



ЕРСМ Сибири
Engineering Procurement Construction Management

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

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

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

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

Проектная документация

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

Подраздел 5 «Технологические решения»

Книга 2 «Автоматизированная система управления
технологическими процессами»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

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

Проектная документация

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

Подраздел 5 «Технологические решения»

Книга 2 «Автоматизированная система управления
технологическими процессами»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор



Лушников А.А.

Главный инженер проекта

Гусев А. В.

Содержание

1	Исходные данные и положения	4
1.1	Основание для разработки проектной документации	4
1.2	Перечень документов, использованных при разработке проектных решений.....	4
1.3	Список терминов и сокращений	7
1.4	Общие сведения	7
2	Основные технические решения.....	9
2.1	Цель создания и назначение АСУТП	9
2.2	Описание технических решений.....	10
2.2.1	Организация управления технологическими процессами.....	10
2.2.2	Описание комплекса технических средств	13
2.2.3	Сбор и первичная обработка аналоговой информации в ПТК АСУ ТП.....	15
2.2.4	Сбор и первичная обработка дискретных сигналов в ПТК АСУТП ..	16
2.2.5	Организация сигналов телеуправления ПТК АСУ ТП	16
2.2.6	Информация, собираемая в цифровом виде	17
2.2.7	Объем собираемой информации.....	17
2.2.8	Обмен информацией с центрами управления	17
2.2.9	Синхронизация устанавливаемых компонентов.....	18
2.3	Функциональная структура АСУ ТП	18
2.3.1	Информационные функции.....	18
2.3.2	Управляющие функции	19
2.3.3	Вспомогательные функции	20
2.4	Надежность АСУ ТП.....	21
2.5	Электропитание оборудования	22
2.6	Размещение оборудования.....	23
2.7	Состав и содержание работ по созданию системы	23
	Таблица регистрации изменений	26
	Схема автоматизации.....	27
	Схема структурная КТС.....	28
	Перечень сигналов.....	29
	План размещения оборудования.....	36
	Схема организации питания.....	37
	Спецификация изделий и материалов.....	38

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2-С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лысяк			12.19
Проверил		Каракулов			12.19
Нач. отд.		Разинский			12.19
Н. контр.		Пирогова			12.19
ГИП		Гусев			12.19

Манланская ВЭС.
Ветровая электрическая станция.
Автоматизированная система управления
технологическими процессами.
Содержание.

Лит.	Лист	Листов
		1
EPSCM Сибири Engineering Procurement Construction Management		

Справка главного инженера проекта

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

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

Главный инженер проекта



А.В. Гусев






Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ВЭС00086.286.5.1-ИЛ05.2-СГ

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лысяк			12.19
Проверил		Каракулов			12.19
Нач. отд.		Разинский			12.19
Н. контр.		Пирогова			12.19
ГИП		Гусев			12.19

Манланская ВЭС.
Ветровая электрическая станция.
Автоматизированная система управления
технологическими процессами.
Справка ГИПа

Лит. Лист Листов

1



ЕРСМ Сибири
Engineering Procurement Construction Management

- ГОСТ 2.105-95. Общие требования к текстовым документам;
- ГОСТ Р 8.563-96. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений;
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ Р 50739-95. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования;
- ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- ГОСТ Р МЭК 870-5-95. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи;
- ГОСТ Р МЭК 870-6-1-98. Устройства и системы телемеханики. Часть 6. Протоколы телемеханики, совместимые со стандартами ИСО и рекомендациями МСЭ-Т. Среда пользователя и организация стандарта;
- ГОСТ Р МЭК 870-6-2-2000. Устройства и системы телемеханики. Часть 6. Протоколы телемеханики, совместимые со стандартами ИСО и рекомендациями МСЭ-Т. Применение базовых стандартов (Уровни ВОС 1 - 4);
- РД Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации»;
- РД 34-20-501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- РД 50-34.698-90. Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- РД 153-34.1-35.127-2002. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУТП тепловых электростанций;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	по защите информации»;						
			– РД 34-20-501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;						
			– РД 50-34.698-90. Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;						
– РД 153-34.1-35.127-2002. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУТП тепловых электростанций;									
						ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.П2			Лист
									2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- РД 153-34.0-03.301-00. (ВППБ 01-02-95). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий;
- РД 34.48.152-87 (СО 153-34.48.152-87, № 11619ТМ-Т1 утв. 27.08.1987). Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание;
- Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям от 01.04.2016г.;
- Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка от 01.04.2016г.;
- Приказ ФСТЭК от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2				3

