



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
е-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 «Пятнадцатый ветропарк ФВР»

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

Проектная документация

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

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.3

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	224-20		06.20

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Пятнадцатый ветропарк ФВР»

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


Проектная документация


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

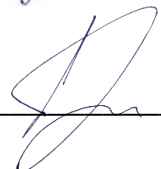
Подраздел 3 «Система электроснабжения»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	224-20		06.20

Технический директор _____  Лушников А.А.

Главный инженер проекта _____  Гусев А.В.

2019

Взам. инв. №







Подп. и дата

Инв. № подл.

Содержание

Содержание	2
Справка главного инженера проекта	5
1. Основания для разработки проектной документации	6
2. Основные положения по выполнению РЗА на микропроцессорной технике	7
3 Технические решения по РЗА	9
3.1 РЗА ВЭУ	9
3.2 LVRT функция	11
3.3 РЗА РП 35 кВ.....	12
3.4 РЗА КЛ 35 кВ на ПС 220 кВ.....	14
3.5 Оперативная блокировка.....	15
3.6 Противоаварийная автоматика.....	15
3.7 Регистрация аварийных событий	16
3.8 Сигнализация	21
3.9 Решения по электропитанию	21
3.10 Электромагнитная совместимость	21
4 Расчет уставок устройств РЗА	23
4.1 Расчет токов к.з. на стороне НН ПС 220 кВ.....	23
4.2 Проверка чувствительности заводских уставок ВЭУ №1-№18.....	30
4.3 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №17.....	31
4.4 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №5.....	37
4.5 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №12.....	42
4.6 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №18.....	47
4.7 Выбор уставок ТСН 35 кВ	53

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Сивков			12.19
Пров.		Ковжун			12.19
Нач. отд.					12.19
Н.контр.		Пирогова			12.19
ГИП		Гусев			12.19

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3-С

«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция,
внутриплощадочные автомобильные дороги»
Подраздел 3 «Система электроснабжения»
Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	3




ЕРСМ Сибирь
Engineering Procurement Construction Management


4.8	Выбор уставок ввода 35 кВ РП 35 кВ	54
4.9	Выбор уставок линии 35 кВ ПС 220 кВ	57
5	Общее первичное регулирование частоты.....	61
6	Выбора параметров ТТ и ТН	64
7	Основные технические требования к комплектam РЗА.....	65
7.1	Общие технические требования к оборудованию РЗА	65
7.2	Требования к терминалам РЗА.....	65
7.3	Требования к низковольтным отсекам КРУ для установки микропроцессорных устройств.....	69
7.4	Требования к помехозащищенности, безопасности и экологии изделий РЗА	70
7.5	Требования к надежности и живучести системы РЗА.....	71
7.6	Требования к условиям эксплуатации устройств РЗА	72
	Ссылочные нормативные документы.....	74
	Перечень принятых сокращений.....	77

Графическая часть

1	Схема распределения устройств ИТС по обмоткам ТТ и ТН.....	79
2	Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей.....	80
3	Расчет параметров ТН 35 кВ.....	81
4	Схема электрическая замещения сети 35 кВ, прилегающей к ПС 220 кВ.....	82
5	Схема электрическая замещения сети 220 кВ, прилегающей к ПС 220 кВ.....	83
6	Схема организации цепей напряжения РП-35 кВ МУ Манланской ВЭС.....	84
7	Структурно-функциональная схема МТЗ и АУВ ввода 35 кВ.....	85
8	Структурно-функциональная схема комплекта защит отходящих линий 35кВ.....	86
9	Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ...87	

Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З-С				2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

10 Структурная схема передачи сигналов "аварийное снижение давления элегаза" и "УРОВ".....	88
11 Спецификация оборудования, изделий и материалов.....	89
Приложение 1 - письмо компании "Vestas" – Island operation mode of V126-4.2MW Power Mode MK3E.....	90
Приложение 2 - письмо компании "Vestas" – RE – Operating Frequency Range.....	91
Приложение 3 – ориентировочный расчет времени до насыщения трансформаторов тока.....	93

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З-С
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Справка главного инженера проекта

В настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с градостроительным планом земельного участка, 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.В. Гусев

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

1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З-СГИ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Разраб.		Сивков			12.19	«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» Подраздел Э «Система электроснабжения» Справка главного инженера проекта
Пров.		Ковжун			12.19	
Нач. отд.					12.19	
Н.контр.		Пирогова			12.19	
ГИП		Гусев			12.19	

Стадия	Лист	Листов
П	1	1



ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3			
«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» Подраздел 3 «Система электроснабжения» Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
	П	1	73
	 EPSCM Сибирь Engineering Procurement Construction Management		

2. Основные положения по выполнению РЗА на микропроцессорной технике

В рамках строительства Манланской ВЭС предусматривается установка РП 35 кВ в составе Модуля Управления (МУ) Манланской ВЭС для транзита в сеть мощности от ВЭУ. Передача мощности от Манланской ВЭС через ПС 220 кВ проектируется другим титулом проекта.


В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается ВЭС установленной мощностью 75,6 МВт.

На ВЭС предусматривается 18 ВЭУ типа V126-4.0/4.2 MW (компания Vestas) с установленной мощностью 4,2 МВт. Комплектно с каждой ВЭУ поставляются:

- электрический генератор с номинальной мощностью 4,45 МВт;
- преобразователь частоты с номинальной мощностью 5,1 МВА;
- силовой трансформатора 35/0,72 кВ с номинальной мощностью 5,15 МВА;
- КРУЭ 35 кВ;
- система собственных нужд ВЭУ.

При коротком замыкании ВЭУ выдает максимальный ток, равный 1,05 $I_{ном}$, равный 89,6 А. Следует отметить, что ВЭУ не поддерживает работу без сети и максимальное время до отключения ВЭУ от кабельной сети парка после отключения напряжения (измеряется на низковольтной стороне перед высоковольтным трансформатором) составляет 450 мс.

Заявляемая скорость сброса/набора нагрузки для каждой ВЭУ не менее 0,042 МВт/с (суммарно для ВЭС – не менее 0,756 МВт/с). Заявляемый технологический минимум – 10% от установленной мощности


Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Инв. № подл.								
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			2

генерирующего оборудования при скорости ветра не менее 6 м/с (суммарно для ВЭС – не менее 7,56 МВт).

В настоящей работе выполнены:

- определение необходимого типа и количества устройств РЗА;
- технические решения по регистрации аварийных событий;
- ориентировочный расчет параметров вторичных обмоток трансформатора тока и трансформаторов напряжения, а также их вторичных цепей;
- проверка уставок, рекомендуемых производителем, для устройств РЗА, поставляемых комплектно с ВЭУ;
- расчет уставок устройств РЗА линий 35 кВ со стороны ПС 220/35 кВ.

Схема распределения устройств ИТС по обмоткам ТТ и ТН приведена на чертеже ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3, лист 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3				Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					3

3 Технические решения по РЗА

3.1 РЗА ВЭУ

Устройства РЗА ВЭУ поставляются комплектно, выполнены на микропроцессорной элементной базе (типа esor.wtp) и включают в себя:

- контроллер системы управления конвертором;
- терминал РЗА, встроенный в ячейку 35 кВ выключателя КРУЭ 35 кВ ВЭУ.

На стороне 0,72 кВ установлены два параллельных автоматических выключателя, выполняющих функцию защиты от перегрузки с действием на отключение с обратно-зависимой выдержкой времени ($T_{CP} = 9T_1/(I_{K3}/I_{CP})^2$).

В контроллере системы управления конвертором выполнены функции:

- защита от кратковременной потери напряжения, отключающая ВЭУ от сети;
- регулирование активной мощности;
- регулирование частоты снижением выдаваемой ВЭУ мощности в линейной зависимости от частоты сети (при превышении частоты);
- контроль и диспетчерское управление ВЭУ;
- синхронизация генераторов с сетью при подключении.


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									4		
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата						

Таблица 3.1.1. Основные уставки контроллера ВЭУ.

Параметр	Значение	Выдержка времени
Повышение напряжения 1ступ.	813 В	1800 сек.
Повышение напряжения 2ступ.	835 В	60 сек.
Повышение напряжения 3ступ.	900 В	2 сек.
Повышение напряжения 4ступ.	980 В	0,15 сек.
Понижение напряжения 1ступ.	626 В	180 сек.
Понижение напряжения 2ступ.	612 В	12 сек.
Понижение напряжения 3ступ.	576 В	4 сек.
Превышение частоты 1ступ.	51.1 Гц	0,1 сек.
Понижение частоты 1ступ.	49,0-48,0 Гц	300 сек.
Понижение частоты 2ступ.	48,0-47,0 Гц	60 сек.
Понижение частоты 3ступ.	47,0-46,0 Гц	1 сек.
Понижение частоты 4ступ.	46,0 Гц	1 сек.

Инверторное оборудование работает с контролем напряжения и частоты внешней сети. При отсутствии напряжения на входе инвертора, генерация электроэнергии прекращается. После подачи напряжения внешней сети на вход инвертора выработка электроэнергии возобновляется. Установка отдельных устройств синхронизации не требуется.

МП терминал РЗА ячейки КРУЭ 35 кВ ВЭУ выполняет функции:

- токовая отсечка;
- ступень МТЗ с независимой выдержкой времени;
- ступень МТЗ с обратозависимой выдержкой времени;
- две ступени ТЗНП с независимой выдержкой времени.

Все вышеперечисленные защиты действуют на отключение выключателя КРУЭ 35 кВ ВЭУ. Производитель ВЭУ рекомендует уставки, представленные в таблице 3.1.2.





Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3			5
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подп.	Дата				

Таблица 3.1.2. Рекомендуемые производителем уставки РЗА ВЭУ.

Описание уставки	Значение
Ток срабатывания токовой отсечки ($3I_{>>>}$)	1000 А
Ток срабатывания МТЗ с независимой выдержкой времени ($3I_{>>}$)	155А
Ток срабатывания МТЗ с обратнозависимой выдержкой времени ($3I_{>}$)	94А
Ток срабатывания первой ступени ТЗНП ($I_{o>>}$)	100 А
Ток срабатывания второй ступени ТЗНП ($I_{o>}$)	25 А
Тип кривой МТЗ с обратнозависимой выдержкой времени	Сильно инверсная
Выдержка времени токовой отсечки ($T_{>>>}$)	0,04 с
Выдержка времени МТЗ с независимой выдержкой времени ($T_{>>>}$)	3 с
Коэффициент времени МТЗ с обратнозависимой выдержкой времени (К)	1
Выдержка времени первой ступени ТЗНП с независимой выдержкой времени ($T_{o>>}$)	0,04 с
Выдержка времени второй ступени ТЗНП с независимой выдержкой времени ($T_{o>}$)	5 с
Отстройка при пуске	30%
Уставка тока отстройки при пуске	750 А
Время работы отстройки при пуске	1 цикл

3.2 LVRT функция

По данным производителей ВЭУ группы объектов Манланской ВЭС, для ветрогенераторов предусмотрена защита от понижения напряжения во внешней сети – *LVRT (Low-Voltage Ride Through)*. Данная защита контролирует междофазное напряжение на выходе инвертора (точка 2 на рисунке 2) и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Время работы отстройки при пуске				1 цикл																				
<h3>3.2 LVRT функция</h3>																											
<p>По данным производителей ВЭУ группы объектов Манланской ВЭС, для ветрогенераторов предусмотрена защита от понижения напряжения во внешней сети – <i>LVRT (Low-Voltage Ride Through)</i>. Данная защита контролирует междуфазное напряжение на выходе инвертора (точка 2 на рисунке 2) и</p>																											
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3			Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20																						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																						
						6																					

действует на отключение выключателя ВЭУ в соответствии с характеристикой срабатывания, представленной на рисунке 2 (ВЭУ 4,2 МВт).

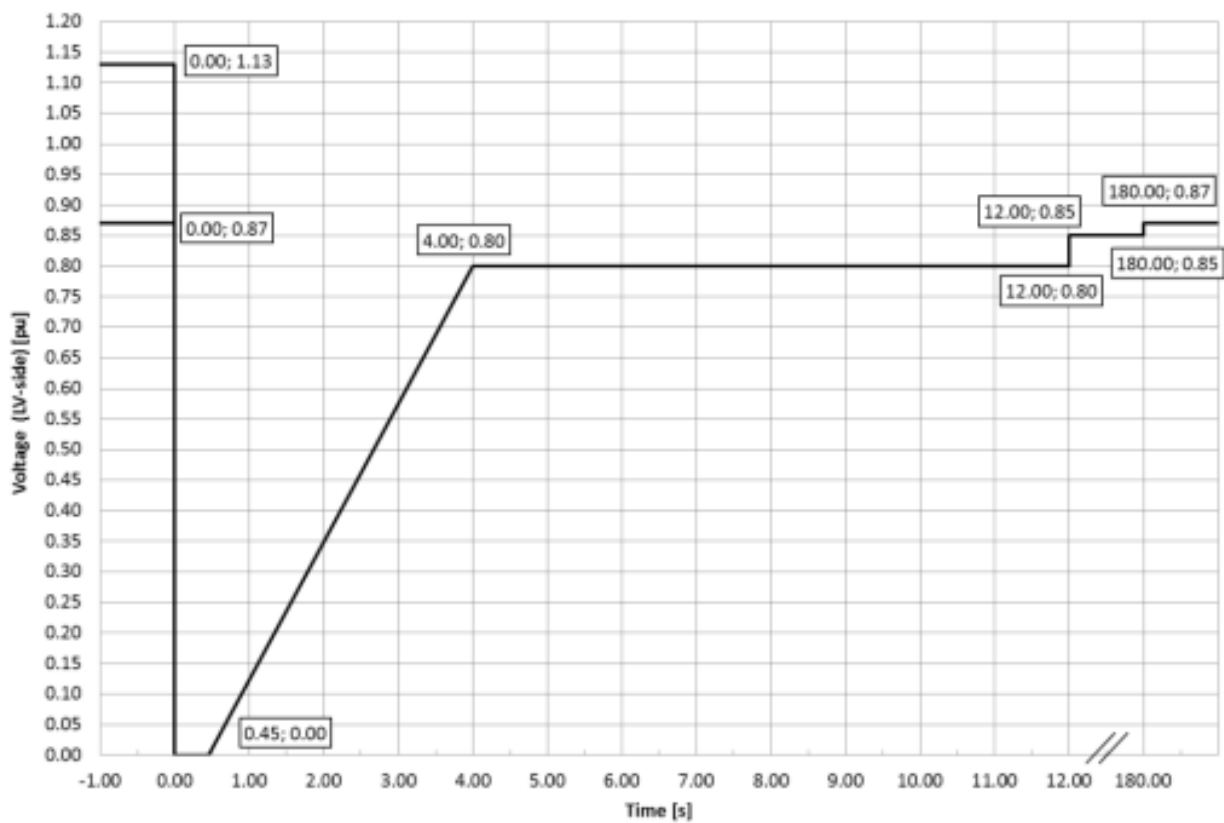


Рисунок 3.2.1. Характеристика срабатывания *LVRT* функции для ВЭУ

3.3 РЗА РП 35 кВ

В РП 35 кВ для защиты ТСН на стороне высшего напряжения предусмотрен микропроцессорный терминал защиты, включающий в себя функции:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю;
- устройство резервирования отказа выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое ускорение максимальной токовой защиты и защиты от замыканий на землю.

Максимальная токовая защита, токовая отсечка, защита от замыканий на землю действуют на отключение выключателя ввода 35 кВ ТСН. устройство резервирования отказа выключателя действует на отключение ввода РП 35 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			7


Для защиты кабельных линий от РП 35 кВ Манланской ВЭС до ВЭУ, оборудования ВЭУ, а также шин РП 35 кВ предусматривается установка комплектов РЗА на микропроцессорной элементной базе, включающих функции:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- дистанционная защита;
- защита от замыканий на землю;
- устройство резервирования отказа выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое ускорение максимальной токовой защиты и защиты от замыканий на землю.

Наличие дистанционной защиты и максимальной токовой защиты обратной последовательности обусловлено нечувствительностью максимальной токовой защиты прямой последовательности к к.з. за силовыми трансформаторами ВЭУ. При этом дистанционная защита не позволяет обеспечить чувствительность при двухфазных к.з. за силовыми трансформаторами ВЭУ (Y/D-5) при больших переходных сопротивлениях электрической дуги, поэтому дополнительно используется максимальная токовая защита обратной последовательности, которая в свою очередь не может работать в случае симметричных (трехфазных) к.з. при большой выдержкой времени.

Максимальная токовая защита, токовая отсечка, дистанционная защита, защита от замыканий на землю действуют на отключение выключателя ввода РП 35 кВ. В случае отключения от терминала РЗА одной из КЛ 35 кВ оперативным персоналом производится отключение поврежденной КЛ разъединителем с последующим включением выключателя ввода РП 35 кВ.

Для защиты шин РП 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ), выполняемая посредством блокировки МТЗ ввода 35 кВ от МТЗ отходящих линий 35 кВ к ВЭУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
	<p>Для защиты шин РП 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ), выполняемая посредством блокировки МТЗ ввода 35 кВ от МТЗ отходящих линий 35 кВ к ВЭУ.</p>						
							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На вводе РП 35 кВ Манланской ВЭС предусматривается установка комплекта РЗА на микропроцессорной элементной базе, включающего функции:

- максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю;
- устройство резервирования отказа выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое ускорение МТЗ.




Логическая защита шин, максимальная токовая защита, защита от замыканий на землю действуют на отключение выключателя ввода РП 35 кВ.

Сигнал «УРОВ» от МП терминала защиты и сигнал о срабатывании аварийной сигнализации снижения давления элегаза от датчиков, установленных в ячейке вводного выключателя, передаются на ПС 220 кВ с помощью устройства передачи дискретных сигналов по оптическому кабелю. Могут быть применены устройства фирмы MOXA – модуль передачи сигналов по Ethernet 8DI/8DO IOMIRROR E3210 и медиаконвертер IMC-101-S-SC-T, а также устройство фирмы ООО «Инженерный центр «Энергосервис»» – многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2-45/100-220-A2E4x2FX-21 или аналоги. Данные устройства применяются с двух сторон. Структурная схема варианта с использованием оборудования фирмы MOXA приведена на чертеже ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3, лист 9. При использовании варианта фирмы «Энергосервис», модуль DI/DO и медиаконвертер будут заменены на один многофункциональный измерительный преобразователь.

3.4 РЗА КЛ 35 кВ на ПС 220 кВ

Титулом проекта строительства ПС 220 кВ должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА отходящих линий 35 кВ:

- максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю (ЗОЗЗ);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>«Энергосервис», модуль DI/DO и медиаконвертер будут заменены на один многофункциональный измерительный преобразователь.</p> <p>3.4 РЗА КЛ 35 кВ на ПС 220 кВ</p> <p>Титулом проекта строительства ПС 220 кВ должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА отходящих линий 35 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none">- максимальная токовая защита;- защита от замыканий на землю (ЗОЗЗ);																						
			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3</td><td>Лист</td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td><td>9</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td><td></td></tr></table>										ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист	1	-	Зам.	224-20		06.20	9	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист																		
1	-	Зам.	224-20		06.20		9																		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																				

- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ).

3.5 Оперативная блокировка


В КРУЭ 35 кВ ВЭУ выполнена механическая оперативная блокировка. В РП 35 кВ предусматривается электромагнитная оперативная блокировка разъединителей (Р) и заземляющих ножей (ЗН).

Оперативная блокировка выполнена с учетом заводской механической блокировки между Р и ЗН одной ячейки КРУ. ОБР не должна допускать возможность включения ЗН секции шин, если Р ячеек отходящих линий до ВЭУ и/или ячейки ввода 35 кВ включены. Также ОБР не должна допускать управление разъединителями ячеек отходящих линий до ВЭУ и/или ячейки ввода 35 кВ при включенном положении ЗН секции шин или включенном выключателе ввода.

