}$ .

### 5.2.7. Требования к токовой защите нулевой последовательности (ТЗНП)

Токовая защита нулевой последовательности в составе терминалов РЗА присоединений 35 кВ должна:

- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания не менее чем от  $0,05I_{\text{ном}}$  до  $10I_{\text{ном}}$ ;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени не менее чем от 0 до 10 с;
- иметь не менее двух ступеней;
- иметь возможность выполнения ступеней направленными;
- иметь возможность автоматического ускорения при включении выключателя, ускорение должно вводиться на время, регулируемое в диапазоне не менее  $(0-1,5) \text{ с}$ ;
- иметь время возврата не более 50 мс.

### 5.2.8. Электромагнитная совместимость

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются мероприятия в соответствии со стандартами СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010

Изм. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ				24



5.2.9. Организация питания оперативным током

Электропитание устройств РЗА ВЭУ предусмотрено от СГЭ Vestas, размещенной в башне ВЭУ.

5.3. Противоаварийная автоматика

На основании расчётов, выполненных в отчете «Схемы выдачи мощности ветроэлектрических станций. Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности Гражданской ВЭС (вариант 220-3 с ВЭУ 4,55 МВт) с уточнением требуемых капитальных вложений», установка устройств противоаварийной автоматики в прилегающей сети 110 кВ и выше не требуется.

5.4. Независимая регистрация аварийных событий

На Покровской ВЭС в части РП-35 кВ предусматривается выполнение независимой системы регистрации аварийных событий.

Подсистема РАС состоит из шкафа автономного РАС, который располагается в помещении систем Модуля управления ВЭС, и регистраторов аварийных событий в составе устройств РЗА, что предусмотрено во втором этапе строительства. Технические решения и требования в части РАС представлены в томе ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3.

Подключение сигналов к системе РАС выполнено на втором этапе строительства (см. п. 5.5 том ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3). Подключение новых сигналов на четвертом этапе строительства не предусматривается.

5.5. Общее первичное регулирование частоты

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 30.01.2021) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" и Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09.01.2019 № 2 "Об утверждении требований к уча-

налов на четвертом этапе строительства не предусматривается.							
Взам инв. №							
Подп. и дата							
Изм. № подл	5.5. Общее первичное регулирование частоты						
	В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 30.01.2021) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" и Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09.01.2019 № 2 "Об утверждении требований к уча-						
						ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
							26
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

стию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229" ветроэнергетические установки ветряных электростанций должны участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования генерирующего оборудования и (или) преобразователей постоянного тока, либо путем отключения части генерирующего оборудования ветровой электростанции.

На Покровской ВЭС система регулирования активной мощности по отклонению частоты работает в составе контроллера управления ВЭС (Power Plant Controller или PPC). Контроллер управления ВЭС осуществляет связь с удаленными модулями, расположенными в ВЭУ, в том числе с контроллерами турбины. Основными сигналами управления, передаваемыми по цифровому протоколу, являются команды управления ВЭУ, в том числе уставки активной мощности, и сигналы состояния ВЭУ. Измерения основных электрических параметров (тока и напряжения) осуществляется в РП-35 кВ МУ ВЭС от соответствующих ТТ и ТН. На основании измеренных величин вычисляются остальные параметры (мощность, частота, коэффициент мощности).

### **Расчет параметров участия генерирующего оборудования Покровской ВЭС в ОПРЧ:**

Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование ВЭС должно соответствовать следующим требованиям:

- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0 - 5,0 %;
- «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать 50,1 Гц.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

При участии в ОПРЧ генерирующее оборудование должно обеспечивать изменение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на величину требуемой первичной мощности, определяемой по формуле:

$$P_{\text{ТП}} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \cdot K_{\text{Д}} \cdot \Delta f_{\text{р}}, \text{ МВт},$$

где  $S_{\%}$  - статизм первичного регулирования;

$P_{ном}$ , МВт – исходная мощность ГТП 4-го этапа (GVIE0652);

Кд - коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности;

$\Delta f_r$ , Гц - расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_p=0$  при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности ( $f_{нч}$ , Гц) или "мертвую полосу" ( $50,00 \pm f_{мп}$ , Гц) первичного регулирования;

$$\Delta f_p = f - (50,00 + f_{нч}(f_{мп})) - \text{при повышении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования (50,1 Гц). } (\Delta f_p > 0);$$

$f$  - текущее значение частоты, Гц.

При увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования не более чем через 10 секунд обеспечивается снижение активной мощности ГТП 4-го этапа (GVIE0652) на величину требуемой первичной мощности.

Снижение активной мощности ГТП 4-го этапа (GVIE0652) в процессе первичного регулирования должно происходить не более 5 секунд и носить устойчивый апериодический характер.

Ограничение выдаваемой в сеть активной мощности обеспечивается настройкой более высокого приоритета режиму регулирования частоты, чем режиму «следования за ветром» или оперативного увеличения уставки активной мощности.

После снижения квазиустановившегося значения ниже 50,1 Гц ограничение максимальной нагрузки автоматически снимается;

Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования представлена на рисунке 2.

Взам. инв. №	настройкой более высокого приоритета режиму регулирования частоты, чем режиму «следования за ветром» или оперативного увеличения уставки активной мощности.							
Подп. и дата	После снижения квазиустановившегося значения ниже 50,1 Гц ограничение максимальной нагрузки автоматически снимается;  Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования представлена на рисунке 2.							
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ	/лист
								28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



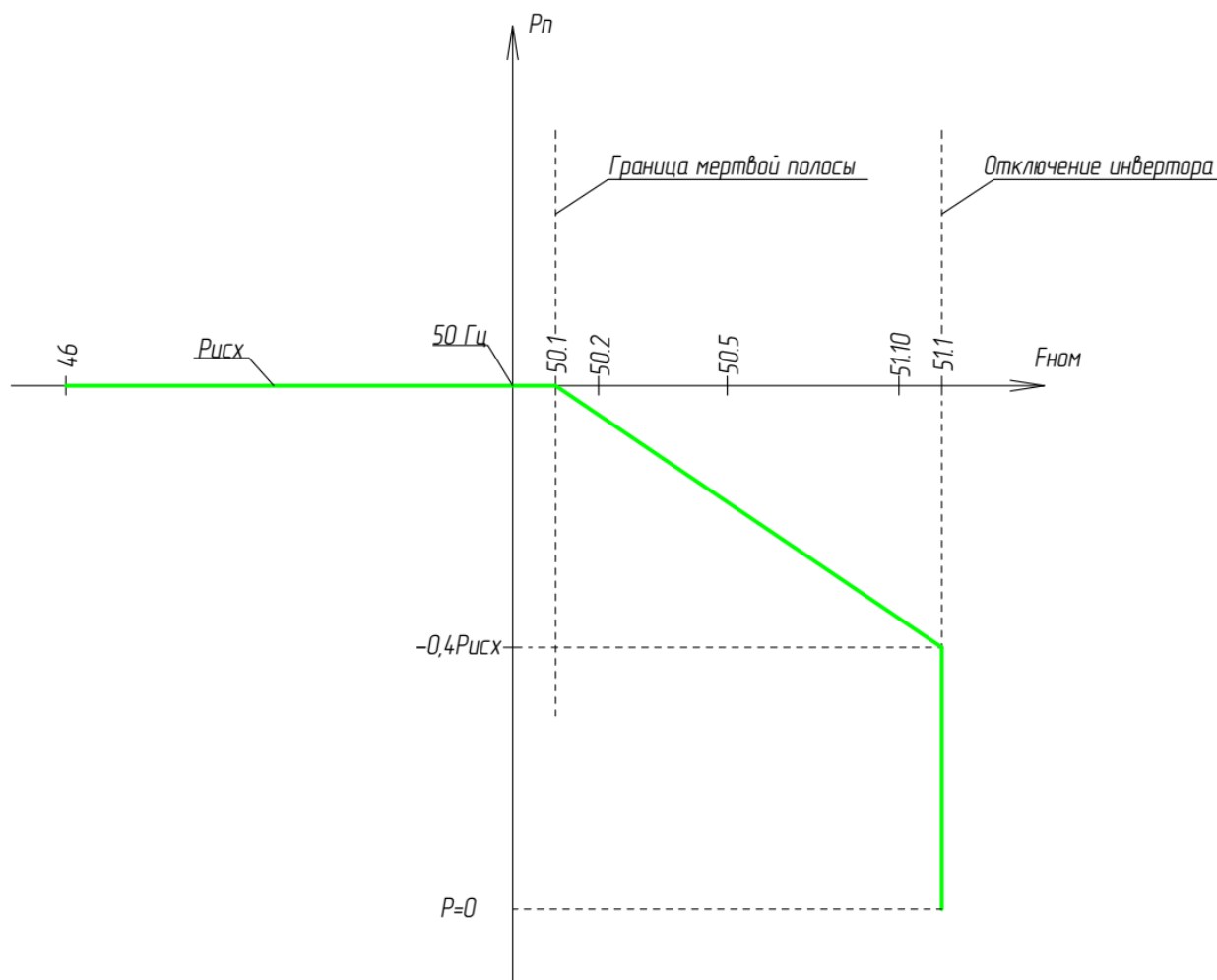


Рисунок 2 – Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования

Для оперативного персонала предусматривается возможность оперативного ввода/вывода системы регулирования активной мощности по отклонению частоты с АРМа.

### 5.6. Расчет по определению параметров трансформаторов тока

Раздел содержит ориентировочные расчеты характеристик трансформаторов тока, устанавливаемых в ВЭУ.

Номинальные параметры вторичных обмоток ТТ, используемых для включения РЗ, обосновываются расчётом на допустимую погрешность в условиях к.з.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ

Лист

29

С учётом фактической нагрузки ТТ для релейной защиты должны обеспечивать следующие условия:

- точную работу измерительных органов РЗ в конкретных расчётных условиях. При этом полная погрешность не должна превышать 10% ( $k_{10\text{доп}} \geq k_{10\text{расч}}$ );
- надёжную работу контактов измерительных органов РЗ при максимальном токе КЗ в условиях повышенных погрешностей ( $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ );
- отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях ( $U_{2\text{макс}} \leq U_{\text{доп}}$ ).

#### Условие $k_{10\text{доп}} \geq k_{10\text{расч}}$

Проверка ТТ на 10%-ную полную погрешность (условие  $\varepsilon \leq 10\%$ ) выполняется по номинальным параметрам (номинальное значение  $Z_n$  при номинальной кратности тока  $k_n$ ) и оценивается следующим условием

$$k_{10\text{доп}} \geq k_{10\text{расч}}, \quad (5.1)$$

где  $k_{10\text{доп}}$  – допустимая кратность тока в условиях фактической нагрузки, рассчитывается по формуле (5.3);

$k_{10\text{расч}}$  – предельная кратность для расчётного тока, определяется по формуле

$$k_{10\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}, \quad (5.2)$$

где  $I_{1\text{расч}}$  – расчётный ток к.з., при котором должна быть обеспечена работа ТТ с погрешностью  $\varepsilon \leq 10\%$ . Определяется типом защиты, для токовых защит как правило равен  $1,1 \times I_{1\text{с.з.}}$  (где  $I_{1\text{с.з.}}$  – первичный ток срабатывания защиты), для дифференциальных защит определяется наибольшим током внешнего КЗ, А;

$I_{1\text{ном}}$  – первичный номинальный ток ТТ, А.

$$k_{10\text{доп}} = k_{\text{ном}} \frac{Z_2 + Z_{\text{ном}}}{Z_2 + Z_{\text{н.факт.расч}}}, \quad (5.3)$$

где  $k_{\text{ном}}$  – номинальная предельная кратность обмотки ТТ;

$Z_2$  – полное сопротивление вторичной обмотки, Ом, ориентировочно принимается  $Z_2 = 0,2 \times Z_{\text{ном}}$ ;

$Z_{\text{ном}}$  – номинальное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ, Ом;

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС000107.356.2.1.4-И/ОЗ.З-ПЗ						
			30						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

31

Значение  $f_{\text{доп}}$  для токовых защит принимается равным 50%, для дифференциальных защит 10%.

Для ненаправленных токовых защит в микропроцессорных блоках РЗА погрешность трансформаторов тока при КЗ в начале защищаемой зоны не нормируется вследствие устойчивости алгоритмов цифровой обработки сигнала к насыщению трансформаторов тока.

**Условие  $U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$**

Отсутствие опасных перенапряжений на зажимах вторичной обмотки ТТ проверяется по формуле

$$U_{2\text{макс}} \leq \sqrt{2} U_{2\text{доп}}, \quad (5.8)$$

где  $U_{2\text{доп}}$  – предельно допустимое значение напряжения на зажимах вторичной обмотки ТТ, принимается 1000 В;

$U_{2\text{макс}}$  – напряжение на зажимах вторичной обмотки ТТ при максимальном токе короткого замыкания.