1.3 Список терминов и сокращений

Таблица 1 – Список терминов и сокращений

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АПТС	Аварийно-предупредительная телесигнализация
ВЭС	Ветровая электростанция
ВЭУ	Ветроэнергетическая установка
ДЦ	Диспетчерский центр
ИК	Измерительный канал
ИС	Измерительная система
КЛ	Кабельная линия
КА	Коммутационный аппарат
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
МИ	Методика (метод) измерений
МО	Метрологическое обеспечение
МЩУ	Местный щитт управления
МЭК	Международная электротехническая комиссия
ПТК	Программно-технический комплекс
ПТС	Программно-технические средства
ПО	Программное обеспечение
ПУЭ	Правила устройств электроустановок
РЗА	Релейная защита и автоматика
РД	Рабочая документация
СЕВ	Система единого времени
СИ	Средства измерения
СН	Собственные нужды
ТТ	Трансформатор тока
ТН	Трансформатор напряжения
ТИ	Телеизмерение
ТС	Телесигнализация
ТУ	Телеуправление
УЩУ	Удаленный щит управления

1.4 Общие сведения

Участок проектируемой ветроэлектростанции располагается на территории Черногоярского муниципального района Астраханской области и именуется «Манланская ВЭС».

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Заданием на проектирование объекта «Манланская ВЭС» предусматривается проектирование и строительство ветровой электрической станции с внутриплощадочными автомобильными дорогами максимальной мощностью 75,6 МВт.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) модели Vestas V126-4,2 MW представляют собой технологическое оборудование башенного типа.

В соответствии с техническим заданием на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Манланская ВЭС» предусмотрено строительство объекта:

ВЭУ №№ 1-18 (коды ГТП генерации GVIE1005 (37,8 МВт) и GVIE1006 (37,8 МВт)), установленной мощностью 75,6 МВт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
			ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2						5

2 Основные технические решения

2.1 Цель создания и назначение АСУТП

Целью разработки АСУ ТП ВЭС является создание на основе комплектно поставляемых с ветроэнергетическими установками (ВЭУ) систем управления Vestasonline современной системы управления, обеспечивающей:

- эффективное управление процессами выработки и отпуска электрической энергии заданного качества и количества;
- эффективную работу и высокие эксплуатационные показатели объектов управления, необходимый уровень безопасности и безаварийности технологического процесса, а также снижения риска тяжелых аварий;
- надежное и эффективное автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и послеаварийных режимах работы;
- требуемую точность, достоверность, достаточность и своевременность предоставляемой оперативной информации персоналу в удобном для него виде о протекании технологических процессов, состоянии оборудования, а также технических средств управления, в различных эксплуатационных режимах;
- доступ к архивной информации для анализа, оптимизации работы оборудования и планирования его ремонтов;
- адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;
- улучшение культуры труда оперативного и обслуживающего персонала;
- автоматизацию ведения отчетной документации;
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;
- повышение экономической эффективности работы оборудования, сокращения затрат на его диагностику, эксплуатационное обслуживание и ремонт.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2	
						6	

2.2 Описание технических решений

Автоматизации будет подлежать 18 ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ) типа Vestas V126-4,2 MW производства «Vestas» (Дания), а также необходимое вспомогательное оборудование.

АСУ ТП ВЭС создаётся как распределенная информационно-управляющая человеко-машинная система, рассчитанная на длительное функционирование в реальном масштабе времени.

АСУ ТП строится как комплексная система, охватывающая все уровни управления, и включающая в себя подсистемы нижнего и среднего уровней, такие как:

- СОТИАССО;
- ЦСТИ;
- АСУ Vestas Online (комплектно поставляемая система АСУ в составе ВЭУ);
- Системы связи;
- АИИС КУЭ;
- система гарантированного электроснабжения;
- низковольтные комплектные устройства (НКУ) 0,4кВ распределения электроэнергии;
- система автоматического управления (САУ) дизель генераторной установкой (ДГУ);
- система автоматики вентиляции и кондиционирования.

2.2.1 Организация управления технологическими процессами

Режим работы ВЭС предусматривается автоматический, круглосуточный, круглогодичный. Для Манланской ВЭС предусматривается форма организации оперативного обслуживания с постоянным дежурством оперативного персонала на электростанции:

- постоянное дежурство начальника смены станции в режиме 24/7 на главном (удаленном) щите управления электростанции;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.П2				7

- дежурство бригады оперативного персонала (в составе не менее двух работников) в рабочее время рабочих дней на главном (удаленном) щите управления электростанции и дежурство на дому в ночное время рабочих дней и в выходные и праздничные дни с обеспечением возможности прибытия на обслуживаемую ВЭС за время, не превышающее 60 минут.