3.6 Противоаварийная автоматика

Вопрос нарушения динамической устойчивости не рассматривается ввиду технологических особенностей ВЭС (см. СВМ ВЭС, Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности Черноярской ВЭС с уточнением требуемых капитальных вложений, далее – СВМ ВЭС). На основании расчетов электрических режимов и расчетов статической устойчивости для схемы выдачи мощности Черноярской ВЭС на этапах 2021 и 2026 годов необходима установка устройств противоаварийной автоматики, указанных в СВМ ВЭС (Выводы по разделу 2). Установка устройств ПА на данному титулу не предусматривается.

Проектом предусмотрена возможность с помощью дискретных входов центрального контроллера ВЭС реализовать приемные цепи от устройств ПА на ограничение мощности Манланской ВЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20			Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3		10

3.7 Регистрация аварийных событий

На Манланской ВЭС предусматривается подсистема регистрации аварийных событий (РАС) для накопления и представления информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций на станции и в прилегающей сети. Информация из подсистемы РАС предназначена для определения причин отключения электрооборудования и оценки правильности функционирования устройств РЗА.

Информация регистрируется следующими способами:

- микропроцессорными контроллерами РАС с функцией аварийного осциллографирования и регистрации событий;
- регистрацией событий в базах данных и архивах ПТК АСУ ТП.

В общем случае регистрации подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы).

В модуле ВЭС предусматривается установка одного шкафа №8 с регистратором аварийных событий. Перечень аналоговых и дискретных сигналов охватываемых системой РАС представлен в таблицах 3.7.1 и 3.7.2.

В каждой ВЭУ регистрация аварийных событий выполняется микропроцессорным терминалом РЗА, установленным в соответствующей ВЭУ. При необходимости данные аварийного события, записанные терминалом РЗА ВЭУ, могут быть получены с подключением через ноутбук.



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			11

Таблица 3.7.1. Перечень аналоговых сигналов, передаваемых в РАС

№ ПП	Тип присоединения	Наименование сигнала	Источник сигнала	Приемник сигнала
Аналоговые сигналы				
1	ТН 35 кВ Манланской ВЭС	Напряжение фазы А - Ua	ТН обмотки 0,5 и 3Р	Модуль управления ВЭС. Помещение систем Шкаф РАС
2		Напряжение фазы В - Ub		
3		Напряжение фазы С - Uc		
4	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №17	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
5		Ток фазы В - Ib		
6		Ток фазы С - Ic		
7	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №5	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
8		Ток фазы В - Ib		
9		Ток фазы С - Ic		
10	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №12	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
11		Ток фазы В - Ib		
12		Ток фазы С - Ic		
13	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №20	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
14		Ток фазы В - Ib		
15		Ток фазы С - Ic		
16	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – РУ-35 кВ ПС 220 кВ	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
17		Ток фазы В - Ib		
18		Ток фазы С - Ic		
19	ТСН 35/0,4 кВ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
20		Ток фазы В - Ib		
21		Ток фазы С - Ic		
16	СГЭ	Напряжение фазы А - Ua	Шинка стабилизированно го напряжения	
17		Напряжение фазы В - Ub		
18		Напряжение фазы С - Uc		
19		Напряжение нулевой последовательности - 3U0		

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З


Лист

12

Таблица 3.7.2. Перечень дискретных сигналов, передаваемых в РАС*

№ ПП	Тип присоединения	Наименование сигнала	Приемник сигнала
1	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №17	Разъединитель включен	Модуль управления ВЭС. Помещение систем. Шкаф РАС
2		Разъединитель отключен	
3		Срабатывание терминала	
4		Неисправность терминала	
5		Сниж. давления элегаза (1 ст.)	
6		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
7		Повыш. давления элегаза	
8	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №5	Разъединитель включен	
9		Разъединитель отключен	
10		Срабатывание терминала	
11		Неисправность терминала	
12		Сниж. давления элегаза (1 ст.)	
13		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
14		Повыш. давления элегаза	
15	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №12	Разъединитель включен	
16		Разъединитель отключен	
17		Срабатывание терминала	
18		Неисправность терминала	
19		Сниж. давления элегаза (1 ст.)	
20		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
21		Повыш. давления элегаза	
22	КЛ РУ-35кВ МУ Манланской ВЭС – ВЭУ №20	Разъединитель включен	
23		Разъединитель отключен	
24		Срабатывание терминала	
25		Неисправность терминала	
26		Сниж. давления элегаза (1 ст.)	

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3

Лист

13

27		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
28		Повыш. давления элегаза	
29		Выключатель включен	
30		Выключатель отключен	
31	КЛ РУ-35кВ МУ	Срабатывание терминала	
32	Манланской ВЭС –	Неисправность терминала	
33	РУ-35 кВ ПС 220 кВ	Сниж. давления элегаза (1 ст.)	
34		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
35		Повыш. давления элегаза	
36		Выключатель включен	
37		Выключатель отключен	
38	ТСН 35/0,4 кВ РУ-	Срабатывание терминала	
39	35кВ МУ Манланской	Неисправность терминала	
40	ВЭС	Сниж. давления элегаза (1 ст.)	
41		Сниж. давления элегаза (2 ст.)	
42		Повыш. давления элегаза	

* - Перечень уточняется на стадии выполнения рабочей документации в зависимости от выбранных поставщиков оборудования РЗА и СГЭ.

Объем регистрируемых каналов регистратора:

- 8 трехфазных групп аналоговых входов переменного тока, Ктт=2000/5, 400/5, 200/5 и класс точности 5Р (2 группы - резерв);


- 2 группы (Ua, Ub, Uc, 3U0) аналоговых входов переменного напряжения, классы точности 0,5 и 3Р (1 группа - резерв);

- 3 аналоговых входа напряжения переменного тока;

- дискретные сигналы – до 150 шт.

Питание РАС осуществляется от малой системы оперативного постоянного тока (мини-СОПТ), при этом выполняется через два ввода с АВР и ключами выбора питания.

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З

Лист

14


Выполняется интеграция РАС в АСУ ТП и автоматический сбор осциллограмм на сервер.

Основные технические требования к РАС:

- погрешности записи параметров не более 0,5 %;
- точность привязки событий к единому (астрономическому) времени – не хуже 1 мс;
- частота регистрации – не менее 1000 Гц;
- время записи аварийных событий (доаварийных, аварийных и послеаварийных) – не менее 7,5 секунд;
- диапазон записи максимально возможного значения тока должен быть равен не менее 30-40 значениям номинального тока, а максимально возможного напряжения не менее трех значений номинального напряжения;
- используемые регистраторы должны быть аттестованы как средства измерения и подключены в соответствии с техническими требованиями на подключение по видам защит и напряжений;
- передача информации регистрации аварийных событий должна осуществляться в соответствии с требованиями к каналам передачи технологической информации;
- регистраторы должны быть масштабируемые по видам интерфейсов для сопряжения с каналами передачи данных.

Информация об аварийных событиях должна храниться у участников балансирующего рынка не менее 3-х лет.

Предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации для дальнейшего архивирования и анализа, а также отображения данных и анализа средствами АРМ РЗА. Для этого информация об аварийных событиях размещается на сервере РАС, выполненного с помощью технических средств АСУ ТП. **Предусмотрена передача осциллограмм аварийных событий на верхний уровень диспетчерского управления в Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ.**

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			15

Устройства РАС должны удовлетворять всем требованиям **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».**

3.8 Сигнализация

Сигнализация нормальной и аварийной работы предусмотрена через систему АСУ ТП. Выполняется интеграции микропроцессорных терминалов РЗА и РАС в АСУ ТП и СОТИ АССО. Для этого терминалы РЗА и РАС оснащены стандартными интерфейсами Ethernet и обеспечивают связь с использованием протокола МЭК 60870-5-104.


3.9 Решения по электропитанию

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

Электропитания РАС и РЗА РП 35 кВ предусмотрено постоянным напряжением 220 В. В модуле управления предусматривается использование малой СОПТ (мини-СОПТ) с выходным напряжением =220 В.

3.10 Электромагнитная совместимость

Вторичное оборудование, системы связи, кабели вторичной коммутации на протяжении всего срока службы подвергаются электромагнитным воздействиям разного вида. Невыполнение условий ЭМС приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, перекрытию изоляции кабелей вторичной коммутации и клемм шкафов вторичной коммутации, сбою в работе автоматизированных рабочих мест персонала и т.д., существенно снижает надежность работы энергообъекта.

Инв. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата		<p>на протяжении всего срока службы подвергаются электромагнитным воздействиям разного вида. Невыполнение условий ЭМС приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, перекрытию изоляции кабелей вторичной коммутации и клемм шкафов вторичной коммутации, сбоем в работе автоматизированных рабочих мест персонала и т.д., существенно снижает надежность работы энергообъекта.</p>		
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подп.	Дата		16

Критерием выполнения условий ЭМС является обеспечение электромагнитной обстановки, при которой наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов на объекте электросетевого хозяйства не превышают допустимых значений для каждого конкретного вторичного оборудования.


На Манланской ВЭС предусмотрены защиты на микропроцессорной элементной базе, которые по допустимым значениям импульсных помех, требуют соответствующей защиты вторичных цепей от импульсных помех.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются следующие мероприятия:

- применение экранированных кабелей и кабелей с металлической бронёй;
- заземление экранов контрольных кабелей с обеих сторон с применением специальных зажимов или разъемов;
- установка специальной медной шины внутри шкафов с МП терминалами для заземления экранов кабелей, корпусов терминалов и других устройств;
- после завершения строительства должна быть выполнена проверка достаточности принятых проектных решений и качества их практической реализации путём инструментального обследования ЭМО.

Технические решения по заземляющему устройству и молниезащите рассмотрены в томе ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.1.

Все оборудование ВЭУ имеет декларацию ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									17
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				

4 Расчет уставок устройств РЗА

4.1 Расчет токов к.з. на стороне НН ПС 220 кВ

Ток максимального трехфазного к.з. от системы на шинах 220 кВ ПС 220 кВ принят равным 5099 А на основании замечания п.3.9.1 филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (письмо №О2-621-І-19-2260 от 01.06.2020 г.) к томам ПД по титулам «Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 220 кВ в минимальном режиме работы сети (с учетом отключенной ВЭС) рассчитан по схеме замещения, представленной на чертеже ВЭС00086.286.1.1-ИЛО3.3, л.5 с учетом отключенной ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ (ВЭС) – Черный Яр и равен 1586 А.

Эквивалент системы в максимальном режиме на шинах 220 кВ (без учета подпитки от ВЭС):

$$X_{\text{с.макс}} = U_{\text{с}} / (I_{(3)\text{кз.макс.с}} \times \sqrt{3}),$$

где $U_{\text{с}} = 230000$ В – среднее напряжение сети (для расчета токов к.з.);

$I_{(3)\text{кз.макс.с}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 220 кВ в максимальном режиме (без учета подпитки от ВЭС).

$$X_{\text{с.макс}} = 230000 / (5099 \times \sqrt{3}) = 26,042 \text{ Ом.}$$


Эквивалент системы в минимальном режиме на шинах 220 кВ (без учета подпитки от ВЭС):

$$X_{\text{с.мин}} = U_{\text{с}} / (I_{(3)\text{кз.мин.с}} \times \sqrt{3}),$$

$I_{(3)\text{кз.мин.с}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 220 кВ в минимальном режиме (без учета подпитки от ВЭС).

$$X_{\text{с.мин}} = 230000 / (1586 \times \sqrt{3}) = 84,688 \text{ Ом.}$$

Параметры силового трансформатора 200 МВА 230 кВ/38,5 кВ:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Эквивалент системы в минимальном режиме на шинах 220 кВ (без учета подпитки от ВЭС):				
		$X_{\text{С.МИН}} = U_{\text{С}} / (I_{(3)\text{КЗ.МИН.С}} \times \sqrt{3}),$ <p>$I_{(3)\text{КЗ.МИН.С}}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС 220 кВ в минимальном режиме (без учета подпитки от ВЭС).</p> $X_{\text{С.МИН}} = 230000 / (1586 \times \sqrt{3}) = 84,688 \text{ Ом.}$				
Инв. № подл.		Параметры силового трансформатора 200 МВА 230 кВ/38,5 кВ:				
		ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.3				
1	-	Зам.	224-20		06.20	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	18

$$U_{\text{к. макс}} = 12,2\%.$$

$$X_{\text{тр. н. макс}} = 1,75 \times 38,737 = 67,790 \text{ Ом.}$$
$$X_{\text{тр. н. мин}} = 1,75 \times 21,097 = 36,920 \text{ Ом.}$$
$$I_{(3)K3.MAKC.BH} = 220000/(\sqrt{3} \times (26,042 + 2,637 + 36,920)) = 1937 \text{ A.}$$

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчет минимального тока трехфазного к.з., приведенного к стороне ВН при к.з. на стороне НН (с учетом отключенной ВЭС):

$$I_{(3)КЗ.МИН.ВН} = U_{МАКС.ВН} / (\sqrt{3} \times (X_{С.МИН} + X_{ТР.В.МАКС} + X_{ТР.Н.МАКС})),$$

$$I_{(3)КЗ.МИН.ВН} = 252000 / (\sqrt{3} \times (84,688 + 4,842 + 67,790)) = 924 \text{ А.}$$

Расчет максимального тока трехфазного к.з. приведенного к стороне НН при к.з. на стороне НН (с учетом отключенной ВЭС):

$$I_{(3)КЗ.МАКС.НН} = I_{(3)КЗ.МАКС.ВН} \times U_{МИН} / U_{НОМ.НН},$$

где $U_{НОМ.НН}$ – номинальное напряжения сети стороны НН.

$$I_{(3)КЗ.МАКС.НН} = 1937 \times (230 \times (1 - 0,12)) / 38,5 = 10184 \text{ А.}$$

Расчет минимального тока трехфазного к.з. приведенного к стороне НН при к.з. на стороне НН (с учетом отключенной ВЭС):

$$I_{(3)КЗ.МИН.НН} = I_{(3)КЗ.МИН.ВН} \times U_{МАКС} / U_{НОМ.НН},$$

где $U_{НОМ.НН}$ – номинальное напряжения сети стороны НН.

$$I_{(3)КЗ.МИН.НН} = 924 \times 252 / 38,5 = 6048 \text{ А.}$$

Эквивалент системы в максимальном режиме на шинах 35 кВ (с учетом отключенной ВЭС):

$$X_{С.МАКС} = U_{С} / (I_{(3)КЗ.МАКС.НН} \times \sqrt{3}),$$

где $U_{С} = 37000 \text{ В}$ – среднее напряжение сети (для расчета токов к.з.);


$$X_{С.МАКС} = 37000 / (10184 \times \sqrt{3}) = 2,097 \text{ Ом.}$$

Эквивалент системы в минимальном режиме на шинах 35 кВ (с учетом отключенной ВЭС):

$$X_{С.МИН} = U_{С} / (I_{(3)КЗ.МИН.НН} \times \sqrt{3}),$$

где $U_{С} = 37000 \text{ В}$ – среднее напряжение сети (для расчета токов к.з.);

$$X_{С.МИН} = 37000 / (6048 \times \sqrt{3}) = 3,532 \text{ Ом.}$$

Инв. № инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З				20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Ток подпитки 3-х фазного к.з. на секции шин 35 кВ ПС 220 кВ от ВЭС составляет:

$$I_{(3)КЗ.ВЭС} = N_{ВЭУ} \times I_{(3)КЗ.ВЭУ},$$

где $N_{ВЭУ}$ – количество устанавливаемых ВЭУ;

$I_{(3)КЗ.ВЭУ} = 89,6$ А - ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, приведенный к напряжению 35 кВ.

$$\text{Для Манланской ВЭС: } I_{(3)КЗ.ВЭС} = 18 \times 89,6 = 1613 \text{ А.}$$

Максимальный ток трехфазного к.з. на шинах 35 кВ ПС 220 кВ с учетом подпитки от ВЭС составляет:

$$I_{(3)КЗ.МАКС} = I_{(3)КЗ.МАКС.НН} + I_{(3)КЗ.ВЭС} = 10184 + 1613 = 11797 \text{ А.}$$

Максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от системы на шинах РП 35 кВ равен 9262 А. Максимальный ток трехфазного к.з. на РП 35 кВ с учетом подпитки от ВЭС составляет:

$$I_{(3)КЗ.МАКС} = I_{(3)КЗ.МАКС.РП} + I_{(3)КЗ.ВЭС} = 9262 + 1613 = 10875 \text{ А.}$$

Расчет сопротивлений трансформатора ТСН 35/0,4 кВ в РУ 35 кВ:

$$X_{ТР} = u_K \times U_{НОМ}^2 / (100 \times S_{НОМ.ТР}),$$

где $u_K = 6,0$ % –напряжение короткого замыкания ТСН 35/0,4 кВ;

$U_{НОМ} = 35$ кВ – номинальное напряжение на стороне ВН ТСН 35/0,4 кВ;

$S_{НОМ.ТР} = 0,1$ МВА – номинальная мощность ТСН 35/0,4 кВ.

$$X_{ТР} = 6,0 \times 35^2 / (100 \times 0,1) = 735 \text{ Ом.}$$


$$R_{ТР} = P_K \times U_{НОМ}^2 / S_{НОМ.ТР}^2,$$

где $P_K = 0,0018$ МВт – потери короткого замыкания ТСН 35/0,4 кВ.

$$R_{ТР} = 0,0018 \times 35^2 / 0,1^2 = 220,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивления прямой последовательности трансформаторов 35/0,72 кВ ВЭУ согласно представленным исходным данным:

$$X_{ТР.1} = 22,14 \text{ Ом;}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			21

$R_{\text{ТР.1}} = 1,58 \text{ Ом.}$

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов 35/0,72 кВ ВЭУ:

$X_{\text{ТР.0}} = 0,9 \times X_{\text{ТР}} = 19,926 \text{ Ом,}$


$R_{\text{ТР.0}} = 0,9 \times R_{\text{ТР}} = 1,422 \text{ Ом.}$

Удельные сопротивления кабелей представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1. Удельные сопротивлений КЛ ВЭУ

Марка и сечение КЛ 35 кВ	R1уд, Ом/км	X1уд, Ом/км	R0уд, Ом/км	X0уд, Ом/км
АПвПуг-35 3х3(1х500/35)	0,0278	0,0356	0,221533	0,085333
АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,105	0,1107	0,6861	0,2579
АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,164	0,12	0,902	0,412
АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,266	0,129	1,005	0,416
АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,411	0,139	1,332	0,731
АПвПуг-35 3(1х70/16)	0,567	0,146	1,49	0,735

Сопротивления кабелей представлены в таблице 4.1.2.