Значение  $U_{2\text{макс}}$  определяется по формуле

$$\begin{aligned} U_{2\text{макс}} &= \sqrt{2} \times k_{\text{макс}} \times I_{2\text{ном}} \times z_{\text{н.факт.расч}} = \\ &= \sqrt{2} \times \frac{I_{1\text{макс}}}{I_{1\text{ном}}} \times I_{2\text{ном}} \times z_{\text{н.факт.расч}} = \sqrt{2} \times \frac{I_{1\text{макс}}}{\eta_{\text{ТТ}}} \times z_{\text{н.факт.расч}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

где  $\eta_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Все расчеты приведены на чертеже с шифром ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3.02.

При расчёте измерительных обмоток ТТ проверяется нахождение фактической нагрузки обмотки в диапазоне 25-100% от номинальной, что является необходимым условием для работы ТТ с допустимыми погрешностями. Расчёт измерительных обмоток ТТ приведён в томе ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.4.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-ПЗ		Лист
											32
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

# 6. Расчет уставок РЗА

Расчет уставок устройств РЗА выполнен на полное развитие с учетом ввода 19-ти ВЭУ на втором этапе строительства (см. п. 6 тома ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3).

Изм. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
										33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

## 7. Список литературы

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), седьмое издание, глава 3.1 «Защита и автоматика», г. Москва, Издательство НЦ ЭНАС, 1999, 2002, 2003.

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго от 19.06.2003 №229.

4. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

5. ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.