Для управления ВЭС предусматривается строительство главного (удаленного) щита управления и местного модуля управления. Щиты управления оснащаются АРМами оперативного персонала (рабочими местами АСУ ТП электростанции), обеспечивающими выполнение всех функций оперативно-технологического управления.

МЩУ может быть использовано как резервный пункт оперативного управления в случае полной потери связи с ВЭС.

Основным местом контроля и управления технологическим и электротехническим оборудованием ВЭС является удаленный щит управления (УЩУ). На УЩУ располагаются автоматизированные рабочие места для обеспечения диспетчерского контроля и управления ветроэнергетическими установками ВЭС. Кроме того, предусматривается возможность управления ВЭС из диспетчерского центра Системного Оператора. Выбор центра управления определяется программными ключами АСУТП ВЭС.

Контроль и управление технологическим оборудованием ВЭУ осуществляется посредством создаваемой АСУТП.

В состав автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) входят:

- комплект оборудования АСУТП ВЭУ VestasOnline, поставляемая комплектно с технологическим оборудованием;
- микропроцессорная подсистема релейной защиты и автоматики (МП РЗА), поставляемая комплектно;
- серверное оборудование;
- средства для обеспечения всех средств автоматизации единым временем от системы единого времени;
- датчики и преобразователи, вторичные приборы и устройства;

Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.П2	Лист	
											8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

– Контроль системы обнаружения пожара.

Система управления имеет встроенный операторский интерфейс, а также предоставляет операторский интерфейс для управления любой ветроэнергетической установкой с автоматизированного рабочего места (АРМ).

САУ ВЭУ включает в себя датчики различных типов для измерения важных технологических параметров (скорость и направление ветра, температура, давление, уровень рабочих сред, электрические величины генерирующего оборудования и др.). Датчики поставляются комплектно с ВЭУ.

Сигналы, полученные от датчиков, поступают в шкафы управления и используются системой автоматического управления. Передача сигналов осуществляется коммуникационным модулем, установленным внутри или вблизи шкафа, находящегося в основании башни, в систему SCADA, которая находится в модуле управления ВЭС.

Системы SCADA и контроллера электростанции PPC выполнены также на базе программно-технического комплекса входящего в объем поставки производителя. Системы выполняют функции мониторинга и управления ветровой электрической станцией.

Шкаф серверного и сетевого оборудования системы SCADA предназначен для организации связи со шкафами управления ветроэнергетических установок посредством коммуникационных модулей и для реализации функций мониторинга и управления ветроэнергетическими установками посредством АРМов, подключенных к данному шкафу.

Шкафы контроллера электростанции системы PPC предназначен для управления электрическими характеристиками ветровой электростанции в точке общего подключения к электрической сети.

Связь между ветроэнергетическими установками и системой SCADA осуществляется по оптоволоконной линии. Коммуникационные модули ветроэнергетических установок и коммутационный модуль системы SCADA соединяются в общую сеть по топологии «кольцо». Сети связи рассматриваются в разделе связи (ИЛО4.1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2

Лист

11

В объем поставки производителя также входит система мониторинга уровней вибрации ветроэнергетических установок VCMS. Данная система осуществляет контроль сигналов вибрации главного подшипника, генератора и другого важного оборудования с помощью датчиков, установленных в определенных местах ветровой турбины. На основании сигналов вибрации, собранных на регулярной основе специальной станцией приема данных, можно определить рабочее состояние и износ ветровой турбины. Кроме того, можно оценить и спрогнозировать возможные неисправности, скрытые опасности и срок службы.

Сервера верхнего уровня АСУ ТП/СОТИАССО осуществляют сбор, хранение и отображение информации о устройствах и системах не входящих в комплектную поставку, таких как электротехническое оборудование, инженерные системы, системы бесперебойного питания (СГЭ и ДГУ), а также осуществляют сбор информации с сервера SCADA АСУ VestasOnline.

Сервер ЦСТИ осуществляет сбор, обработку и передачу на верхний уровень системы ЦСТИ в ПАО «Фортум» необходимых параметров от всей ВЭС в целом.

Указанный шкаф сервера ЦСТИ в объем работ настоящего тома не входит, будет установлен при работах по отдельному титулу.