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									22		
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата						

Сопротивления кабелей представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.2. Расчет сопротивлений КЛ ВЭУ

Участок КЛ	Длина КЛ 35 кВ, м	Марка и сечение КЛ 35 кВ	R1, Ом	X1, Ом	R0, Ом	X0, Ом	Iс, А
ПС 220 кВ – РУ 35 кВ	5736	АПвПуг-35 3х3(1х500/35)	0,159	0,204	1,271	0,489	80,532
РУ 35 кВ – ВЭУ №17	1200	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,126	0,133	0,823	0,309	5,616
ВЭУ №17 – ВЭУ №11	1433	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,235	0,172	1,293	0,59	5,589
ВЭУ №11 – ВЭУ №10	748	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,199	0,096	0,752	0,311	2,493
ВЭУ №10 – ВЭУ №4	1103	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,453	0,153	1,469	0,806	3,131
ВЭУ №4 – ВЭУ №3	1897	АПвПуг-35 3(1х70/16)	1,076	0,277	2,827	1,394	4,836
РУ 35 кВ – ВЭУ №5	3097	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,508	0,372	2,793	1,276	12,08
ВЭУ №5 – ВЭУ №6	825	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,219	0,106	0,829	0,343	2,748
ВЭУ №6 – ВЭУ №7	823	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,338	0,114	1,096	0,602	2,337
ВЭУ №7 – ВЭУ №8	1000	АПвПуг-35 3(1х70/16)	0,567	0,146	1,49	0,735	2,283
РУ 35 кВ – ВЭУ №12	1406	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,231	0,169	1,268	0,579	5,484
ВЭУ №12 – ВЭУ №9	835	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,222	0,108	0,839	0,347	2,78
ВЭУ №9 – ВЭУ №2	1828	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,751	0,254	2,435	1,336	5,193
ВЭУ №2 – ВЭУ №1	831	АПвПуг-35 3(1х70/16)	0,471	0,121	1,238	0,611	2,118
РУ 35 кВ – ВЭУ №18	392	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,041	0,043	0,269	0,101	1,835
ВЭУ №18 – ВЭУ №16	896	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,147	0,108	0,808	0,369	3,496
ВЭУ №16 – ВЭУ №15	968	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,257	0,125	0,973	0,403	3,223
ВЭУ №15 – ВЭУ №14	1361	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,559	0,189	1,813	0,995	3,865
ВЭУ №14 – ВЭУ №13	1296	АПвПуг-35 3(1х70/16)	0,735	0,189	1,931	0,953	3,305

Электрическая схема замещения Манланской ВЭС и прилегающей сети 35 кВ представлена на чертеже ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3, лист 4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									23
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				


Номер ВЭУ/точка к.з.	Фазный ток при 2-фазном к.з. на ст. 35 кВ, А	Фазный ток при 2-фазном к.з. на ст. 0,72 кВ, А	Фазный ток при 1-фазном к.з. на ст. 0,72 кВ, А	Ток обр. послед. при 2-фазном к.з. на ст. 0,72 кВ, А	Ток обр. послед. при 1-фазном к.з. на ст. 0,72 кВ, А	Утроенный ток нулев. послед. при 1-фазном замыкании на ст. 35 кВ, А
РУ 35 кВ ПС	5238	-	-	-	-	427
РП 35 кВ	4947	-	-	-	-	422
17	4769	709	472	410	272	419
11	4540	704	469	407	270	414
10	4406	701	467	405	269	411
4	4160	696	464	402	267	405
3	3634	686	457	396	263	392
5	4445	702	468	405	270	411
6	4296	699	465	403	268	408
7	4113	695	463	401	267	403
8	3838	690	459	398	265	397
12	4714	708	472	409	272	417
9	4557	705	469	407	270	413
2	4130	696	464	402	267	403
1	3890	692	461	399	266	398
18	4889	712	474	411	273	421
16	4740	709	472	409	272	418
15	4560	705	469	407	270	414
14	4244	698	465	403	268	406
13	3868	691	460	399	265	397

Максимальный ток однофазного замыкания на землю на шинах РП 35 кВ составляет:

где $I_{(1)3.МАКС.РП} = 422 \text{ А}$ – ток замыкания на землю от резистивного заземления;

$I_{(3)с.ВЭС} = 229 \text{ А}$ – ток замыкания на землю от емкости всех кабелей 35 кВ ВЭС.

$$I_{(1)3.\text{MAKC}} = 422 + 153 = 575 \text{ A.}$$

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.2 Проверка чувствительности заводских уставок ВЭУ №1-№18

Номинальный первичный ток ТТ: 1000 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 1 А.

4.2.1 Уставка МТЗ 3I>

Рекомендуемая производителем ВЭУ уставка $3I \geq 94$ А (выдержка времени срабатывания зависима от тока).

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №3 составляет 457 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 457/94 = 4,8$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

4.2.2 Уставка МТЗ 3I>>

Рекомендуемая производителем ВЭУ уставка $3I \geq 155$ А (выдержка времени срабатывания 3с).

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №3 составляет 457 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 457/155 = 2,9$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).


4.2.3 Уставка МТЗ 3I>>>

Рекомендуемая производителем ВЭУ уставка $3I \geq 1000$ А (выдержка времени срабатывания 0,04 с).

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 3634 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 3634/1000 = 3,6$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,3$).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									25		
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

4.2.4 Уставка МТЗ $I_{0>}$

Рекомендуемая производителем ВЭУ уставка $I_{0>} \geq 25$ А (выдержка времени срабатывания 5 с).

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 392 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{сз}} = 392 / 25 = 15,6$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

4.2.5 Уставка МТЗ $I_{0>>}$

Рекомендуемая производителем ВЭУ уставка $I_{0>>} \geq 100$ А (выдержка времени срабатывания 0,04 с).

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 392 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{сз}} = 392 / 100 = 3,9$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

4.3 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №17

Номинальный первичный ток ТТ: 400 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.


4.3.1 Расчет токовой отсечки

Из условия согласования с уставкой $3I_{>>>} \geq 1000$ А ВЭУ:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{с}} \times 3I_{>>>},$$

где $K_{\text{с}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 1000 = 1100 \text{ А.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<h3>4.3.1 Расчет токовой отсечки</h3> <p>Из условия согласования с уставкой $3I_{>>>}=1000$ А ВЭУ:</p> $I_{C3} \geq K_C \times 3I_{>>>},$ <p>где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;</p> $I_{C3} \geq 1,1 \times 1000 = 1100 \text{ А}.$					
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист	
1	-	Зам.	224-20		06.20		26	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$I_{C3} \geq K_{OTS} \times I_{НАГР.МАКС} / K_B,$

где $K_{OTS} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{НАГР.МАКС} = 78,73 \times 5 = 394 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$I_{C3} \geq 1,2 \times 394 / 0,95 = 500 \text{ А}.$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$I_{C3} \geq K_{OTS} \times N_{ВЭУ} \times I_{(3)КЗ.ВЭУ},$

где $K_{OTS} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{ВЭУ} = 5$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)КЗ.ВЭУ} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$I_{C3} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493 \text{ А}.$

Принимаем $I_{C3} = 1100 \text{ А}.$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток подпитки от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 3634 А.




$K_{ч} = I_{КЗ.МИН} / I_{C3} = 3634 / 1100 = 3,3$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,3$).

Уставка во вторичных величинах:

$I_{C3.ВТ} = 1100 / (400 / 5) = 13,75 \text{ А}.$

Токовая отсечка выполняется ненаправленной.

Время срабатывания $t_{C3} = t_{пред} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с}.$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{\text{СЗ}} = 3634/1100 = 3,3$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,3$).																								
			Уставка во вторичных величинах:																								
			$I_{\text{СЗ.ВТ}} = 1100/(400/5) = 13,75 \text{ А}$.																								
Токовая отсечка выполняется ненаправленной.																											
Время срабатывания $t_{\text{СЗ}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с}$.																											
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З</td><td>Лист</td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td><td>27</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td><td></td></tr></table>												ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист	1	-	Зам.	224-20		06.20	27	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист																				
1	-	Зам.	224-20		06.20		27																				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата																						

4.3.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с уставкой $3I_{>} = 155 \text{ А ВЭУ}$:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{с}} \times 3I_{>},$$

где $K_{\text{с}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 155 = 171 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нагр.макс}}/K_{\text{в}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{\text{нагр.макс}} = 78,73 \times 5 = 394 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{\text{сз}} \geq 1,2 \times 394/0,95 = 500 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times N_{\text{ВЭУ}} \times I_{(3)\text{кз.ВЭУ}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{\text{ВЭУ}} = 5$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)\text{кз.ВЭУ}} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.


$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{сз}} = 500 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №3 составляет 457 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 457/500 = 0,9$ – условие чувствительности не выполняется ($K_{\text{ч}} < 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Подп. и дата	Лист
Инв. № подл.	Взам. инв. №					Подп. и дата	Лист
<p>$I_{C3} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493 \text{ A.}$</p> <p>Принимаем $I_{C3} = 500 \text{ A.}$</p> <p>Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.</p> <p>Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №3 составляет 457 А.</p> <p>$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{C3} = 457/500 = 0,9$ - условие чувствительности не выполняется ($K_{\text{ч}} < 1,5$ - с учетом сопротивления дуги).</p>							
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	28
1	-	Зам.	224-20		06.20		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для обеспечения дальнего резервирования предусматривается ступень ДЗ от трехфазных к.з. и ступень МТЗ обратной последовательности от несимметричных к.з., т.к. ДЗ при несимметричных к.з. за силовыми трансформаторами D/Y-5 с учетом переходного сопротивления может не иметь необходимую чувствительность.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{сз.вт}} = 500 / (400 / 5) = 6,25 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.3.3 Расчет ступени ДЗ

Для обеспечения дальнего резервирования, предусматривается ступень дистанционной защиты от трехфазных к.з.

Параметры защищаемого присоединения:

$$Z_{\text{п}} = 3,669 + j22,971 \text{ Ом, } \varphi_{\text{мч}} = 81 \text{ гр.}$$

Производим расчет ступени ДЗ по условию чувствительности при к.з. в зоне дальнего резервирования:


$$X_{\text{с.з}} \geq K_{\text{ч}} \times \left(X_{\text{л}} + \frac{X_{\text{уч1}}}{K_{\text{ТОКУч1}}} + \dots + \frac{X_{\text{учN}}}{K_{\text{ТОКУчN}}} \right)$$

где $X_{\text{уч1}} \dots X_{\text{учN}}$ – сопротивление участков цепи с разным коэффициентом токораспределения.

$K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ принимается равным 1,2 при к.з. в конце зоны резервирования. В расчетах используется такой режим, при котором значение коэффициента токораспределения минимально.

Расчет уставки ступени ДЗ по условию чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ:

$$X_{\text{с.з}} \geq 1,2 \times 22,971 = 27,566 \text{ Ом}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			29

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$I_{C3} = I_{K3.мин}/K_{ч} = 263/1,5 = 175 \text{ А}$ - $K_{ч}$ принимаем 1,5 с учетом переходного сопротивления дуги.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{C3.ВТ} = 175/(400/5) = 2,1 \text{ А.}$$

$$\text{Время срабатывания } t_{C3} = t_{пред} + \Delta t = 3,00 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.3.5 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Из условия согласования с уставкой $I_{0>>}=100 \text{ А ВЭУ}$:

$$I_{C3} \geq K_C \times 3I_{>>},$$

где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 100 = 110 \text{ А.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю своей линии:

$$I_{C.3} \geq K_H \times K_{БР} \times I_{C.л},$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{БР} = 1 - 1,5$ - коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$$I_{C.л} = 5,616 + 5,589 + 2,493 + 3,131 + 4,836 = 22 \text{ А}$$

- емкостной ток замыкания от собственной кабельной линии (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.1),




$$I_{C.3} \geq 1,2 \times 1,5 \times 22 = 40 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ВЭУ №3 при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ составляет 392 А.

$K_{ч} = I_{K3.мин}/I_{C3} = 392/110 = 3,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,5$).

$$\text{Время срабатывания } t_{C3} = t_{пред} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$I_{C3} \geq 1,2 \times 1,5 \times 22 = 40 \text{ A.}$																										
			Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.																										
			Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ВЭУ №3 при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ составляет 392 А.																										
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{C3}} = 392/110 = 3,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).																													
Время срабатывания $t_{\text{C3}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с.}$																													
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З			<table><tr><td>Лист</td></tr><tr><td>31</td></tr></table>	Лист	31
1	-	Зам.	224-20		06.20																								
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																								
Лист																													
31																													

4.4 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №5

Номинальный первичный ток ТТ: 400 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

4.4.1 Расчет токовой отсечки

Из условия согласования с уставкой $3I_{>>>}=1000$ А ВЭУ:

$$I_{C3} \geq K_C \times 3I_{>>>},$$

где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 1000 = 1100 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \times I_{НАГР.МАКС}/K_B,$$

где $K_{OTC} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{НАГР.МАКС} = 78,73 \times 4 = 315$ А, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{C3} \geq 1,2 \times 315/0,95 = 400 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \times N_{ВЭУ} \times I_{(3)КЗ.ВЭУ},$$


где $K_{OTC} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{ВЭУ} = 4$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)КЗ.ВЭУ} = 89,6$ А – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 4 \times 89,6 = 395 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{C3} = 1100$ А.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
<p>$I_{C3} \leq K_{OTC} \times N_{B3Y} \times I_{(3)K3.B3Y}$,</p> <p>где $K_{OTC} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;</p> <p>$N_{B3Y} = 4$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;</p> <p>$I_{(3)K3.B3Y} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.</p> <p>$I_{C3} \geq 1,1 \times 4 \times 89,6 = 395 \text{ А}$.</p> <p>Принимаем $I_{C3} = 1100 \text{ А}$.</p>						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №8 составляет 3838 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 3838/1100 = 3,4$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,3$).

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{сз.вт}} = 1100/(400/5) = 13,75 \text{ А.}$$

Токовая отсечка выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с.}$$

4.4.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с уставкой $3I_{\text{>>}} = 155 \text{ А ВЭУ}$:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{с}} \times 3I_{\text{>>}},$$

где $K_{\text{с}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 155 = 171 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нагр.макс}}/K_{\text{в}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата;


$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{\text{нагр.макс}} = 78,73 \times 4 = 315 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{\text{сз}} \geq 1,2 \times 315/0,95 = 400 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times N_{\text{вэу}} \times I_{(3)\text{кз.вэу}},$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
<p>максимального тока шести ВЭУ – $I_{\text{НАГР.МАКС}} = 78,73 \times 4 = 315 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).</p> <p>$I_{\text{СЗ}} \geq 1,2 \times 315 / 0,95 = 400 \text{ А}$.</p> <p>Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:</p> <p>$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{ОТС}} \times N_{\text{ВЭУ}} \times I_{(3)\text{КЗ.ВЭУ}}$,</p> <p>где $K_{\text{ОТС}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;</p>						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$N_{ВЭУ} = 4$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)кз.ВЭУ} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 4 \times 89,6 = 395 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{сз} = 400 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №8 составляет 459 А.

$K_{ч} = I_{кз.мин}/I_{сз} = 459/400 = 1,1$ – условие чувствительности не выполняется ($K_{ч} < 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).

Для обеспечения дальнего резервирования предусматривается ступень ДЗ от трехфазных к.з. и ступень МТЗ обратной последовательности от несимметричных к.з., т.к. ДЗ при несимметричных к.з. за силовыми трансформаторами D/Y-5 с учетом переходного сопротивления может не иметь необходимую чувствительность.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{сз.вт} = 400/(400/5) = 5 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.4.3 Расчет ступени ДЗ


Для обеспечения дальнего резервирования, предусматривается ступень дистанционной защиты от трехфазных к.з.

Параметры защищаемого присоединения:

$$Z_{п} = 3,212 + j22,878 \text{ Ом}, \varphi_{мч} = 82 \text{ гр.}$$

Производим расчет ступени ДЗ по условию чувствительности при к.з. в зоне дальнего резервирования:

$$X_{с.з} \geq K_{ч} \times \left(X_{л} + \frac{X_{уч1}}{K_{ТОКуч1}} + \dots + \frac{X_{учN}}{K_{ТОКучN}} \right)$$

Инв. № инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Инв. № подл.								
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			34

где $X_{уч1} \dots X_{учN}$ – сопротивление участков цепи с разным коэффициентом токораспределения.

$K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ принимается равным 1,2 при к.з. в конце зоны резервирования. В расчетах используется такой режим, при котором значение коэффициента токораспределения минимально.

Расчет уставки ступени ДЗ по условию чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ:

$$X_{\text{с.з}} \geq 1,2 \times 22,878 = 27,454 \text{ Ом}$$

Рассчитываем активную составляющую уставки срабатывания ступени ДЗ для надежного охвата переходного сопротивления дуги, исходя из сопротивления дуги на стороне НН 25 мОм:

$$R_{\text{с.з}} \geq 0,025 * 35^2 / 0,72^2 = 60 \text{ Ом}$$

Во вторичных величинах:

$$X_{\text{с.з.т}} = 27,454 \times 80 / 350 = 6,3 \text{ Ом}$$

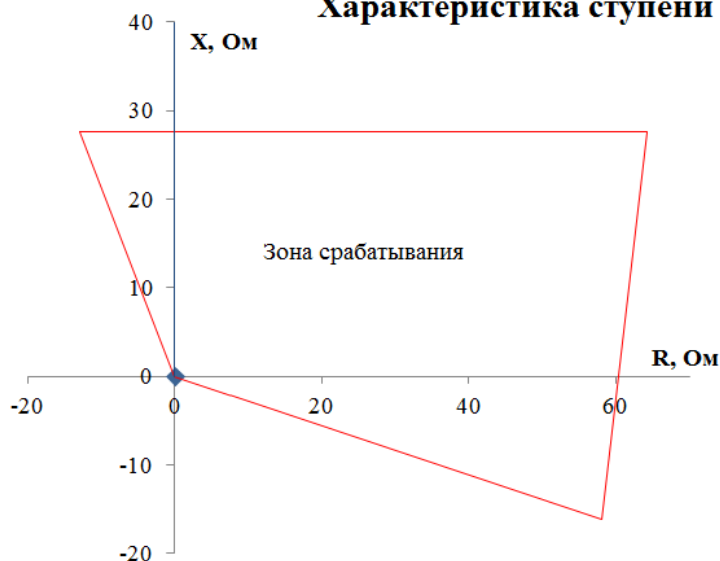
$$R_{\text{с.з.т}} = 60 \times 80 / 350 = 13,8 \text{ Ом}$$

Допустимый диапазон во вторичных величинах:

$$X_{\text{с.з.т}}(R_{\text{с.з.т}}) = 0,2 - 100 \text{ Ом.}$$

Принимается полигональная характеристика ДЗ.

Характеристика ступени ДЗ



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		35
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Выдержка времени срабатывания ступени ДЗ:

$$t_{c.3} = t_{c.3.\text{пред}} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.4.4 Расчет максимальной токовой защиты обратной последовательности

Выбираем уставку исходя из условия чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток обратной последовательности на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №8 составляет 265 А.

$I_{C3} = I_{K3.мин} / K_{ч} = 265 / 1,5 = 176 \text{ А}$ - $K_{ч}$ принимаем 1,5 с учетом переходного сопротивления дуги.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{C3,BT} = 176/(400/5) = 2,2 \text{ A.}$$

Время срабатывания $t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 3,00 + 0,25 = 3,25$ с.

4.4.5 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Из условия согласования с уставкой $I_{0\text{уст}}=100$ А ВЭУ:

$$I_{C3} \geq K_C \times 3I \gg,$$

где $K_c = 1,1$ – коэффициент согласования;


$$I_{C3} \geq 1,1 \times 100 = 110 \text{ A.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю своей линии:

$$I_{C.3} \geq K_H \times K_{BP} \times I_{C.Л},$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{БР} = 1 - 1,5$ - коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		36
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$I_{с.л} = 12,08 + 2,748 + 2,099 + 2,283 = 20 \text{ А}$ - емкостной ток замыкания от собственной кабельной линии (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.1),

$$I_{с.з} \geq 1,2 \times 1,5 \times 20 = 36 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ВЭУ при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ №8 составляет 397 А.

$K_{ч} = I_{кз.мин}/I_{сз} = 397/110 = 3,6$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,5$).

$$\text{Время срабатывания } t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с.}$$

4.5 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №12

Номинальный первичный ток ТТ: 400 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

4.5.1 Расчет токовой отсечки

Из условия согласования с уставкой $3I_{>>>} = 1000 \text{ А ВЭУ}$:

$$I_{сз} \geq K_{с} \times 3I_{>>>},$$

где $K_{с} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 1000 = 1100 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:


$$I_{сз} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс}/K_{в},$$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{нагр.макс} = 78,73 \times 4 = 315 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{сз} \geq 1,2 \times 315/0,95 = 400 \text{ А.}$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подп. и дата						
	Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:						
$I_{C3} \geq K_{OTC} \times I_{НАГР.МАКС} / K_B,$							
где $K_{OTC} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;							
$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;							
$I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{НАГР.МАКС} = 78,73 \times 4 = 315$ А, в соответствии с представленными исходными данными).							
$I_{C3} \geq 1,2 \times 315 / 0,95 = 400$ А.							
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.3	37
1	-	Зам.	224-20		06.20		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \times N_{вэу} \times I_{(3)кз.вэу},$$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{вэу} = 4$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)кз.вэу} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 4 \times 89,6 = 395 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{сз} = 1100 \text{ А}.$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №1 составляет 3890 А.