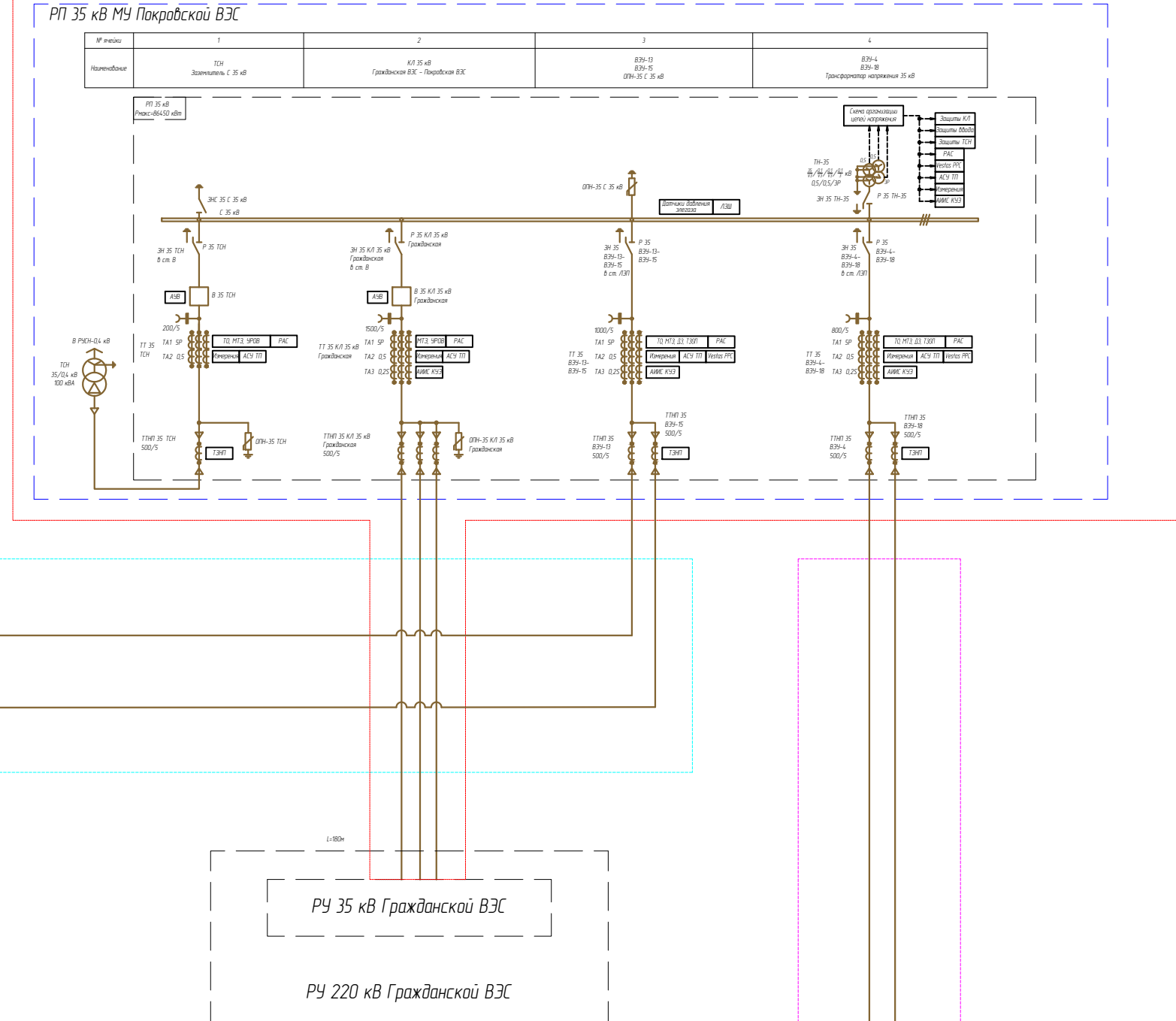
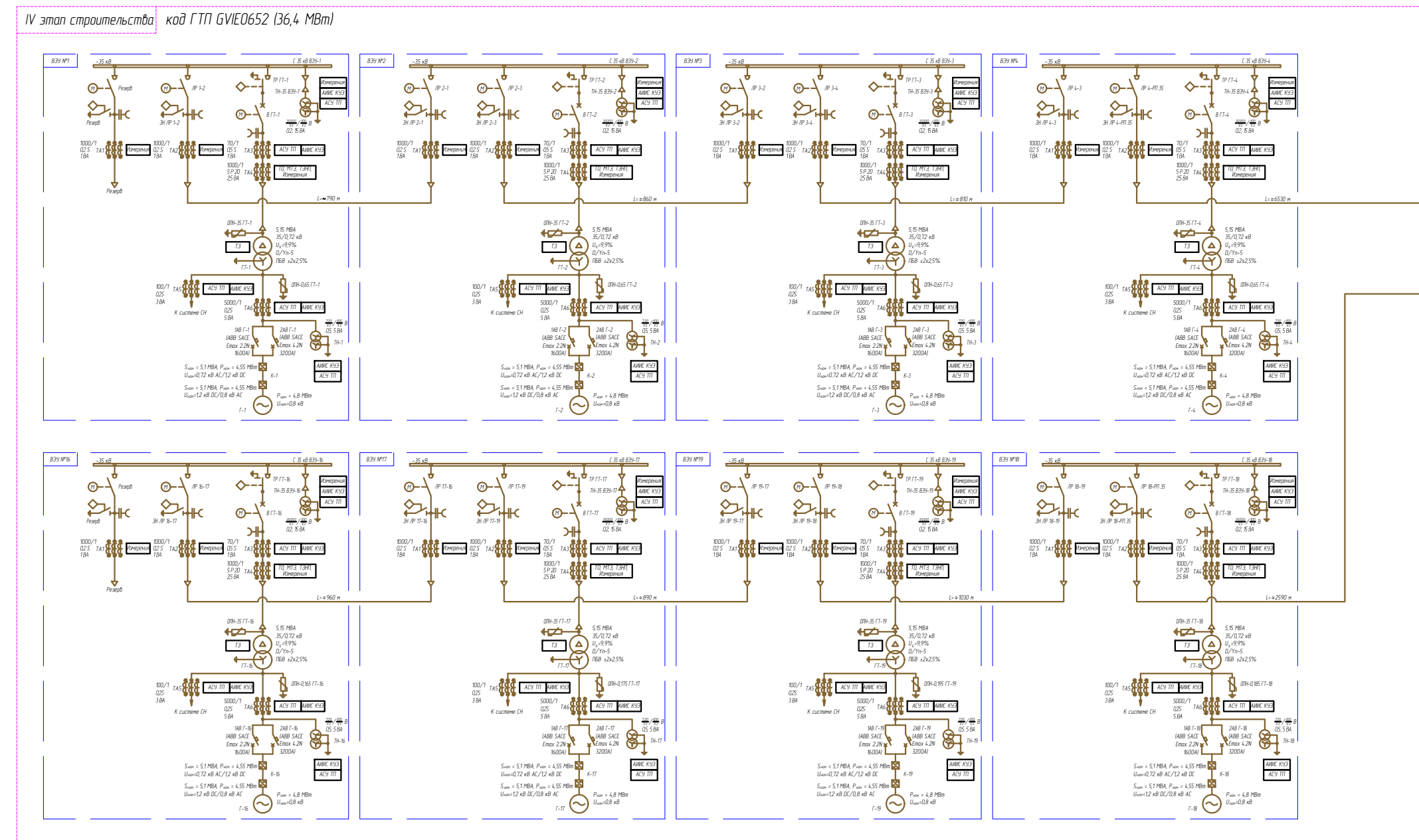