2.2.3 Сбор и первичная обработка аналоговой информации в ПТК АСУ ТП

Источниками аналоговой информации являются сигналы тока и напряжения. Источниками сигналов тока являются измерительные трансформаторы, размещаемые в комплектных ВЭС и РП-35кВ в соответствии со схемой автоматизации ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.1

Сигналы от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) вводятся в систему через вновь устанавливаемые микропроцессорные измерительные преобразователи (МИП), которые также производят расчет значений мощности и электроэнергии.

В ходе первичной обработки аналоговой информации в ПТК АСУТП выполняются:

Взам. Инв. №	автоматизации ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.1						
	<p>Сигналы от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) вводятся в систему через вновь устанавливаемые микропроцессорные измерительные преобразователи (МИП), которые также производят расчет значений мощности и электроэнергии.</p> <p>В ходе первичной обработки аналоговой информации в ПТК АСУТП выполняются:</p>						
Подп. и дата							
Инв. № подл.						ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2	Лист
							12
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись		Дата

2.2.6 Информация, собираемая в цифровом виде

Предусматривается обмен расширенным (или полным доступным) объемом информации создаваемой системы АСУТП ВЭС с устройствами РЗА, СГЭ, САУ ДГУ и комплектной АСУТП ВЭС заводского исполнения подключением к АСУ Vestas SCADA (VOB) и организацией обмена между ними в цифровом виде по протоколу МЭК 60870-5-104.

2.2.7 Объем собираемой информации

Наименование системы/Источник	Цифровые сигналы			Аналоговые сигналы		
	ТС	ТИ	ТУ	ТС	ТИ	ТУ
САУ ВЭУ	360	360	180	-	-	-
Оборудование РЗА	360	360	18	36	-	-
МИП, устанавливаемые в ВЭУ	-	-	-	-	1440	-
МИП, устанавливаемые в КРУ	-	-	-	28	156	4
Модуль управления СГЭ	30	-	-	2	-	-
Модуль управления НКУ 0,4 кВ	30	-	-	10	-	-
Модуль управления ЩВ	20	-	-	2	-	-
Оборудование связи	-	-	-	10	-	-
ДГУ	30	-	-	2	-	-
РАС	-	-	-	2	-	-
Итого	830	720	198	92	1596	4

Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.

2.2.8 Обмен информацией с центрами управления

Собираемая системой АСУТП информация подлежит передаче:

- на удаленный щит управления (УЩУ);
- в вышестоящий диспетчерский центр ПАО «Фортум»;
- в Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ.

Для обмена информацией с ДЦ предлагается использоваться создаваемые на площадках и арендуемые каналы связи. Протокол обмена МЭК 60870-5-104. Решение по организации связи рассматривается в ВЭС00086.286.5.1-ИЛО4.1.

Решения по обмену информацией с ДЦ Системного Оператора подробно рассмотрены в томе ВЭС00086.286.5.1-ИЛО3.5. «Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2

Лист

14

2.2.9 Синхронизация устанавливаемых компонентов

Для создаваемой АСУТП предусматривается обеспечение единого времени, предназначенное для автоматической синхронизации часов (таймеров) всех микропроцессорных компонентов системы. Прием сигналов точного времени организуется от приемника сигналов ГЛОНАСС/GPS с дальнейшей раздачей конечным приемникам сетью Ethernet в протоколе SNTP.

Для компонентов АСУТП обеспечивается максимальная «интегральная достоверность» и точность регистрации «событий» не хуже ± 1 мсек.

2.3 Функциональная структура АСУ ТП

АСУ ТП предназначена для выполнения следующих основных функций:

- информационных функций;
- управляющих функций;
- вспомогательных функций.

2.3.1 Информационные функции

Информационные функции, выполняемые ПТК АСУ ТП, делятся на:

- Информационные функции, выполняемые автоматически в режиме реального времени (on-line);
- Информационные функции, выполняемые автоматически в неавтономном режиме (off-line).