$K_{ч} = I_{кз.мин}/I_{сз} = 3890/1100 = 3,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,3$).

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{сз.вт} = 1100/(400/5) = 13,75 \text{ А}.$$

Токовая отсечка выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с}.$$

4.5.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с уставкой $3I_{>}=155 \text{ А}$ ВЭУ:


$$I_{сз} \geq K_{с} \times 3I_{>},$$

где $K_{с} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 155 = 171 \text{ А}.$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс}/K_{в},$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подп. и дата						
4.5.2 Расчет максимальной токовой защиты							
Из условия согласования с уставкой $3I_{>}=155\text{ А ВЭУ}$:							
$I_{сз} \geq K_c \times 3I_{>},$							
где $K_c = 1,1$ – коэффициент согласования;							
$I_{сз} \geq 1,1 \times 155 = 171\text{ А}.$							
Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:							
$I_{сз} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс}/K_v,$							
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	
1	-	Зам.	224-20		06.20		38
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{НАГР.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{\text{НАГР.МАКС}} = 78,73 \times 4 = 315 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,2 \times 315 / 0,95 = 400 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{ОТС}} \times N_{\text{ВЭУ}} \times I_{(3)\text{КЗ.ВЭУ}},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{\text{ВЭУ}} = 4$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)\text{КЗ.ВЭУ}} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,1 \times 4 \times 89,6 = 395 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{СЗ}} = 400 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.




Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №1 составляет 461 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}} / I_{\text{СЗ}} = 461 / 400 = 1,1$ – условие чувствительности не выполняется ($K_{\text{ч}} < 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).

Для обеспечения дальнего резервирования предусматривается ступень ДЗ от трехфазных к.з. и ступень МТЗ обратной последовательности от несимметричных к.з., т.к. ДЗ при несимметричных к.з. за силовыми трансформаторами D/Y-5 с учетом переходного сопротивления может не иметь необходимую чувствительность.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{СЗ.ВТ}} = 400 / (400 / 5) = 5 \text{ А.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №																
<p>Для обеспечения дальнего резервирования предусматривается ступень ДЗ от трехфазных к.з. и ступень МТЗ обратной последовательности от несимметричных к.з., т.к. ДЗ при несимметричных к.з. за силовыми трансформаторами D/Y-5 с учетом переходного сопротивления может не иметь необходимую чувствительность.</p> <p>Уставка во вторичных величинах:</p> $I_{C3.BT} = 400 / (400 / 5) = 5 \text{ A.}$																						
<table><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>						1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td>ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td>39</td></tr></table>	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист		39
1	-	Зам.	224-20		06.20																	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист																					
	39																					

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

Время срабатывания $t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25$ с.

4.5.3 Расчет ступени ДЗ

Для обеспечения дальнего резервирования, предусматривается ступень дистанционной защиты от трехфазных к.з.

Параметры защищаемого присоединения:

$Z_{П} = 3,255 + j22,792$ Ом, $\varphi_{мч} = 82$ гр.

Производим расчет ступени ДЗ по условию чувствительности при к.з. в зоне дальнего резервирования:

$$X_{с.з} \geq K_{ч} \times \left(X_{Л} + \frac{X_{уч1}}{K_{ТОКуч1}} + \dots + \frac{X_{учN}}{K_{ТОКучN}} \right)$$

где $X_{уч1} \dots X_{учN}$ – сопротивление участков цепи с разным коэффициентом токораспределения.

$K_{ч}$ – коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ принимается равным 1,2 при к.з. в конце зоны резервирования. В расчетах используется такой режим, при котором значение коэффициента токораспределения минимально.

Расчет уставки ступени ДЗ по условию чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ:

$$X_{с.з} \geq 1,2 \times 22,792 = 27,351 \text{ Ом}$$

Рассчитываем активную составляющую уставки срабатывания ступени ДЗ для надежного охвата переходного сопротивления дуги, исходя из сопротивления дуги на стороне НН 25 мОм:

$$R_{с.з} \geq 0,025 * 35^2 / 0,72^2 = 60 \text{ Ом}$$

Во вторичных величинах:


$$X_{с.з.Т} = 27,351 \times 80 / 350 = 6,3 \text{ Ом}$$

$$R_{с.з.Т} = 60 \times 80 / 350 = 13,8 \text{ Ом}$$

Допустимый диапазон во вторичных величинах:

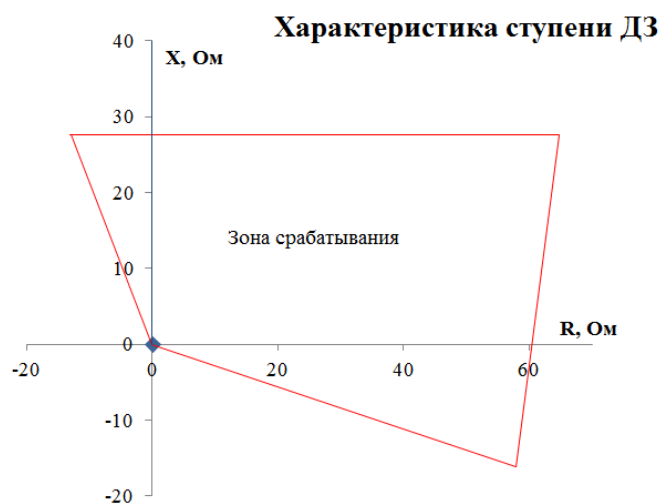
Инв. № подл.						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист
Подп. и дата							40
Взам. инв. №							

сопротивления дуги на стороне НН 25 мОм:					
$R_{с.з} \geq 0,025 * 35^2 / 0,72^2 = 60 \text{ Ом}$					
Во вторичных величинах:					
$X_{с.з.т} = 27,351 \times 80 / 350 = 6,3 \text{ Ом}$					
$R_{с.з.т} = 60 \times 80 / 350 = 13,8 \text{ Ом}$					
Допустимый диапазон во вторичных величинах:					

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З
1	-	Зам.	224-20		06.20	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$X_{с.з.т}(R_{с.з.т}) = 0,2 - 100 \text{ Ом.}$$

Принимается полигональная характеристика ДЗ.



Выдержка времени срабатывания ступени ДЗ:

$$t_{с.з} = t_{с.з.пред} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.5.4 Расчет максимальной токовой защиты обратной последовательности

Выбираем уставку исходя из условия чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток обратной последовательности на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №1 составляет 266 А.

$I_{сз} = I_{кз.мин} / K_{ч} = 266 / 1,5 = 177 \text{ А}$ - $K_{ч}$ принимаем 1,5 с учетом переходного сопротивления дуги.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{сз.вт} = 177 / (400/5) = 2,2 \text{ А.}$$


Время срабатывания $t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 3,00 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$

4.5.5 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Из условия согласования с уставкой $I_{0>>} = 100 \text{ А ВЭУ:}$

$$I_{сз} \geq K_{с} \times 3I_{>>},$$

где $K_{с} = 1,1$ – коэффициент согласования;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Уставка во вторичных величинах:					
			$I_{C3.BT} = 177 / (400 / 5) = 2,2 \text{ A.}$ Время срабатывания $t_{C3} = t_{пред} + \Delta t = 3,00 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$					
4.5.5 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности								
Из условия согласования с уставкой $I_{0>>} = 100 \text{ A ВЭУ:}$								
$I_{C3} \geq K_C \times 3I_{>>},$								
где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;								
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20			41
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 100 = 110 \text{ A.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю своей линии:

$$I_{C3} \geq K_H \times K_{БР} \times I_{CЛ},$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{БР} = 1 - 1,5$ – коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$I_{CЛ} = 5,484 + 2,78 + 5,193 + 2,118 = 16 \text{ A}$ – емкостной ток замыкания от собственной кабельной линии (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.1),

$$I_{C3} \geq 1,2 \times 1,5 \times 16 = 29 \text{ A.}$$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ВЭУ при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ №1 составляет 398 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{C3} = 398/110 = 3,6$ – условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

Время срабатывания $t_{C3} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с.}$

4.6 Выбор уставок КЛ 35 кВ ВЭУ №18

Номинальный первичный ток ТТ: 400 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

4.6.1 Расчет токовой отсечки

Из условия согласования с уставкой $3I_{>>>} = 1000 \text{ A}$ ВЭУ:

$$I_{C3} \geq K_C \times 3I_{>>>},$$

где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 1000 = 1100 \text{ A.}$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата		1	-	Зам.	224-20	06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	42
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$I_{C3} \geq K_{OTS} \times I_{НАГР.МАКС} / K_B,$

где $K_{OTS} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{НАГР.МАКС} = 78,73 \times 5 = 394 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$I_{C3} \geq 1,2 \times 394 / 0,95 = 500 \text{ А}.$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$I_{C3} \geq K_{OTS} \times N_{ВЭУ} \times I_{(3)КЗ.ВЭУ},$

где $K_{OTS} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{ВЭУ} = 5$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)КЗ.ВЭУ} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$I_{C3} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493 \text{ А}.$

Принимаем $I_{C3} = 1100 \text{ А}.$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №13 составляет 3868 А.


$K_{ч} = I_{КЗ.МИН} / I_{C3} = 3868 / 1100 = 3,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,3$).

Уставка во вторичных величинах:

$I_{C3.ВТ} = 1100 / (400 / 5) = 13,75 \text{ А}.$

Токовая отсечка выполняется ненаправленной.

Время срабатывания $t_{C3} = t_{пред} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с}.$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{\text{СЗ}} = 3868/1100 = 3,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,3$).				
			Уставка во вторичных величинах: $I_{\text{СЗ.ВТ}} = 1100/(400/5) = 13,75 \text{ А}$. Токовая отсечка выполняется ненаправленной. Время срабатывания $t_{\text{СЗ}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29 \text{ с}$.				
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		43
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4.6.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с уставкой $3I_{>}=155\text{ А ВЭУ}$:

$I_{сз} \geq K_c \times 3I_{>},$

где $K_c = 1,1$ – коэффициент согласования;

$I_{сз} \geq 1,1 \times 155 = 171\text{ А}.$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$I_{сз} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс}/K_v,$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_v = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{нагр.макс} = 78,73 \times 5 = 394\text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$I_{сз} \geq 1,2 \times 394/0,95 = 500\text{ А}.$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от ВЭУ своей линии:

$I_{сз} \geq K_{отс} \times N_{вэу} \times I_{(3)кз.вэу},$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{вэу} = 5$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)кз.вэу} = 89,6\text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.


$I_{сз} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493\text{ А}.$

Принимаем $I_{сз} = 500\text{ А}.$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №13 составляет 460А.

$K_{ч} = I_{кз.мин}/I_{сз} = 460/500 = 0,9$ - условие чувствительности не выполняется ($K_{ч} < 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подп. и дата						
$I_{C3} \geq 1,1 \times 5 \times 89,6 = 493 \text{ A.}$							
Принимаем $I_{C3} = 500 \text{ A.}$							
Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,72 кВ.							
Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №13 составляет 460А.							
$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{C3} = 460/500 = 0,9$ - условие чувствительности не выполняется ($K_{\text{ч}} < 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).							
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	44
1	-	Зам.	224-20		06.20		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Для обеспечения дальнего резервирования предусматривается ступень ДЗ от трехфазных к.з. и ступень МТЗ обратной последовательности от несимметричных к.з., т.к. ДЗ при несимметричных к.з. за силовыми трансформаторами D/Y-5 с учетом переходного сопротивления может не иметь необходимую чувствительность.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{сз.вт} = 500/(400/5) = 6,25 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{сз} = t_{пред} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.6.3 Расчет ступени ДЗ

Для обеспечения дальнего резервирования, предусматривается ступень дистанционной защиты от трехфазных к.з.

Параметры защищаемого присоединения:

$$Z_{\Pi} = 3,319 + j22,794 \text{ Ом, } \varphi_{мч} = 82 \text{ гр.}$$

Производим расчет ступени ДЗ по условию чувствительности при к.з. в зоне дальнего резервирования:


$$X_{с.з} \geq K_{ч} \times \left(X_{л} + \frac{X_{уч1}}{K_{ТОКуч1}} + \dots + \frac{X_{учN}}{K_{ТОКучN}} \right)$$

где $X_{уч1} \dots X_{учN}$ – сопротивление участков цепи с разным коэффициентом токораспределения.

$K_{ч}$ – коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ принимается равным 1,2 при к.з. в конце зоны резервирования. В расчетах используется такой режим, при котором значение коэффициента токораспределения минимально.

Расчет уставки ступени ДЗ по условию чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ:

$$X_{с.з} \geq 1,2 \times 22,794 = 27,353 \text{ Ом}$$

Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			45

Рассчитываем активную составляющую уставки срабатывания ступени ДЗ для надежного охвата переходного сопротивления дуги, исходя из сопротивления дуги на стороне НН 25 мОм:

$$R_{с.з} \geq 0,025 * 35^2 / 0,72^2 = 60 \text{ Ом}$$

Во вторичных величинах:

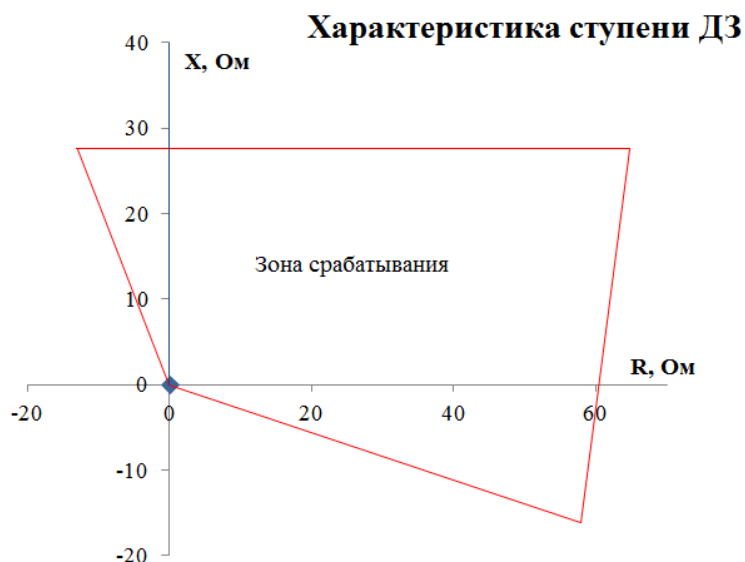
$$X_{с.з.т} = 27,353 \times 80 / 350 = 6,3 \text{ Ом}$$

$$R_{с.з.т} = 60 \times 80 / 350 = 13,8 \text{ Ом}$$

Допустимый диапазон во вторичных величинах:

$$X_{с.з.т}(R_{с.з.т}) = 0,2 - 100 \text{ Ом.}$$

Принимается полигональная характеристика ДЗ.



Выдержка времени срабатывания ступени ДЗ:

$$t_{с.з} = t_{с.з.пред} + \Delta t = 3 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.6.4 Расчет максимальной токовой защиты обратной последовательности

Выбираем уставку исходя из условия чувствительности к к.з. на стороне 0,72 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
1	-	Зам.	224-20		06.20	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З						Лист
						46

Минимальный ток обратной последовательности на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,72 кВ ВЭУ №13 составляет 265 А.

$I_{СЗ} = I_{КЗ.МИН}/K_{\text{ч}} = 265/1,5 = 176 \text{ А}$ - $K_{\text{ч}}$ принимаем 1,5 с учетом переходного сопротивления дуги.

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{СЗ.ВТ} = 176/(400/5) = 2,2 \text{ А.}$$

$$\text{Время срабатывания } t_{СЗ} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 3,00 + 0,25 = 3,25 \text{ с.}$$

4.6.5 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Из условия согласования с уставкой $I_{0>>}=100 \text{ А ВЭУ}$:

$$I_{СЗ} \geq K_{\text{С}} \times 3I_{>>},$$

где $K_{\text{С}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{СЗ} \geq 1,1 \times 100 = 110 \text{ А.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю своей линии:

$$I_{С.З} \geq K_{\text{Н}} \times K_{\text{БР}} \times I_{\text{С.Л}},$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{БР}} = 1 - 1,5$ - коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;


$$I_{\text{С.Л}} = 1,835 + 3,496 + 3,223 + 3,865 + 3,305 = 16 \text{ А}$$

- емкостной ток замыкания от собственной кабельной линии (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.1),

$$I_{\text{С.З}} \geq 1,2 \times 1,5 \times 16 = 29 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ВЭУ при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ВЭУ №13 составляет 397 А.

Инв. № инв.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3				47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 397/110 = 3,6$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

Время срабатывания $t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,04 + 0,25 = 0,29$ с.

4.7 Выбор уставок ТСН 35 кВ

Номинальный первичный ток ТТ: 200 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

4.7.1 Расчет токовой отсечки

Из условия отстройки от максимального тока трехфазного к.з. на шинах 0,4 кВ:

$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{кз.макс}},$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{кз.макс}}$ – максимальный ток трехфазного к.з. на стороне 0,4 кВ – 28 А.

$I_{\text{сз}} \geq 1,3 \times 28 = 40 \text{ А.}$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ТСН.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на стороне 35 кВ ТСН составляет 4947 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 4947/40 = 123,6$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,3$).

Уставка во вторичных величинах:

$I_{\text{сз.вт}} = 40/(200/5) = 1 \text{ А.}$

Токовая отсечка выполняется ненаправленной.


Время срабатывания $t_{\text{сз}} = 0$.

4.7.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нагр.макс}}/K_{\text{в}},$

где $K_{\text{отс}} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			48

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$$I_{\text{НАГР.МАКС}} = S_{\text{НОМ.ТСН}} / (\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ.ТСН}}) = 100 / (\sqrt{3} \times 35) = 1,7 \text{ А}$$

– максимальный ток нагрузки (выбран исходя из номинальной мощности ТСН).

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,2 \times 1,7 / 0,95 = 2,2 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 0,4 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 1-фазном к.з. на стороне 0,4 кВ ТСН составляет 16 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}} / I_{\text{СЗ}} = 16 / 2,2 = 7,2$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$ – с учетом сопротивления дуги).

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{СЗ.ВТ}} = 2,2 / (200 / 5) = 0,06 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{\text{СЗ}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ с.}$$

4.7.3 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Выбираем уставку $I_{0>>}=100 \text{ А.}$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ТСН.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ ТСН при 1-фазном замыкании на стороне 35 кВ ТСН составляет 422 А.


$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}} / I_{\text{СЗ.І}} = 422 / 100 = 4,2$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

Время срабатывания $t_{\text{СЗ}} = 0$.

4.8 Выбор уставок ввода 35 кВ РП 35 кВ

Номинальный первичный ток ТТ: 2000 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

Инв. №	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Инв. № подл.								
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			49

4.8.1 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с МТЗ отходящих линий 35 кВ РП 35 кВ:

$$I_{сз} \geq K_c \times 3I >>,$$

где $K_c = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 500 = 550 \text{ А.}$$

Из условия согласования с токовыми отсечками отходящих линий 35 кВ РП 35 кВ:

$$I_{сз} \geq K_c \times 3I >>,$$

где $K_c = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 1100 = 1210 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс} / K_v,$$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_v = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{нагр.макс} = 78,73 \times 18 = 1418 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{сз} \geq 1,2 \times 1418 / 0,95 = 1792 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от всех ВЭУ:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \times N_{вэу} \times I_{(3)кз.вэу},$$


где $K_{отс} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{вэу} = 18$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)кз.вэу} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{сз} \geq 1,1 \times 18 \times 89,6 = 1775 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{сз} = 1800 \text{ А}$.

Инв. № инв.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Инв. № подл.								
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			50

Проверяем чувствительность к к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 4947 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 4947/1800 = 2,7$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

Проверяем чувствительность к к.з. в зоне резервирования (наиболее электрически удаленная точка подключения ВЭУ).

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 3634 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 3634/1800 = 2,0$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,2$).