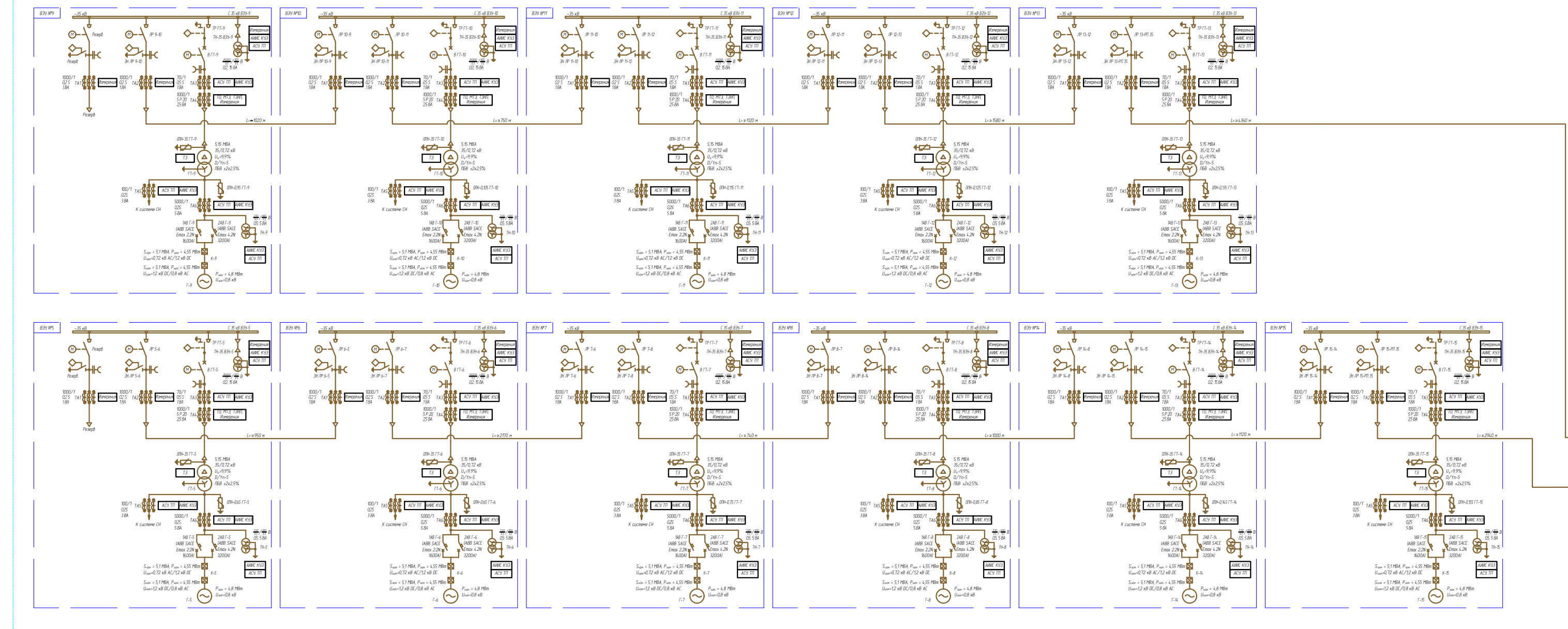
6. ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях.

7. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях (с Поправкой).

8. Методические указания по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281).

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.4-ИЛОЗ.З-ПЗ				34

Взам инв. №	Подп. и дата	16. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 09.01.2019 № 2 "Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229"						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			








УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

Формат А3\*3



Группа данных	Наименование величины	Обозначение	Место установки ТТ
			ВЗУ №18
Характеристики ТТ	Класс обмотки	–	5Р
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I <sub>1 ном</sub>	1000
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I <sub>2 ном</sub>	1
	Номинальная предельная кратность	K <sub>ном</sub>	20
	Номинальная вторичная мощность, ВА	S <sub>2 ном</sub>	2,5
	Схема соединения обмоток	–	полная звезда
	Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом	Z <sub>ном</sub>	5,7
Характеристики нагрузки	Длина контрольного кабеля от выводов трансформатора до места установки защиты, м	l <sub>каб.</sub>	20
	Поперечное сечение контрольного кабеля, мм кв.	S <sub>каб.</sub>	2,5
	Материал контрольного кабеля	–	медь
	Удельное сопротивление контрольного кабеля, Ом*мм.кв./м	ρ	0,0175
	Количество устройств, шт.	–	1
	Тип устройства РЗА	–	МП терминал
Данные блока РЗ	Сопротивление аналогового входа тока, Ом	Z <sub>реле</sub>	0,7
	Первичный ток срабатывания ТО, А	I <sub>ТО с.з.</sub>	1062
	Первичный ток срабатывания МТЗ, А	I <sub>МТЗ с.з.</sub>	155
	Первичный ток срабатывания ТЗНП, А	I <sub>ТЗНП с.з.</sub>	100,00
	Максимальный первичный ток при 3-х фазном КЗ, А	I <sub>1 макс(3)</sub>	15297
	Максимальный первичный ток при 1 фазном КЗ, А	I <sub>1 макс(1)</sub>	386
Условие $K_{10доп} \geq K_{10расч.}$	Расчетный первичный ток, А	I <sub>1 расч.</sub>	1168,2
	Предельная кратность для расчетного тока	K <sub>10расч.</sub>	1,17
	Фактическое сопротивление нагрузки при 3-х фазном КЗ, Ом	Z <sub>н.факт,расч.(3)</sub>	0,940
	Фактическое сопротивление нагрузки при 1 фазном КЗ, Ом	Z <sub>н.факт,расч.(1)</sub>	1,080
	Допустимая кратность отмотки при 3-х фазном КЗ	K <sub>10доп(3)</sub>	24,699
	Допустимая кратность отмотки при 1 фазном КЗ	K <sub>10доп(1)</sub>	24,189
	$K_{10доп(3)} \geq K_{10расч.}$	–	Условие выполнено
	$K_{10доп(1)} \geq K_{10расч.}$	–	Условие выполнено
Условие $f_{расч} \leq f_{доп}$	Максимальная кратность тока при 3-х фазном КЗ, А	K <sub>макс(3)</sub>	15,297
	Максимальная кратность тока при 1 фазном КЗ, А	K <sub>макс(1)</sub>	0,386
	Обобщенный коэффициент при 3-х фазном КЗ	A(3)	0,619
	Обобщенный коэффициент при 1 фазном КЗ	A(1)	0,016
	Допустимая токовая погрешность, %	f <sub>доп</sub>	50,0
	Расчетная токовая погрешность при 3-х фазном КЗ, %	f <sub>расч(3)</sub>	10,0
	Расчетная токовая погрешность при 1 фазном КЗ, %	f <sub>расч(1)</sub>	10,0
	$f_{расч(3)} \leq f_{доп}$	–	Условие выполнено
	$f_{расч(1)} \leq f_{доп}$	–	Условие выполнено
Условие $U_{2макс} \leq U_{доп}$	Предельно допустимое значение напряжения на зажимах вторичной отмотки ТТ, В	U <sub>доп</sub>	1000
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 3-х фазном КЗ, В	U <sub>2макс(3)</sub>	20,335
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 1 фазном КЗ, В	U <sub>2макс(1)</sub>	0,590
	$U_{2макс(3)} \leq U_{доп}$	–	Условие выполнено
	$U_{2макс(1)} \leq U_{доп}$	–	Условие выполнено

Согласовано		
Взам. инв. N		
Подл. и дата		
Инв. N подл.		

						ВЭС000107.356.2.14–И/ОЗ.3.02			
						ООО “Десятый Ветропарк ФРВ”			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Соловьева				19.02.21	“Покровская ВЭС. Ветропарная электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги”. Этап 4. “Покровская ВЭС”: ВЗУ №№1–4, 16–19 (код ГТП генерации GVIE0652) максимальной мощностью 36,4 МВт	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Гайдуков				19.02.21		П		1
Нач. отд.	Гайдуков				19.02.21				
Н. контр.	Пирогова				19.02.21				
Утв.						Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей	ООО “ЕРСМ Сибири”		
ГИП	Бондарчук				19.02.21				