В состав информационных функций, выполняемых автоматически в режиме реального времени, входят:

- прием (сбор) и первичная обработка аналоговой и дискретной информации, цифровых аналоговых сигналов от multifunctional измерительных преобразователей, дискретных и цифровых сигналов, включая обмен информацией (прием-передачу) между ПТК АСУ ТП, СМ и интегрируемыми устройствами;
- оценка действий оперативного обслуживающего персонала и выдача рекомендаций операторам;
- проверка достоверности входной информации;
- определение скорости изменения технологических параметров;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.П2

Лист

15

- расчет технологических показателей с использованием основных математических функций и функций, созданных пользователем;
- представление информации на средствах отображения (цветных дисплеях) и печатных документах в виде видеокадров (фрагментов мнемосхем с отображением на них оборудования, коммутацию электротехнического оборудования, значений параметров и их отклонений от нормы);
- вывод оператору информации о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;
- архивирование параметров и событий оборудования.
- В состав информационных функций, выполняемых автоматически в неавтономном режиме, входят:
 - информационно-вычислительные и расчетные функции, в том числе расчёт параметров расчет и хранение статистических данных;
 - диагностика состояния оборудования;
 - представление информации о состоянии параметров объекта управления в графической форме (графиков, гистограмм, таблиц), цветных копий видеокадров, списков сигнализаций и событий, журналов действий оператора и переключения оборудования, отчетов (сменных, суточных, наработки силового оборудования на отказ) на средствах отображения (цветных дисплеях) и печатных документах;
 - формирование архивов процессов при возникновении аварийных ситуаций;
 - анализ характера ошибок, отказов, неисправностей оборудования.

2.3.2 Управляющие функции

В состав управляющих функций входят:

- автоматизированное дистанционное и оперативное (ручное) управление системами, входящими в состав ПТК АСУ ТП и вспомогательным оборудованием ВЭС;
- дистанционное управление выключателями 35 кВ, разъединителями 35 кВ, и другими механизмами собственных нужд и т.п.;

Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2.3.2 Управляющие функции									
			В состав управляющих функций входят:									
			– автоматизированное дистанционное и оперативное (ручное) управление системами, входящими в состав ПТК АСУ ТП и вспомогательным оборудованием ВЭС;									
– дистанционное управление выключателями 35 кВ, разъединителями 35 кВ, и другими механизмами собственных нужд и т.п.;												
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2						Лист
												16

- передача команд телеуправления от системы СОТИАССО в систему SCADA АСУ «VestasOnline»;
- автоматическое, автоматизированное дистанционное и оперативное (ручное) управление ВЭС в различных режимах:
 - выход ВЭС на установленную мощность при различных скоростях ветра;
 - работы ВЭС с установленной мощностью;
 - отключением ВЭС при высоких скоростях ветра;
 - отключения ВЭС при малых скоростях ветра;
 - аварийный останов ВЭС;
 - плановый останов ВЭС.

2.3.3 Вспомогательные функции

В состав вспомогательных (сервисных) функций входят:

- диагностика состояния технических средств управления, в том числе контроль исправности измерительных каналов и каналов связи с интегрируемыми устройствами;
- проверка достоверности информационных сигналов;
- проверка исполнения управляющих воздействий;
- проверка цепей и опробование схем технологических защит (при наличии многоканальных систем);
- обнаружение и анализ характера ошибок, отказов, неисправностей АСУ ТП;
- автоматическое подключение резервных средств или блокировка ошибочных сигналов и воздействий при ошибках, отказах и неисправностях;
- сигнализация на посты оперативного управления, пост оперативного обслуживания АСУ ТП и посты по наладке и сопровождению при отказе технических устройств с указанием устройства, места, времени и вида отказа;
- сигнализация на посты оперативного управления при отказе автоматической функции с указанием вида функции;
- регистрация ошибок, отказов, неисправностей и действий по их устранению;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2	
						17	

- коррекция системного времени по сигналам системы ГЛОНАСС/GPS;
- корректировка настроек алгоритмов;
- создание нормативно-справочной информационной базы;
- помощь по управлению оборудованием АСУ ТП (представление подсказок, рекомендаций, прогнозов и т.п.);
- самоконтроль и самодиагностика ПТК, подстройка прикладных программ и заполнение информационной базы, сбор и обработка информации по технической диагностике ПТК (инструментальная подсистема);
- другие функции, обеспечиваемые, в том числе ПО инструментальных средств разработки, диагностирования, сопровождения и документирования проекта всех частей системы;
- реализация возможности переключения на дистанционное управление при отказе функций;
- реализация возможности установки запретов или разрешений прохождения информации по каналам измерения и сигнализации.

2.4 Надежность АСУ ТП

Надежность АСУ ТП устанавливается в соответствии с ГОСТ 24.701-86 «Надежность автоматизированных систем управления», исходя из принадлежности системы к многофункциональным изделиям, длительно эксплуатируемым в заданных режимах в течение установленного срока службы оборудования ВЭС.

Надежность АСУ ТП – это свойство системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность системы выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Надежность АСУ включает свойства безотказности, ремонтпригодности, а в некоторых случаях, и долговечности.