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{сз.вт}} = 1800/(2000/5) = 4,55 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

Время срабатывания $t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 3,25 + 0,25 = 3,5$ с. В виду того, что для выбранной уставки выполняется условие согласования с уставками токовых отсечек предыдущих линий, время срабатывания можно выбрать по согласованию с выдержкой времени токовых отсечек отходящих линий 35 кВ: $t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,25 + 0,25 = 0,5$ с.

4.8.2 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности


Из условия согласования с ТЗНП отходящих линий 35 кВ РП 35 кВ:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{с}} \times 3I >>,$$

где $K_{\text{с}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 110 = 121 \text{ А.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю отходящих линий от РП 35 кВ к ВЭУ:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	4.8.2 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности				
			Из условия согласования с ТЗНП отходящих линий 35 кВ РП 35 кВ:				
			$I_{C3} \geq K_C \times 3I >>$,				
			где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;				
			$I_{C3} \geq 1,1 \times 110 = 121 \text{ А.}$				
			Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю				
			отходящих линий от РП 35 кВ к ВЭУ:				
						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист
							51
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
1	-	Зам.	224-20		06.20		

$$I_{C.3} \geq K_H \times K_{БР} \times I_{C.ОЛ.ВЭС},$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{БР} = 1 - 1,5$ – коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$I_{C.ОЛ.ВЭС} = 73 \text{ А}$ – емкостной ток замыкания от всех отходящих линий от РП 35 кВ к ВЭС (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.1),

$$I_{C.3} \geq 1,2 \times 1,5 \times 73 = 132 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{C3} = 140 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы при 1-фазном замыкании на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 422 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.МИН}}/I_{C3} = 422/140 = 3,01$ – условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).

Время срабатывания $t_{C3} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,29 + 0,25 = 0,54 \text{ с}$.

4.9 Выбор уставок линии 35 кВ ПС 220 кВ

Номинальный первичный ток ТТ: 2000 А.

Номинальный вторичный ток ТТ: 5 А.

4.9.1 Расчет токовой отсечки

Из условия отстройки от к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ:


$$I_{C3} \geq K_{\text{ОТС}} \times I_{(3).КЗ.МАКС.РП},$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{(3).КЗ.МАКС.РП} = 9262 \text{ А}$ – ток короткого замыкания на шинах 35 кВ РП 35 кВ.

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 9262 = 10189 \text{ А}.$$

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
Из условия отстройки от к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ:						
$I_{C3} \geq K_{OTC} \times I_{(3).КЗ.МАКС.РП},$						
где $K_{OTC} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;						
$I_{(3).КЗ.МАКС.РП} = 9262 \text{ А}$ – ток короткого замыкания на шинах 35 кВ РП 35 кВ.						
$I_{C3} \geq 1,1 \times 9262 = 10189 \text{ А}.$						
Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:						
						Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \times I_{НАГР.МАКС} / K_B,$$

где $K_{OTC} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{НАГР.МАКС} = 78,73 \times 18 = 1418$ А, в соответствии с представленными исходными данными).

$$I_{C3} \geq 1,2 \times 1418 / 0,95 = 1792 \text{ А.}$$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от всех ВЭУ:

$$I_{C3} \geq K_{OTC} \times N_{ВЭУ} \times I_{(3)КЗ.ВЭУ},$$

где $K_{OTC} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{ВЭУ} = 18$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)КЗ.ВЭУ} = 89,6$ А – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 18 \times 89,6 = 1775 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{C3} = 10200$ А.

Проверяем чувствительность к к.з. в начале рассматриваемой линии.

Максимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 3-х фазном к.з. на шинах 35 кВ ПС 220 кВ составляет 10184 А.

$K_{\text{ч}} = I_{КЗ.МАКС} / I_{C3} = 10184 / 10200 = 0,9$ - условие чувствительности не выполняется ($K_{\text{ч}} < 1,3$) – вывод – токовая отсечка не эффективна. Ввод токовой отсечки не предусмотрен.


4.9.2 Расчет максимальной токовой защиты

Из условия согласования с МТЗ ввода 35 кВ РП 35 кВ:

$$I_{C3} \geq K_C \times 3I >> ,$$

где $K_C = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{C3} \geq 1,1 \times 1800 = 1980 \text{ А.}$$

Инв. № инв.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Инв. № подл.								
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подп.	Дата			53

Из условия отстройки от максимального тока нагрузки:

$I_{с3} \geq K_{отс} \times I_{нагр.макс} / K_{в},$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки (выбран исходя из максимального тока шести ВЭУ – $I_{нагр.макс} = 78,73 \times 18 = 1418 \text{ А}$, в соответствии с представленными исходными данными).

$I_{с3} \geq 1,2 \times 1418 / 0,95 = 1792 \text{ А}.$

Из условия отстройки от максимального тока подпитки трехфазного к.з. в РУ 35 кВ Манланской ВЭС от всех ВЭУ:

$I_{с3} \geq K_{отс} \times N_{вэу} \times I_{(3)кз.вэу},$

где $K_{отс} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент отстройки;

$N_{вэу} = 18$ – количество ВЭУ, подключенных к своей линии;

$I_{(3)кз.вэу} = 89,6 \text{ А}$ – максимальный ток подпитки трехфазного к.з. от одной ВЭУ, в соответствии с представленными исходными данными.

$I_{с3} \geq 1,1 \times 18 \times 89,6 = 1775 \text{ А}.$

Принимаем $I_{с3} = 2000 \text{ А}.$


Проверяем чувствительность к к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ.

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-х фазном к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 4947 А.

$K_{ч} = I_{кз.мин} / I_{с3} = 4947 / 2000 = 2,4$ - условие чувствительности выполняется ($K_{ч} > 1,5$).

Проверяем чувствительность к к.з. в зоне резервирования (наиболее электрически удаленная точка подключения ВЭУ).

Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 3634 А.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
<p>к.з. на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 4947 А.</p> <p>$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 4947/2000 = 2,4$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,5$).</p> <p>Проверяем чувствительность к к.з. в зоне резервирования (наиболее электрически удаленная точка подключения ВЭУ).</p> <p>Минимальный ток от внешней системы на стороне 35 кВ при 2-фазном к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ №3 составляет 3634 А.</p>						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 3634/2000 = 1,8$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} > 1,2$).

Уставка во вторичных величинах:

$$I_{\text{сз.вт}} = 2000/(2000/5) = 5 \text{ А.}$$

МТЗ первой ступени выполняется ненаправленной.

$$\text{Время срабатывания } t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,55 + 0,25 = 0,75 \text{ с.}$$

4.9.2 Уставка ступени токовой защиты нулевой последовательности

Из условия согласования с ТЗНП ввода 35 кВ РП 35 кВ:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{с}} \times 3I >>,$$

где $K_{\text{с}} = 1,1$ – коэффициент согласования;

$$I_{\text{сз}} \geq 1,1 \times 140 = 154 \text{ А.}$$

Проверка по условию отстройки от емкостного тока замыкания на землю своей линии:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \times K_{\text{бр}} \times I_{\text{с.вэс}},$$

где $K_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{бр}} = 1 - 1,5$ - коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ;

$I_{\text{с.вэс}} = 73 \text{ А}$ - емкостной ток замыкания от всех кабельных линий ВЭС (принят на основании тома ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.1),

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \times 1,5 \times 153 = 276 \text{ А.}$$


Принимаем $I_{\text{сз}} = 280 \text{ А.}$

Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.

Минимальный ток от внешней системы при 1-фазном замыкании на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 422 А.

$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{\text{сз}} = 422/280 = 1,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} = 1,5$).

$$\text{Время срабатывания } t_{\text{сз}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,54 + 0,25 = 0,79 \text{ с.}$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
<p>$I_{C3} \geq 1,2 \times 1,5 \times 153 = 276 \text{ A.}$</p> <p>Принимаем $I_{C3} = 280 \text{ A.}$</p> <p>Проверяем чувствительность к к.з. на стороне 35 кВ ВЭУ.</p> <p>Минимальный ток от внешней системы при 1-фазном замыкании на шинах 35 кВ РП 35 кВ составляет 422 А.</p> <p>$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мин}}/I_{C3} = 422/280 = 1,5$ - условие чувствительности выполняется ($K_{\text{ч}} = 1,5$).</p> <p>Время срабатывания $t_{C3} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 0,54 + 0,25 = 0,79 \text{ с.}$</p>						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

5 Общее первичное регулирование частоты

В соответствии с п.3.5 технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (утверждены Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко 06 марта 2019 г.), а также согласно раздела IV приказа Министерства Энергетики РФ от 09.01.2019 №2 ветроэнергетические установки ВЭС должны участвовать в 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 ВЭС.




На Манланской 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 тока и напряжения осуществляется в РП 35 кВ ВЭС от соответствующих ТТ и ТН. На основании измеренных величин вычисляются остальные параметры (активная/реактивная/полная мощность, частота, коэффициент мощности).

Статизм частотного регулирования равен 5%. Верхняя граница «мертвой полосы» первичного регулирования составляет 50,1 Гц. Величина требуемой первичной мощности определяется, исходя из величины отклонения частоты выше 50,1 Гц и величины фактической мощности включенного в работу генерирующего оборудования ВЭС на момент отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования.

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{ТП} = -100 \times P_{НОМ} \times K_d \times \Delta f_P / (S_{\%} \times f_{НОМ}), \text{ МВт}$$

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

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №																						
<p>полосы» первичного регулирования составляет 50,1 Гц. Величина требуемой первичной мощности определяется, исходя из величины отклонения частоты выше 50,1 Гц и величины фактической мощности включенного в работу генерирующего оборудования ВЭС на момент отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования.</p> <p>Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:</p> $P_{\text{ТП}} = -100 \times P_{\text{НОМ}} \times K_{\text{Д}} \times \Delta f_P / (S_{\%} \times f_{\text{НОМ}}), \text{ МВт}$ <p>где $S_{\%}$ - статизм первичного регулирования;</p>																												
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№докум.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№докум.	Подп.	Дата	<table><tr><td>ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td>56</td></tr></table>	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист		56
1	-	Зам.	224-20		06.20																							
Изм.	Кол.уч	Лист	№докум.	Подп.	Дата																							
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	Лист																											
	56																											

$P_{\text{НОМ}}$, МВт – исходная мощность генерирующего оборудования;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности;

Δf_p – расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_p = 0$ при снижении частоты, не превышающей зону нечувствительности ($f_{\text{нч}}$) или «мертвую полосу» ($50,00 \pm f_{\text{мп}}$) первичного регулирования;

$\Delta f_p = f_{\text{д}} - (50,00 + f_{\text{нч}}(f_{\text{мп}}))$ при превышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования ($\Delta f_p > 0$);

$f_{\text{д}}$ – текущее значение частоты.


При увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования не более чем на 10 секунд обеспечивается снижение активной мощности генерирующего оборудования ВЭС на величину требуемой первичной мощности.

Снижение активной мощности генерирующего оборудования ВЭС 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 активной мощности.

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

Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования представлена ниже:

Инв. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата								Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3					57
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

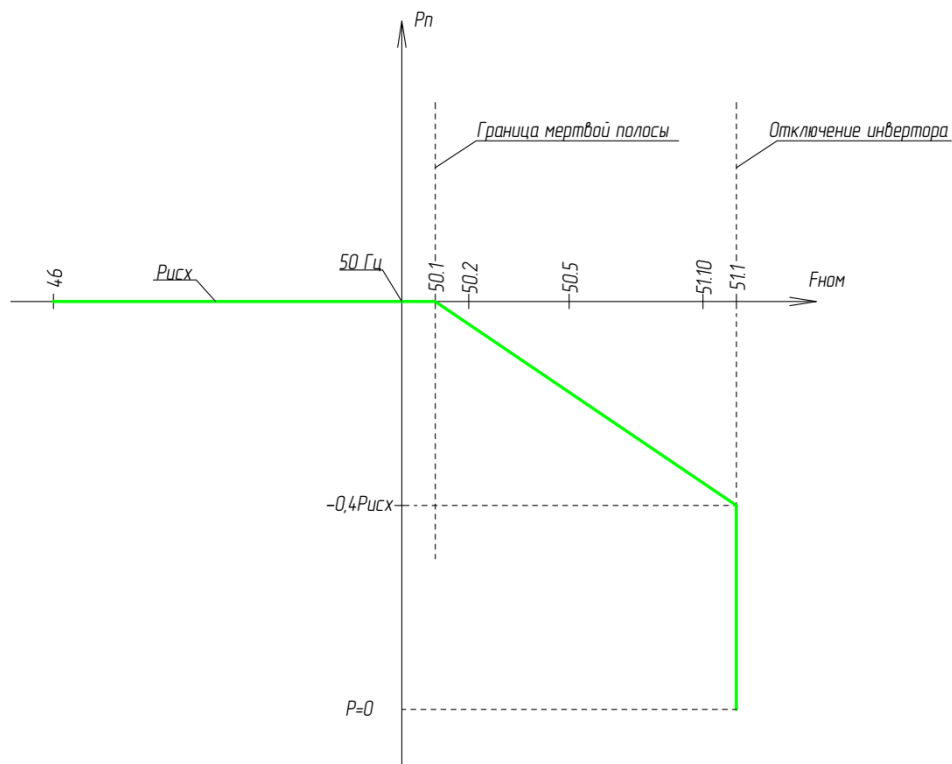


Рис.1 Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования

Работа генерирующего оборудования Манланской ВЭС с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона активной мощности обеспечивается:


длительно — 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 не менее 1 секунды.

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

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3

Лист

58

6 Выбор параметров ТТ и ТН

В РП 35 кВ предусматриваются обмотки ТТ 35 кВ для подключения РАС и МП терминалов РЗА со следующими параметрами:


1. В РП 35 для ячеек №3,4,5,6: $K_{ТТ}=400/5$, $S_{ном}=10$ ВА, класс точности – 5Р;
2. В РП 35 для ячейки №2: $K_{ТТ}=2000/5$, $S_{ном}=10$ ВА, класс точности – 5Р;
3. В РП 35 для ячейки №1: $K_{ТТ}=200/5$, $S_{ном}=10$ ВА, класс точности – 5Р.

В соответствии с расчетами параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей, выполненными на чертеже ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3, лист 2, принят коэффициент номинальной предельной кратности - 20.

В РП 35 кВ предусматривается ТН 35 кВ со вторичными обмотками для подключения РАС, устройств АСУ ТП и измерений со следующими параметрами:

- со схемой «звезда» для учета ЭЭ, номинальное напряжение вторичной обмотки $100/\sqrt{3}$, класс точности – 0,5, номинальная мощность – 30 ВА;
- со схемой «звезда» для РАС, устройств АСУ и измерений, номинальное напряжение вторичной обмотки $100/\sqrt{3}$, класс точности – 0,5, номинальная мощность – 30 ВА;
- со схемой «разомкнутый треугольник» для РАС, номинальное напряжение вторичной обмотки $100/3$, класс точности – 3Р, номинальная мощность – 50 ВА.

Расчетами параметров ТН 35 кВ и их вторичных цепей выполнены на чертеже ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3, лист 3.

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист			
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3				59		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

7 Основные технические требования к комплектам РЗА

7.1 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.

7.2 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 $I_{\text{НОМ}} = 1(5)\text{А}$;
- ток термической стойкости $2 \times I_{\text{НОМ}}$ (длительно);
- ток односекундной стойкости $100 \times I_{\text{НОМ}}$;
- рабочий диапазон $(0,1-30) \times I_{\text{НОМ}}$.

Инв. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З				60
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 6% от среднего значения.

Исчезновение или снижение, ниже установленного уровня, напряжения оперативного постоянного тока на время, не превышающее 50 мс, 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 $(0,8-1,1) U_{\text{вх.ном}}$;

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подп. и дата						
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
						61	

- ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих им контактов, для чего первоначальной импульс тока входа должен быть $I_{\text{вх.имп}} \geq 50$ 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, исключаяющими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала;

- содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты;

- коммутировать напряжение постоянного тока до 250 В.




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;

- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №																	
<p>- 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;</p> <p>- 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;</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	224-20		06.20																		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата																		
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З					Лист																		
					62																		

- стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-10х 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, в том числе на сервер АСУ ТП;

- аппаратно-программный контроль и диагностику;

- русифицированный интерфейс;

- функцию определения места повреждения.

Должна обеспечиваться возможность выбора уставок и их установку посредством местного и удаленного доступа, в том числе возможность установки всех регулируемых параметров (групп уставок) по дискретным входным сигналам, с клавиатуры и дисплея терминала, с помощью персонального компьютера, подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления.


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;

- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их работы и взаимодействия внутри терминала;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3						
			1	-	Зам.	224-20		06.20	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- рекомендации по выбору параметров настройки терминала;
- 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.

7.3 Требования к низковольтным отсекам КРУ для установки микропроцессорных устройств

Терминалы должны размещаться в унифицированных шкафах двустороннего обслуживания. При наличии на лицевой панели устройств релейной защиты 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 терминалов должны иметься переключатели или испытательные блоки (разъемы) для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.

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.

При наличии в одном шкафу терминалов и устройств различного функционального назначения они должны быть разделены на независимые зоны обслуживания. Терминалы управления, а также комплекты основных и резервных защит должны размещаться в отдельных шкафах или изолированных секциях шкафа.

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

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

Инв. № инв.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З				64
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

При необходимости, в составе шкафов РЗА должно быть предусмотрено дополнительное сетевое оборудование для подключения МП терминалов к дублированному сетевому интерфейсу для нужд АСУ ТП.

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

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

7.4 Требования к помехозащищенности, безопасности и экологии изделий РЗА


Шкаф должен соответствовать группе механического исполнения в части воздействия механических факторов внешней среды М39 по ГОСТ 17516.1-90, при этом аппаратура, входящая в состав шкафа, должна выдерживать вибрационные нагрузки с максимальным ускорением 0,7 g в диапазоне частот от 10 до 100 Гц.

Шкафы с микропроцессорной аппаратурой РЗА должны быть испытаны на устойчивость к внешним и внутренним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2007 и отвечать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97.

Шкафы должны иметь исполнение, исключающее наличие принудительных источников вентиляции.

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».

Технические средства (устройства) должны устанавливаться так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>принудительных источников вентиляции.</p> <p>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».</p> <p>Технические средства (устройства) должны устанавливаться так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.</p>						
								Лист	
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Изделия с питанием от сети (переменное напряжение) должны иметь сигнализацию включения сетевого напряжения.

Все металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и металлоконструкций, которые могут оказаться под напряжением, подлежат заземлению (устройство защитного заземления по ГОСТ 12.1.030-81). Для заземления должна использоваться заземляющая шина системы электроснабжения и силового электрооборудования. Все устройства в шкафах должны быть подключены к заземляющей шине. Устройства и шкафы должны иметь приспособления для подключения к заземляющему контуру.

7.5 Требования к надежности и живучести системы РЗА

Система РЗА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 20 лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-86).


В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	автономность отдельных компонентов системы и т.п.);		
			- требуемым регламентом обслуживания технических средств.		
			Количественные показатели надежности должны составлять:		
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- 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;		

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20		66
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения питания в пределах +10 и -20% от номинального.

Неисправность любого терминала защиты или управления не должна приводить к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным действиям других исправных терминалов.

7.6 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:


- по температуре воздуха – не менее чем от 5 до 55°C;
- по влажности воздуха – не менее чем от 5 до 75% (без конденсации влаги).

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.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.3			67
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подп.	Дата				

отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									68		
			1	-	Зам.	224-20		06.20	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата						

Ссылочные нормативные документы

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. Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению, РД 153-34.3-20.409-99, утвержденные РАО «ЕЭС России» 13.12.1999.




5. СП 76.13330.2016 «Свод правил. Электротехнические устройства».

6. 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».

7. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

8. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие графические требования».

9. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	7. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».																			
			8. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие графические требования».																			
			9. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское																			
<table><tr><td>1</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>224-20</td><td></td><td>06.20</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>						1	-	Зам.	224-20		06.20	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<table><tr><td>ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td>69</td></tr></table>	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист		69
1	-	Зам.	224-20		06.20																	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	Лист																					
	69																					

управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования».

10. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

11. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

12. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 12.07.2018 №548».

13. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» СТО 59012820.29.020.002-2012.


14. Методические рекомендации по проектированию энергосистем. СО 153-34.20.118 -2003.

15. Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденном приказом Минэнерго России от 09.01.2019 №2.

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

17. Общие требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97.

18. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 08.12.2018) "Об утверждении Правил технологического функционирования


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
1	-	Зам.	224-20		06.20			Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З		70

электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

19. Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденным приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2» (далее - Требования к ОНРЧ).

20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (с изменениями на 13 сентября 2018 года), утвержденными приказом Минэнерго №6 от 13.01.2003г.

Данный перечень является достаточным при работе над проектом, но не исчерпывающим. Кроме этой НТД, в некоторых конкретных случаях могут использоваться требования иных действующих нормативно-технических документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
1	-	Зам.	224-20		06.20		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З						Лист	
						71	

Перечень принятых сокращений

АВ – автоматический выключатель

АВР – автоматическое включение резерва

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ ТП – автоматическая система управления технологическими процессами

АУВ – автоматика управления выключателем

ВН – высшее напряжение

ВЛ – воздушная линия

ВЭС – ветровая электрическая станция

ВЭУ – ветровая энергетическая установка

ДЗ – дистанционная защита

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий

ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю

ИБП – источник бесперебойного питания

ИТС – информационно-технологические системы

КЗ – короткое замыкание

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое

МП – микропроцессорный

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низшее напряжение

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты

ОУ – оперативное ускорение

ПКУ – пункт коммерческого учета

ПС – подстанция

РАС – регистратор аварийных событий

РЗА – релейная защита и автоматика

РП – распределительный пункт


СВМ – схема выдачи мощности

СГЭ – система гарантированного электропитания

СН – собственные нужды


СОТИ АССО – система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности

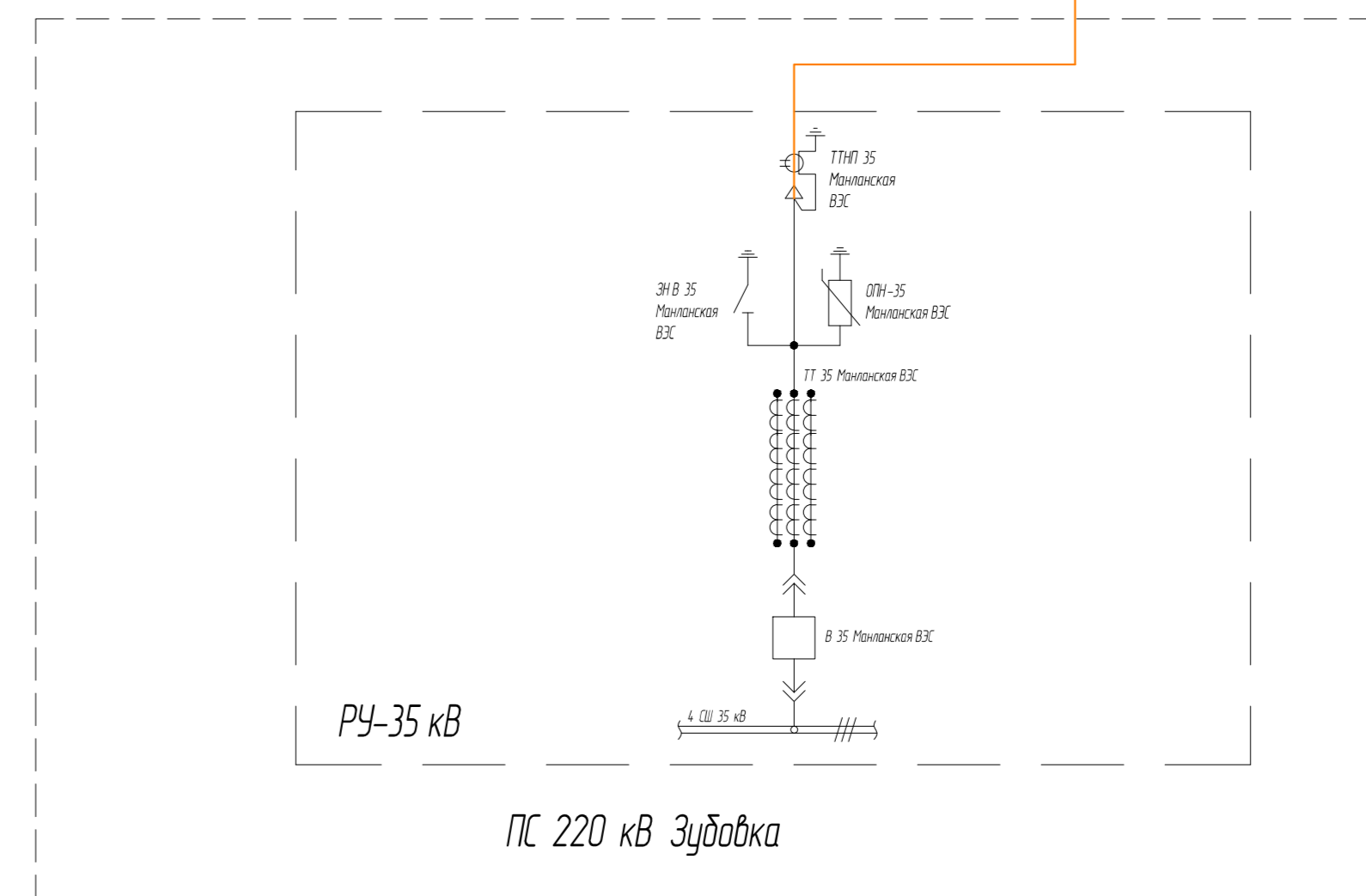
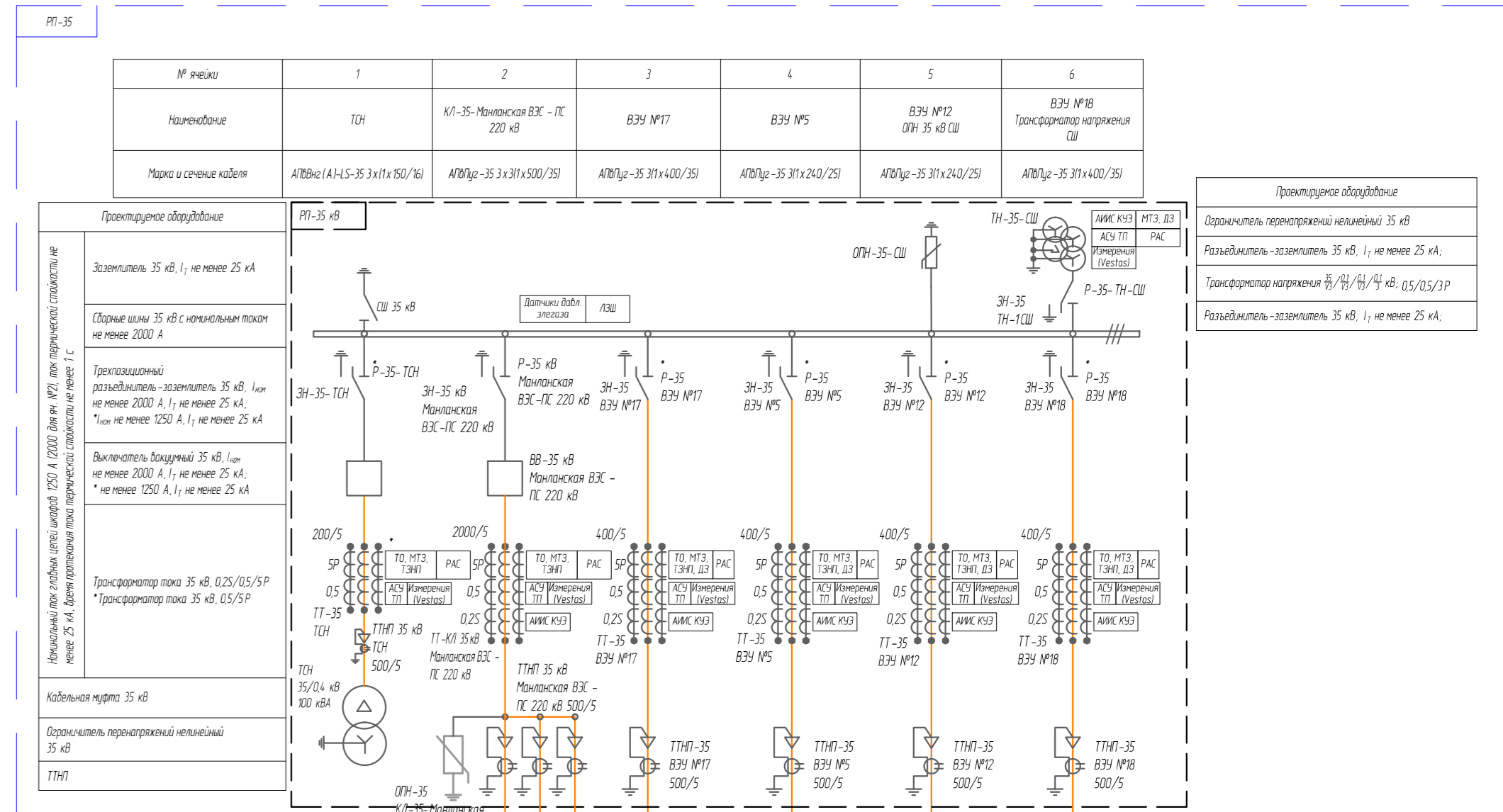
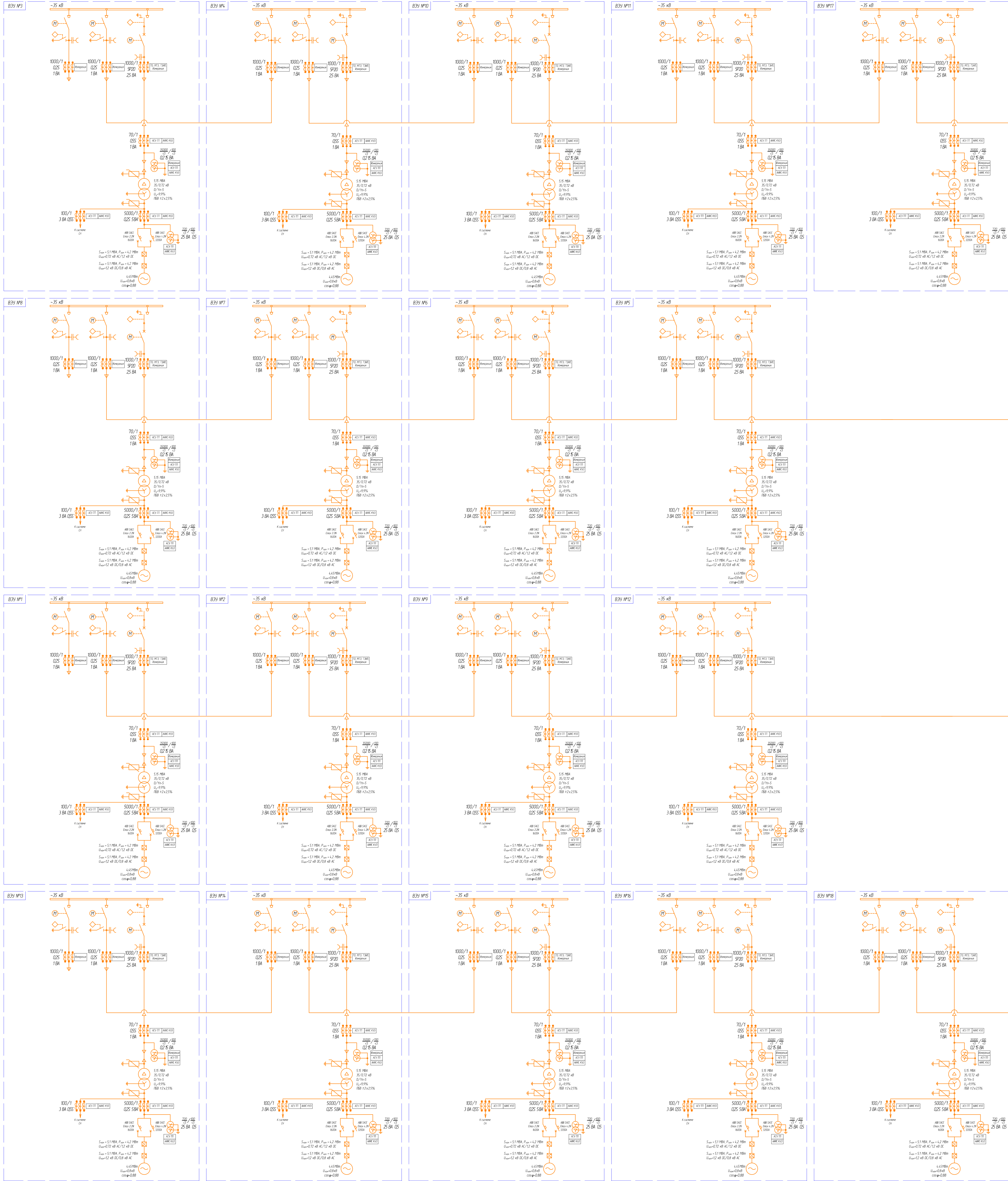
Инв. № инв.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
1	-	Зам.	224-20		06.20				ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З	72
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ТН – трансформатора напряжения
ТТ – трансформатора тока
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

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

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.З



ВЭС 00086.286.51-И/03.3									
000 "Пятидесятый вертолетный ФРБ"									
Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя	Имя
Роль	Роль	Роль	Роль	Роль	Роль	Роль	Роль	Роль	Роль
Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись	Подпись
И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер	И. номер
И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата

Таблица 1.1. Расчет нагрузки ТН 35 кВ

№ п/п	Наименование приборов	Тип прибора	Тип нагрузки	Мощность потребления фазная, ВА	Кол-во приборов	Мощность потребления приборов и реле, ВА							Примечание
						на фазе			на обмотке			S3Ua	
						Са	Sb	Sc	Sab	Sbc	Sca		
1	АСУ ТП	-	Измерение	0,20	6,00	1,20	1,20	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	РАС	-	РЗА	0,50	1,00	1,80	1,80	1,80	0,00	0,00	0,00	1,50	
3	Вольтметр	-	Измерение	4,50	1,00	0,00	0,00	0,00	4,50	0,00	0,00	0,00	
4	Устройства РЗА	-	РЗА	0,20	7,00	12,60	12,60	12,60	0,00	0,00	0,00	4,20	
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
Итого по цепям Измерение и РЗА						15,60	15,60	15,60	4,50	0,00	0,00	5,70	

Макс. длина шинок цепей напряжения, м

10

Таблица 1.2. Расчет мощности обмоток и сечение шинок цепей напряжения

Обмотка ТН	Наиболее загружен-ная фаза	Определение мощности наиболее нагруженной фазы ТН, ВА					Номинальная мощность ТН обмотки, ВА	Удельное сопротивление проводника с, Ом*мм2/м (меди)	Доп. сопротивление контактов Rк, Ом	Допуст. сопр, Ом	Сопротивл. расч. кабеля, Ом	Сечение кабеля при макс длине (10м), мм2	Принятое сечение кабеля Qпр, мм2	Сопротивл. кабеля, Ом	Падение напряжения в выбраном кабеле, dU, В	Допустимое падение напряжения, dUдоп, В	Проверка по допустимому сопротивлению надежной работы автомата
		S1	S2	K=S1/S2	Sф	$S_{\varphi} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1} + S_{\varphi}$				Rдоп=dUдоп/Uном/(3S+ф 100)	Rкаб p=Rдоп-Rк	Qдоп=Lс/Rкаб		Rкаб=Lс/Qпр	dUкаб=Rкаб*3*S+ф/Uном		
Основная обмотка кл0,5	фаза А	0,00	4,50	0,00	15,60	14,5x10 ² +0+1 ² 0,51/корень(3)+15,6=18,2	30,00	0,02	0,02	2,75	2,73	0,06	150	0,12	0,07	150	0,12<1,39 Ом, допустимого – сечение кабеля проходит
Дополнительная обмотка ЗР	-	-	-	-	-	5,70	50,00			11,70	1168	0,01	150	0,12	0,02	2,00	0,12<1,39 Ом, допустимого – сечение кабеля проходит

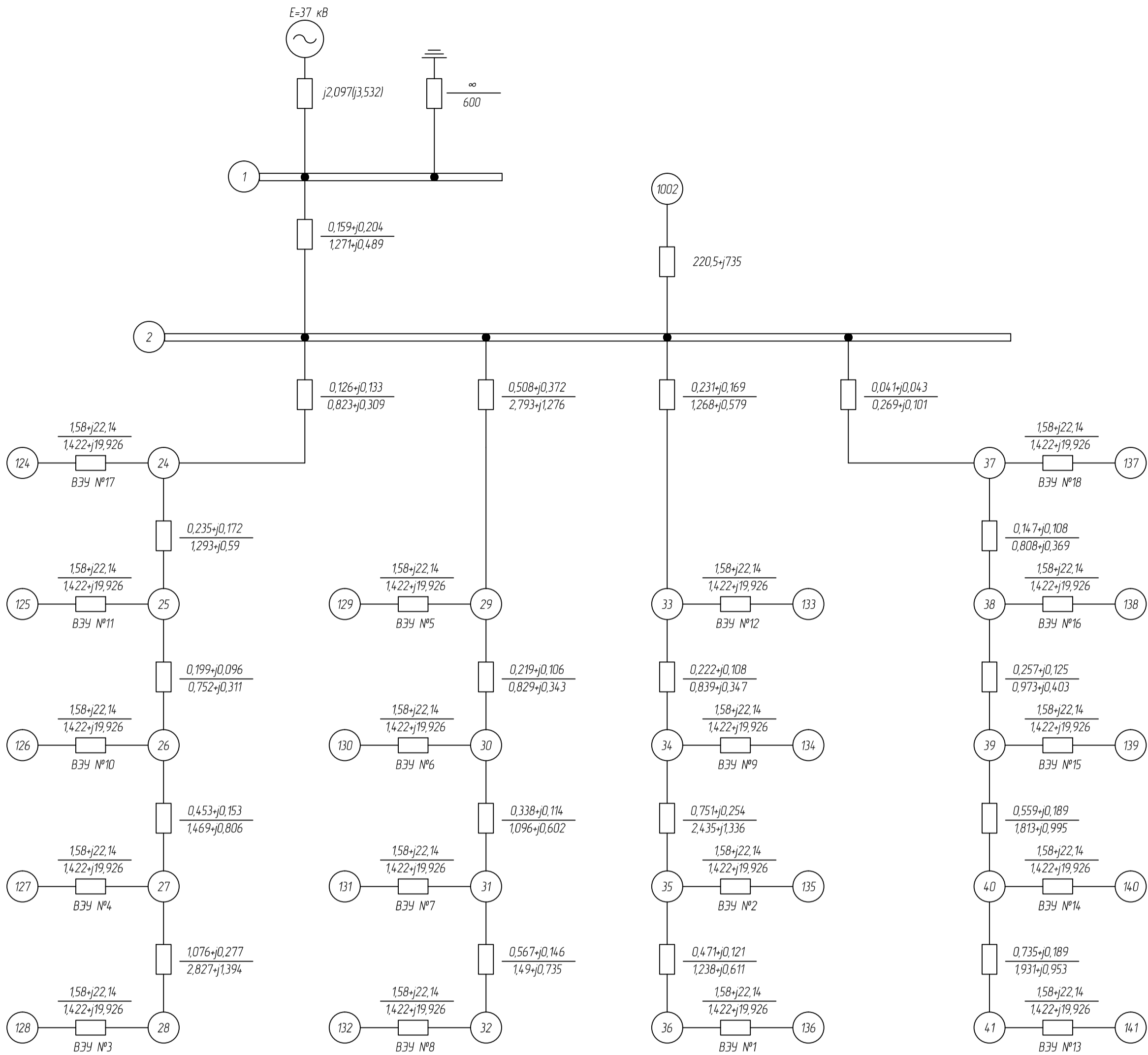
Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

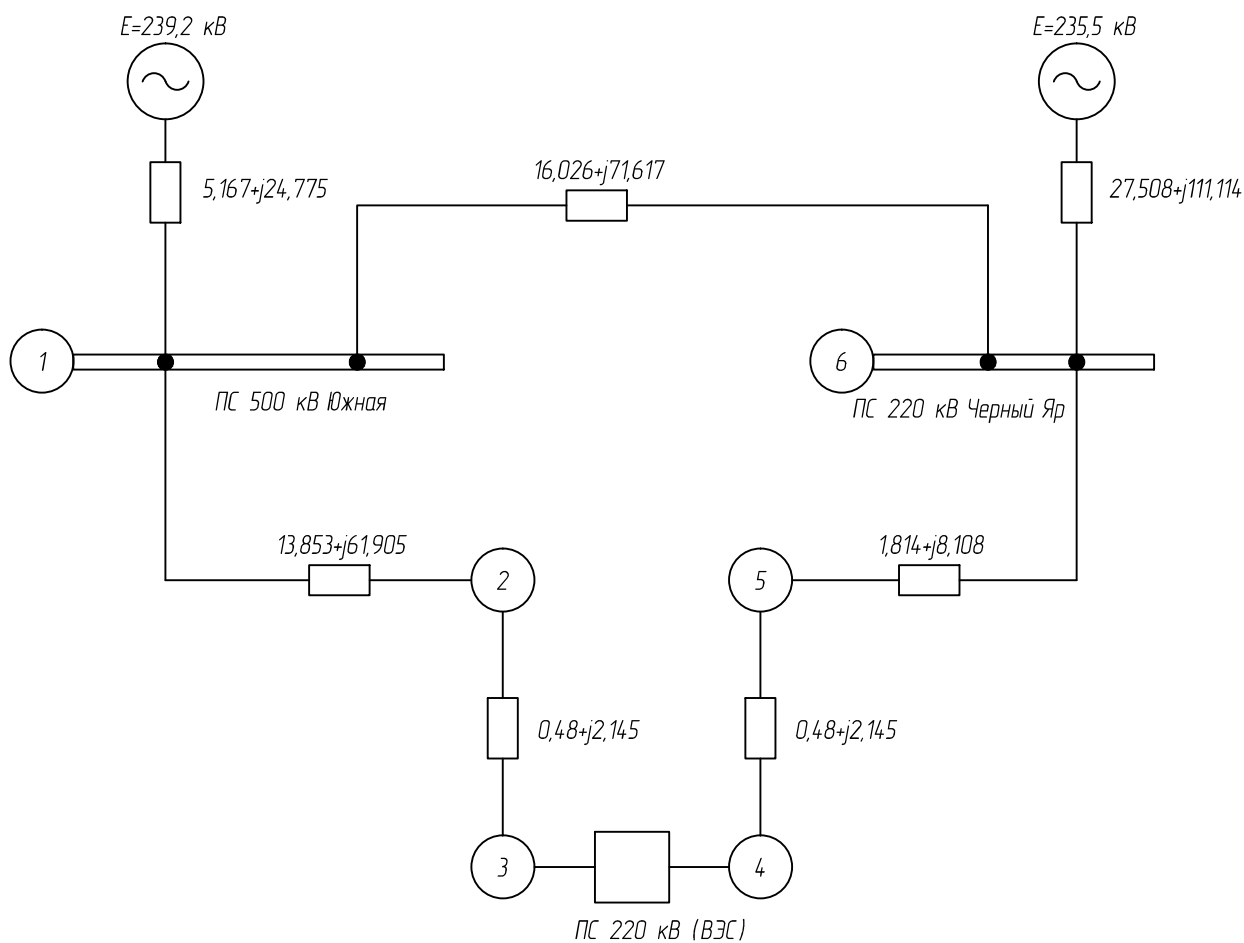
Инв. № подл.

							ВЭС 00086.286.5.1- ИЛО 3.3						
1	-	Зам.	224-20		06.20		ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		Манланская ВЭС. Ветробая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий				Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Копылов				12.19						П	3	
Проверил	Сивков				12.19		Расчет параметров ТН 35 кВ				ООО "ЕРСМ Сибдир"		
Н. контр.	Пирогова				12.19								
ГИП	Мартьянов				12.19								



Примечания
1. Все сопротивления приведены к 37 кВ.
2. В числителе указаны значения сопротивлений прямой последовательности, в знаменателе – нулевой.
3. В скобках указаны сопротивления системы в минимальном режиме, без скобок – в максимальном.

						ВЭС 00086.286.5.1–ИЛО 3.3			
1	–	Зам	224–20		06.20	ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Манганская ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Копылов				12.19				
Проверил	Сидков				12.19		П	4	
И контр.	Пирогова				12.19	Схема электрическая замещения сети 35 кВ, прилегающей к ПС 220 кВ.	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП	Мартьянов				12.19				



Примечания:

1. Все сопротивления приведены к напряжению 230 кВ.
2. Указаны значения сопротивлений прямой последовательности.
3. Сопротивления системы указаны в минимальном режиме:
 - эквивалент системы на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Южная рассчитан при отключенном АТ-1 на ПС 500 кВ Южная, отключенных ВЛ 220 кВ Южная – Канальная 2 цепь, ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр 1 цепь, ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр 2 цепь;
 - эквивалент системы на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Черный Яр рассчитан при отключенном АТ-1 на ПС 500 кВ Южная, отключенных ВЛ 220 кВ Черный Яр – Астрахань, ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр 1 цепь, ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр 2 цепь.

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ВЭС 00086.286.5.1- ИЛО 3.3

ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"

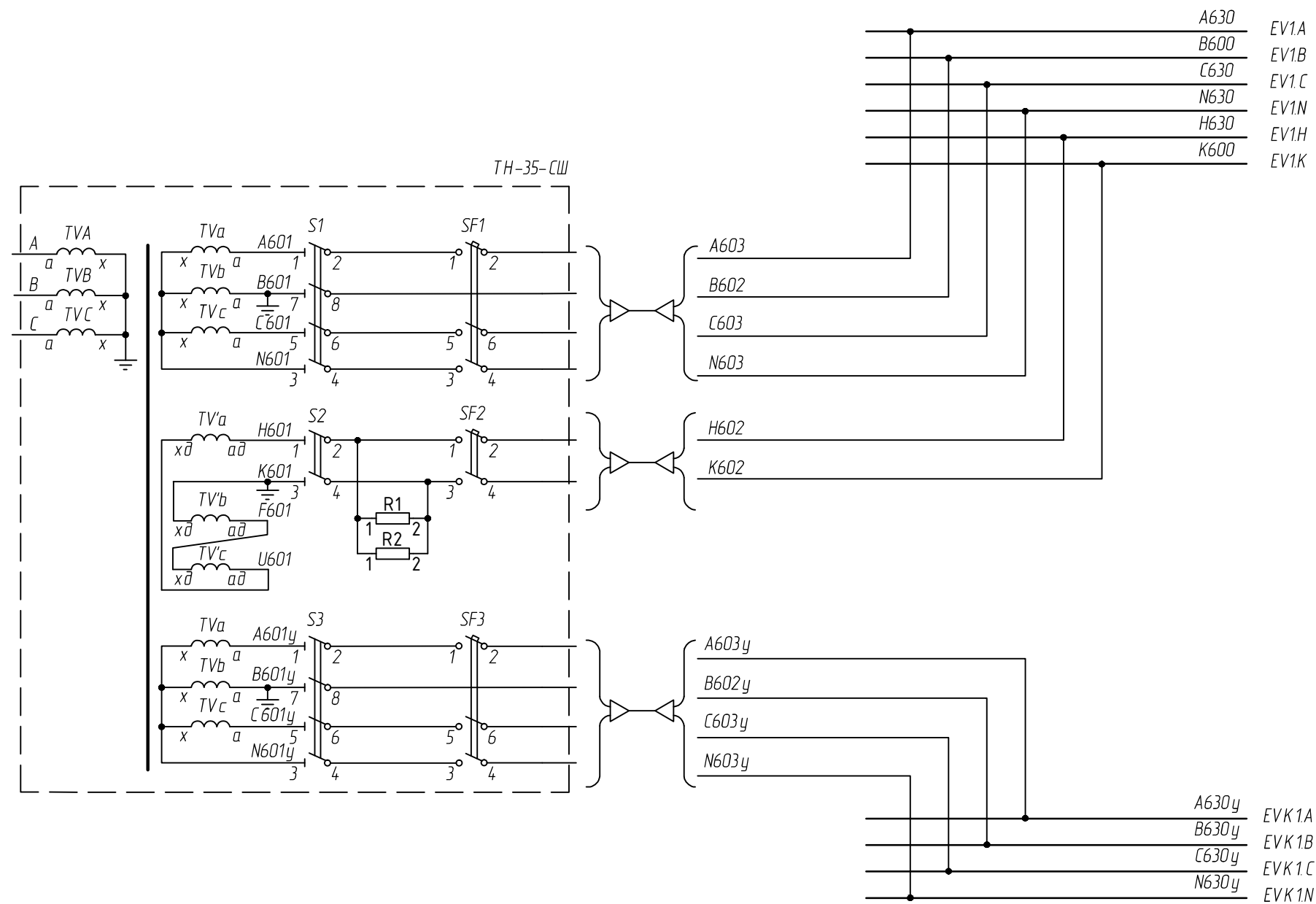
1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Копылов			12.19
Проверил		Сивков			12.19
Н. контр.		Пирогова			12.19
ГИП		Мартьянов			12.19

Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция,
внутриплощадочные автомобильные дороги.
Релейная защита и регистрация аварийных событий

Схема электрическая замещения сети 220 кВ,
прилегающей к ПС 220 кВ

Стадия	Лист	Листов
П	5	

ООО "ЕРСМ Сибири"



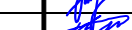




Согласовано:

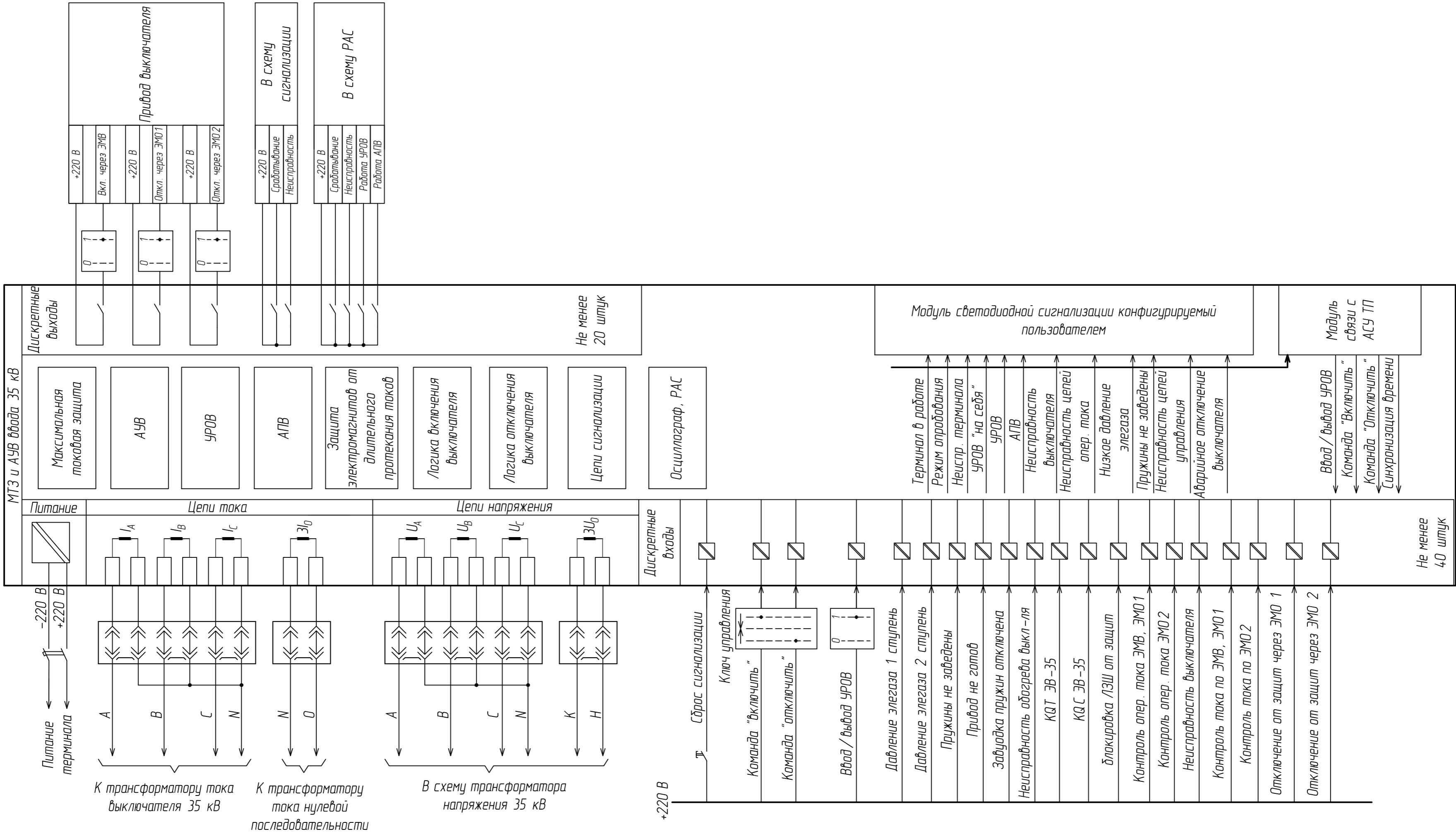
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

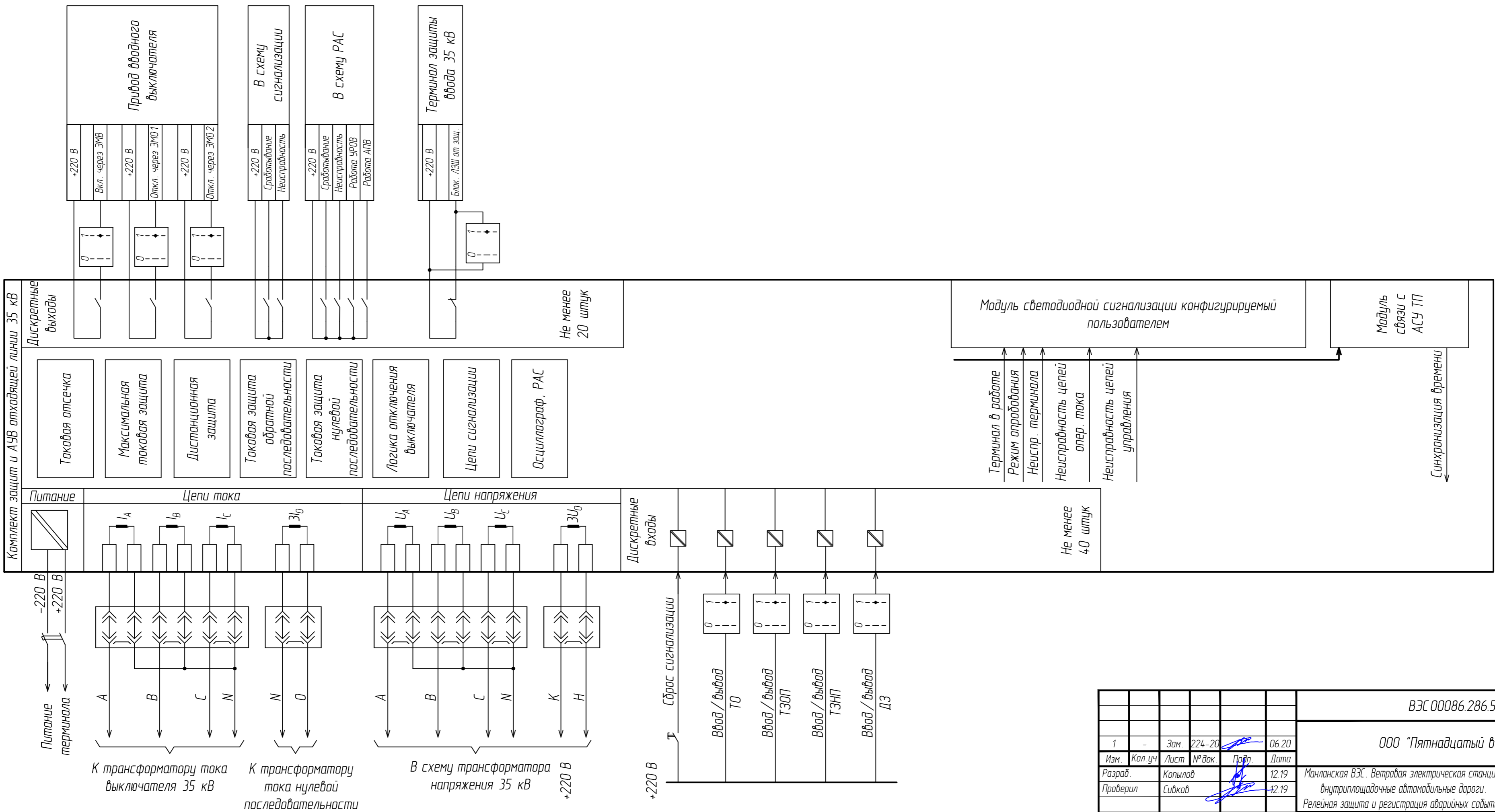
						ВЭС 00086.286.5.1-ИЛО 3.3			
						ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"			
1	-	Зам.	224-20		06.20				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Копылов			12.19	Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сивков			12.19		П	6	
						Схема организации цепей напряжения РП-35 кВ МУ Манланской ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.		Пирогова			12.19				
ГИП		Мартьянов			12.19				

Согласовано:									
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							



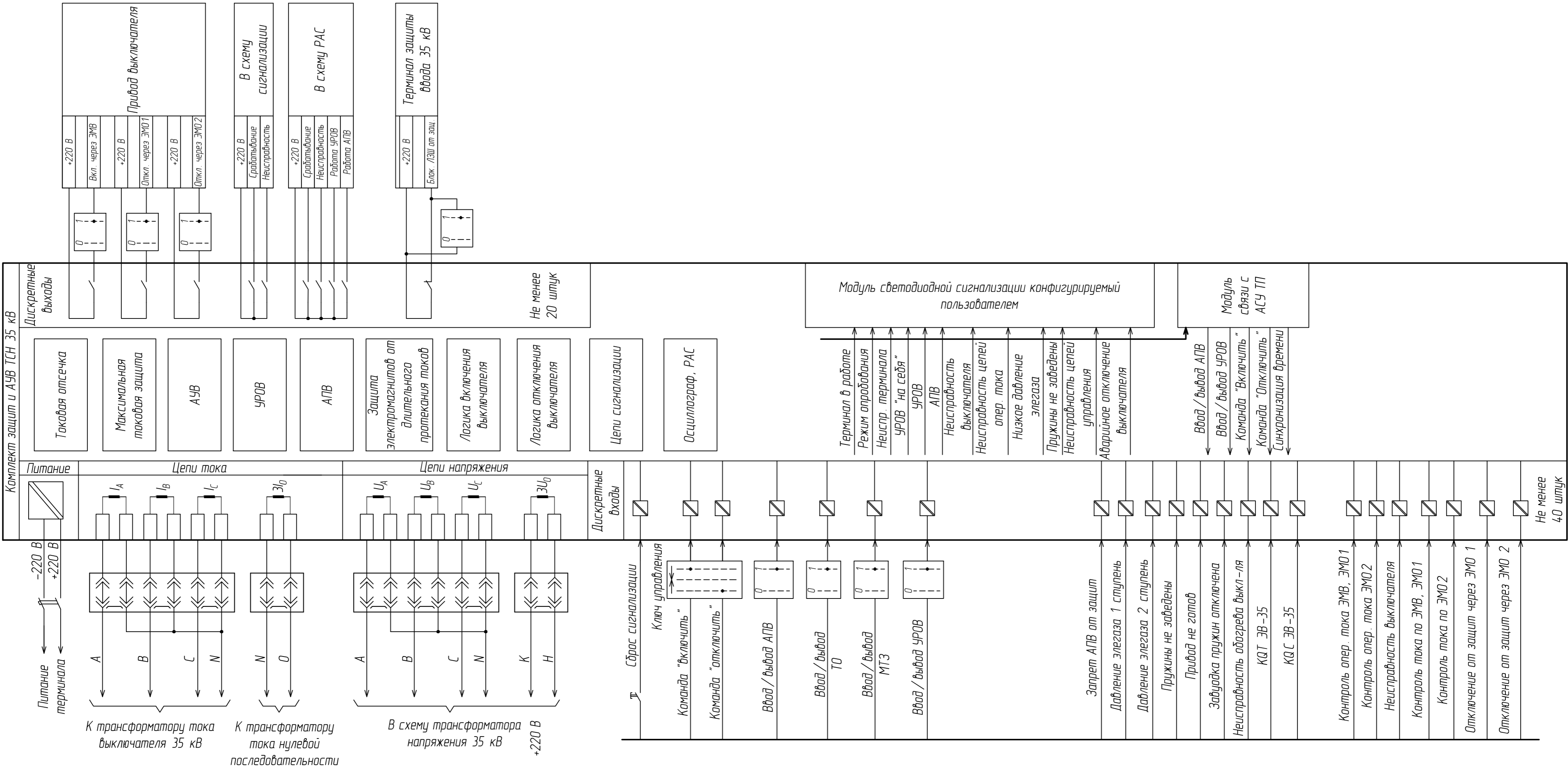
							ВЭС 00086.286.5.1-И/О 3.3			
							ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"			
1	-	Зам.	224-20		06.20		Манганская ВЭС. Ветропая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			П	7	
Разраб.	Копылов				12.19					
Проверил	Сидков				12.19					
							Структурно-функциональная схема МТЗ и АУВ ввода 35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.	Пирогова				12.19					
ГИП	Мартьянов				12.19					






Согласовано:					
Инф. № подл.	Подп. и дата	Взам. инф. №			



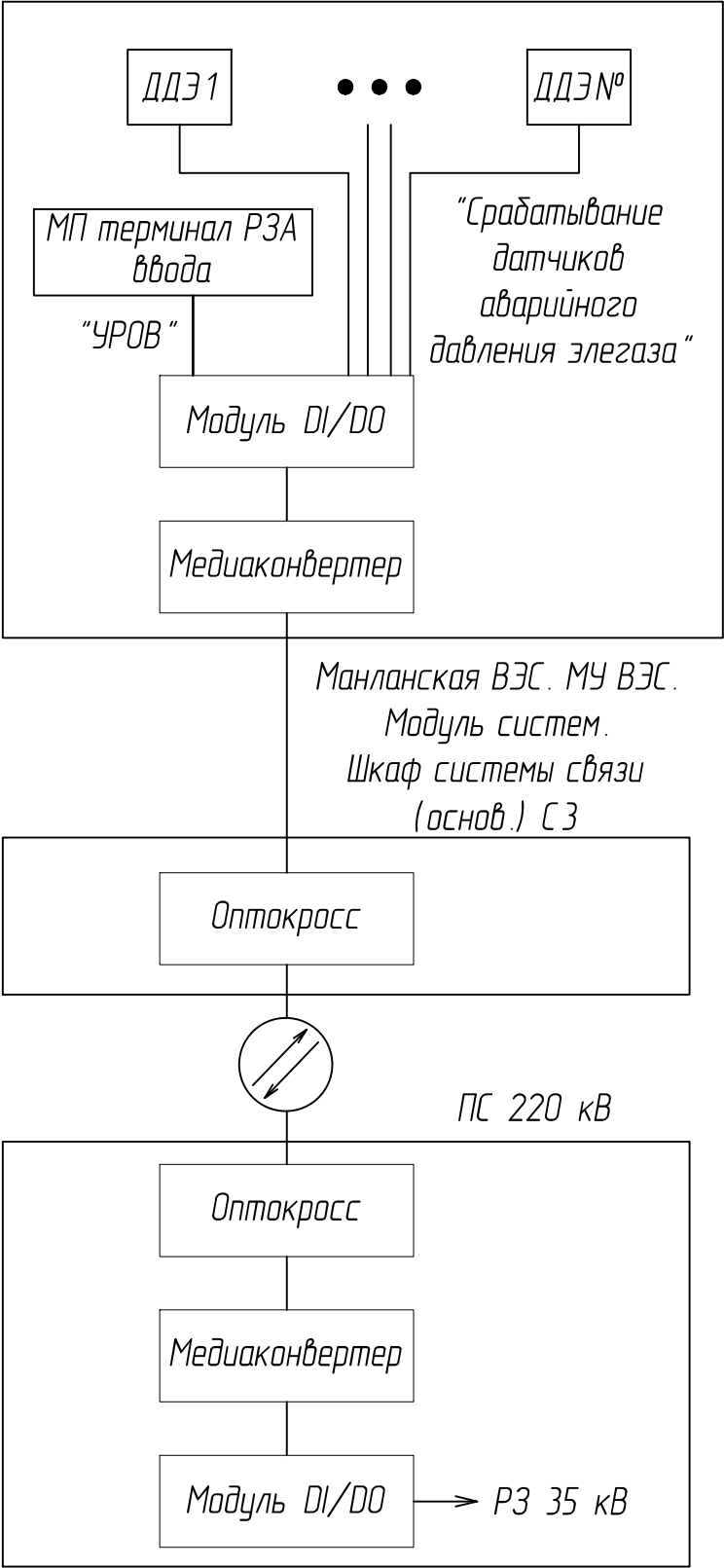
						ВЭС 00086.286.5.1-И/О 3.3			
1	-	Зам.	224-20	Пропр.	06.20	ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Пропр.	Дата				
Разраб.	Копылов				12.19	Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Сивков				12.19		П	8	
Н. контр.	Пирогова				12.19	Структурно-функциональная схема комплекта защит отходящих линий 35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП	Мартьянов				12.19				

Согласовано:									
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							



						ВЭС 00086.286.5.1- ИЛО 3.3			
1	-	Зам.	224-20		06.20	ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Копылов			12.19	Манганская ВЭС. Ветропая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сидков			42.19		П	9	
						Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.		Пирогова			12.19				
ГИП		Мартьянов			12.19				

Манланская ВЭС. МУ ВЭС. РУ-35 кВ.
Ячейка №2. КЛ 35 кВ – ПС 220 кВ



ДДЭ – датчик давления
элегаза

Согласовано:

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	224-20		06.20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Копылов			12.19
Проверил		Сивков			12.19
Н. контр.		Пирогова			12.19
ГИП		Мартыанов			12.19

ВЭС 00086.286.5.1-ИЛО 3.3		
ООО "Пятнадцатый вертопарк ФРВ"		
Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. Релейная защита и регистрация аварийных событий	Стадия	Лист
	П	10
Структурная схема передачи сигналов "аварийное снижение давления элегаза" и "УРОВ"	ООО "ЕРСМ Сибири"	

Classification: **Restricted**

Dmitry Meshalkin

ООО FORTUM ENERGY

Presnenskaya nab., 10, floor 15, premise 1

123112, Moscow

Russian Federation

Date

July 17th 2019

Island operation mode of V126-4.2MW Power Mode MK3E

Dear Dmitry Meshalkin,

Vestas confirms that the V126-4.2MW Power Mode MK3E is not designed for island operation and the maximum time for remaining connected to the grid without grid voltage (measured on the low voltage side of the WTG transformer) is 450 ms.

Уважаемый господин Мешалкин,

компания «Вестас» подтверждает, что ветроустановка тип V126-4.2MW Power Mode MK3E не поддерживает работу без сети и максимальное время до отключения ветроустановки от кабельной сети парка после отключения напряжения (измеряется на низковольтной стороне перед высоковольтным трансформатором) составляет 450 мс.

ООО «Вестас Рус»

115054, Москва, ул. Бахрушина, дом 32, строение 1
ИНН 7705909790, КПП 770501001
Регистрационный номер 1107746092376
Расчетный счет (Руб.) 40702810400014609716
Расчетный счет (Евро) 40702978600014609717
АО Юникредит Банк г. Москва, БИК 044525545
Корр. счет 30101810300000000545
SWIFT: IMBKRUXXXX

Classification: **Restricted**

Dmitry Meshalkin

OOO FORTUM ENERGY
Presnenskaya nab., 10, floor 15, premise 1
123112, Moscow
Russian Federation

Date
17 July 2019

RE – Operating Frequency Range

Dear Dmitry Meshalkin,

after reviewing your request regarding the operating frequency range of Vestas wind turbines we confirm that the Vestas V126-4.2MW MK3E can operate at the frequency of 46,0Hz for 1 second. Furthermore, we can generally confirm the capability of operating within a frequency range as summarized below, the project specific frequency range of wind park shall be reviewed and confirmed individually at a later stage.

- 51.0 - 55.0 Hz – 0,1 seconds;
- 49.0 - 48.0 Hz – 300 seconds;
- 48,0 - 47,0 Hz – 60 seconds;
- 47,0 - 46,0 Hz – 1 second;
- 46.0 Hz – 1 second

ООО «Вестас Рус»

115054, Москва, ул. Бахрушина, дом 32, строение 1
ИНН 7705909790, КПП 770501001
Регистрационный номер 1107746092376
Расчетный счет (Руб.) 40702810400014609716
Расчетный счет (Евро) 40702978600014609717
АО Юникредит Банк г. Москва, БИК 044525545
Корр. счет 30101810300000000545
SWIFT: IMBKRUMMXXX

Classification: Insert Classification

Page

2 / 2

Касательно – Диапазона рабочих частот

Уважаемый г-н Мешалкин,

В результате рассмотрения вашего запроса, касательно рабочего диапазона частот ВЭУ производства «Вестас», сообщаем, что ветроустановка типа V126-4.2MW МК3Е способна работать на частоте 46,0 Гц одну секунду, а также для других диапазонов частот согласно параметрам, представленных ниже. Специфичные для ветропарка диапазоны частот будут рассмотрены и подтверждены на следующих стадиях проекта.

- 51.0 - 55.0 Hz – 0,1 секунды;
- 49.0 - 48.0 Hz – 300 секунд;
- 48,0 - 47,0 Hz – 60 секунд;
- 47,0 - 46,0 Hz – 1 секунду;
- 46.0 Hz – 1 секунду

Ориентировочный расчет времени до насыщения трансформаторов тока

Расчет времени насыщения трансформаторов тока производится по методике, приведенной в ГОСТ Р 58669-2019. Для проведения расчета времени насыщения на стадии проектной документации выбран расчет аналитическим методом. После выбора поставщиков оборудования должен быть проведен уточняющий расчет графическим методом по паспортным данным либо графическим методом с использованием вольтамперных характеристик.

Расчет производится в максимальном режиме при максимальных токах короткого замыкания.

1 Расчет постоянной времени затухания

Рассчитываем эквивалентную постоянную времени по формуле:

$$T_{p.экв} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \times \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \times T_{p.i} \right)$$

где $I_{K3\Sigma}$ – суммарный ток КЗ;

I_{K3i} – ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{p.i}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви;

$$T_{p.i} = \frac{X_i}{\omega \times R_i}$$

1. Рассчитываем постоянную времени затухания тока трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ КРУЭ 35 кВ Излучной ВЭС:

$$T_{p.} = \frac{2,301}{314 \times 0,159} = 46,1 \text{ мс}$$

2 Расчет нагрузки во вторичных цепях ТТ

Расчет нагрузки во вторичных цепях ТТ для трехфазного КЗ выполняется по формуле:

$$Z_{н.факт} = r_{пр} = \frac{\rho \times l}{S}$$

Сопротивление микропроцессорных устройств допускается не учитывать.

3 Расчет времени насыщения

Расчет времени насыщения ТТ при отсутствии остаточной намагниченности сердечника выполняется по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \times \ln \frac{\omega \times T_{\text{р.экв}}}{\omega \times T_{\text{р.экв}} - A + 1}$$

при соблюдении следующих условий:

$$\begin{aligned} \omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 &> A \\ A &> 1 \end{aligned}$$

Невыполнение условия $\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A$ означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Невыполнение условия $A > 1$ означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима.

Расчет времени насыщения ТТ при наличии остаточной намагниченности в сердечнике выполняется по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \times \ln \frac{\omega \times T_{\text{р.экв}}}{\omega \times T_{\text{р.экв}} - A \times (1 - K_r) + 1}$$

при соблюдении следующих условий:

$$\begin{aligned} \omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 &> A \times (1 - K_r) \\ A \times (1 - K_r) &> 1 \end{aligned}$$

Невыполнение условия $\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A \times (1 - K_r)$ означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Невыполнение условия $A \times (1 - K_r) > 1$ означает, что требуется произвести расчет графическим методом по паспортным данным.

Параметр режима A рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{I_{1\text{ ном}} \times K_{\text{ном}} \times Z_{2\Sigma\text{ ном}}}{I_{\text{кз}} \times Z_{2\Sigma}}$$

где $I_{1\text{ ном}}$ – номинальный первичный ток ТТ;

$K_{\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность ТТ;

$I_{\text{кз}}$ – максимальный ток короткого замыкания;

$Z_{2\Sigma\text{ ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$Z_{2\Sigma}$ – полное сопротивление ветви вторичного тока.

$$Z_{2\Sigma\text{ ном}} = \sqrt{(R_2 + z_{\text{н.ном}} \times \cos \varphi_{\text{н.ном}})^2 + (X_2 + z_{\text{н.ном}} \times \sin \varphi_{\text{н.ном}})^2}$$

где R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки ТТ;

X_2 – реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ;

$z_{\text{н.ном}}$ – номинальная нагрузка ТТ;

$\varphi_{\text{н.ном}}$ – номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ.

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.факт}})^2 + (X_2 + X_{\text{н.факт}})^2}$$

где $R_{\text{н.факт}}$ – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ;

$X_{\text{н.факт}}$ – фактическое реактивное сопротивление нагрузки ТТ.

4 Результаты расчетов

Таблица 4.1 – Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ в зоне действия защит без остаточного намагничивания

Наименование присоединения	Тип защит	Тип ТТ	Номинальный первичный ток ТТ I _{ном} , А	Номинальный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номинальная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номинальная нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Фактическое активное сопротивление нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки X _{н.факт} , Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А	Проверка условия А>1	Время насыщения т _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	10875	0,14	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	1,892	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0029
Ввод 35 кВ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	9262	0,62	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	10,365	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0481
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10427	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,499	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0087
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №5	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10516	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,469	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0086
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10516	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,469	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0086
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №18	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10427	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,499	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0087

Таблица 4.2 - Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ вне зоны действия защит без остаточного намагничивания

Наименование присоединения	Тип защит	Тип ТТ	Номинальный первичный ток ТТ I _{ном} , А	Номинальный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номинальная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номинальная нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Фактическое активное сопротивление нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки X _{н.факт} , Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А	Проверка условия А>1	Время насыщения т _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	Расчет не выполняется в виду отсутствия подпитки от ТСН															
Ввод 35 кВ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	1613	0,62	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	59,516	0,00	магнитопровод не насыщается	условие выполняется	-
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	448	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	81,429	0,00	магнитопровод не насыщается	условие выполняется	-
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №5	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	358	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	101,899	0,00	магнитопровод не насыщается	условие выполняется	-
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	358	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	101,899	0,00	магнитопровод не насыщается	условие выполняется	-
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №18	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	448	0,17	0	0,4	0,046	2,5	2,5	0,018	0	1	0	81,429	0,00	магнитопровод не насыщается	условие выполняется	-

Таблица 4.3 – Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ в зоне действия защит с учетом остаточного намагничивания

Наименован ие присоедине ния	Тип защит	Тип ТТ	Номиналь ный первичный ток ТТ I _{пном} , А	Номиналь ный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номиналь ная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номиналь ная предельна я кратность ТТ	Максималь ный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивле ние вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивле ние вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номиналь ная нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалент ная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токов ых цепей L, м	Сечен ие кабеля S, мм ²	Фактическо е активное сопротивле ние нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическо е реактивное сопротивле ние нагрузки X _{н.факт} , Ом	cosφ	sinφ	Параме тр режима А	Остаточная намагниченно сть K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А *(1-K _г)	Проверка условия А*(1- K _г)>1	Время насыщен ия t _{нас} , сек	Время насыще ния по граф. методу t _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	10875	0,14	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	1,892	0,87	условие выполняется	необходи м расчет графическ им методом	-0,0024	0,002
Ввод 35 кВ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	9262	0,62	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	10,365	0,87	условие выполняется	условие выполняет ся	0,0011	0,006
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10427	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,499	0,87	условие выполняется	необходи м расчет графическ им методом	-0,0017	0,003
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №5	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10516	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,469	0,87	условие выполняется	необходи м расчет графическ им методом	-0,0017	0,003
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10516	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,469	0,87	условие выполняется	необходи м расчет графическ им методом	-0,0017	0,003
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №18	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	10427	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	3,499	0,87	условие выполняется	необходи м расчет графическ им методом	-0,0017	0,003

Таблица 4.4 – Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ вне зоны действия защит с учетом остаточного намагничивания

Наименован ие присоедине ния	Тип защит	Тип ТТ	Номиналь ный первичный ток ТТ I _{пном} , А	Номиналь ный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номиналь ная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номиналь ная предельна я кратность ТТ	Максималь ный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивл ение вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивле ние вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номинальн ая нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалентн ая постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовы х цепей L, м	Сечен ие кабеля S, мм ²	Фактическ ое активное сопротивл ение нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое реактивное сопротивлен ие нагрузки X _{н.факт} , Ом	cos φ	sinφ	Парамет р режима А	Остаточная намагниченност ь K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А*(1- K _г)	Проверка условия А*(1-K _г)>1	Время насыщени я t _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	Расчет не выполняется в виду отсутствия подпитки от ТСН															
Ввод 35 кВ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	1613	0,62	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	59,516	0,87	условие выполняется	условие выполняется	0,0232
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	448	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	81,429	0,87	условие выполняется	условие выполняется	0,0342
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №5	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	358	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	101,899	0,87	условие выполняется	условие выполняется	0,0454
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №12	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	358	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	101,899	0,87	условие выполняется	условие выполняется	0,0454
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №18	МТЗ, ДЗ	4МС4	400	5	10	30	448	0,17	0	0,4	0,146	2,5	2,5	0,018	0	1	0	81,429	0,87	условие выполняется	условие выполняется	0,0342

Вывод:

1. При коротком замыкании в зоне действия защит при отсутствии остаточной намагниченности время насыщения трансформаторов тока существенно меньше времени замера тока терминалами РЗА (10-20 мс) за исключением ТТ, установленного в ячейке ввода 35 кВ. В данных режимах насыщение не влияет на работоспособность терминалов РЗА, так как при насыщении ТТ будет передавать максимально возможную величину тока КЗ, которая существенно выше уставок срабатывания и уставка срабатывания по времени ДЗ существенно больше времени затухания апериодической составляющей.
2. При коротком замыкании вне зоны действия защит при отсутствии остаточной намагниченности трансформаторы тока не насыщаются.
3. При коротком замыкании в зоне действия защит при наличии остаточной намагниченности время насыщения трансформаторов тока существенно меньше времени замера тока терминалами РЗА (10-20 мс). В данных режимах насыщение не влияет на работоспособность терминалов РЗА, так как при насыщении ТТ будет передавать максимально возможную величину тока КЗ, которая существенно выше уставок срабатывания и уставка срабатывания по времени ДЗ существенно больше времени затухания апериодической составляющей.
4. При коротком замыкании вне зоны действия защит при наличии остаточной намагниченности время насыщения трансформаторов тока больше времени замера тока терминалами РЗА (10-20 мс).
5. Так как в КРУЭ 35 кВ Манланской ВЭС отсутствуют защиты, работающие по дифференциальному принципу и быстродействующие дистанционные защиты, то применение выбранных трансформаторов тока допустимо.