В том числе показателями надежности являются:

- коэффициент готовности системы, т.е. вероятность того, что ПТК окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов профилактического и капитального ремонтов;

Взам. Инв. №	системы выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях эксплуатации.						
	Надежность АСУ включает свойства безотказности, ремонтпригодности, а в некоторых случаях, и долговечности.						
Подп. и дата	В том числе показателями надежности являются:						
	— коэффициент готовности системы, т.е. вероятность того, что ПТК окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов профилактического и капитального ремонтов;						
Инв. № подл.						ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2	Лист
							18
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

– показатель суммарного потока повреждений АСУ ТП, требующих привлечения ремонтного персонала.

– Используются следующие основные способы повышения надежности ПТК и АСУ ТП:

- резервирование технических средств и программного обеспечения;
- применение отказоустойчивых структур;
- диагностика технических средств и программного обеспечения;
- защита от выдачи ложных команд и использования недостоверной информации;
- рациональное распределение функций управления между техническими средствами и персоналом;
- хранение наиболее важной информации и программ в энергонезависимом запоминающем устройстве;
- гальваническое разделение каналов, модулей, шин и т.п.;
- защита данных и ПО от несанкционированного вмешательства;
- повышение уровня квалификации персонала.

Нормирование надежности производится по номенклатуре показателей, характеризующих:

- надежность системы в целом;
- надежность реализации функций АСУ ТП.

2.5 Электропитание оборудования

Все оборудование АСУ ТП в части обеспечения надежности электроснабжения отнесено к электроприемникам особой группы первой категории в соответствии с требованиями ПУЭ Издание 7.

Оборудование Vestas, комплектно поставляемое в составе ВЭС (шкаф SCADA (VOB), шкаф PPC, шкаф расширения PPC), питается от двух секций системы СН.

Оборудование АСУТП в модуле управления, создаваемое в рамках проекта (шкаф АСУТП/СОТИАССО основной и резервный, шкаф ЦСТИ) запитаны от

Взам. Инв. №	электроснабжения отнесено к электроприемникам особой группы первой категории в соответствии с требованиями ПУЭ Издание 7.					
	Оборудование Vestas, комплектно поставляемое в составе ВЭС (шкаф SCADA (VOB), шкаф PPC, шкаф расширения PPC), питается от двух секций системы СН.					
Подп. и дата	Оборудование АСУТП в модуле управления, создаваемое в рамках проекта (шкаф АСУТП/СОТИАССО основной и резервный, шкаф ЦСТИ) запитаны от					
Инв. № подл.						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.П2
						19

- сборка шкафа контроллеров и серверов;
- поставка и монтаж оборудования;
- разработка эксплуатационная документация;
- проведение пусконаладочных работ;
- разработка программы приемочных испытаний АСУ ТП;
- калибровка измерительных каналов АСУ ТП;
- согласование программы испытаний с Заказчиком;
- предварительные испытания по утвержденной «Программе предварительных испытаний» с оформлением Протокола о предварительных испытаниях и Акта приемки в опытную эксплуатацию системы в объеме нового оборудования;
- опытная эксплуатация АСУ ТП;
- приемочные испытания и ввод в постоянную (промышленную эксплуатацию).

По результатам испытаний составляется «Протокол испытаний». В протоколе указывается перечень необходимых доработок со сроками их выполнения, а также заключение о возможности приемки системы в опытную эксплуатацию.

Состав комиссии для проведения предварительных испытаний утверждается приказом Заказчика. Председателем комиссии назначают представителя Заказчика.

Проведение опытной эксплуатации АСУ ТП.

Опытная эксплуатация проводится для проверки правильности функционирования системы на действующем оборудовании при выполнении каждой функции.

Результаты приемки системы в опытную эксплуатацию оформляют «Актом приемки в опытную эксплуатацию». По результатам опытной эксплуатации составляют акт о завершении работ по проверке системы в режиме опытной эксплуатации.

Проведение приемочных испытаний АСУ ТП

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2

Лист

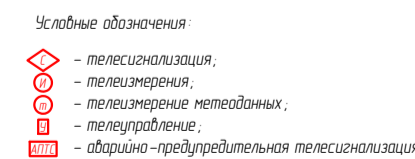
21






Приемочные испытания проводятся для ввода системы в постоянную эксплуатацию. Приемочная комиссия утверждается приказом Заказчика. Уровень приемочной комиссии определяет Заказчик. Председателем приемочной комиссии назначается представитель Заказчика.

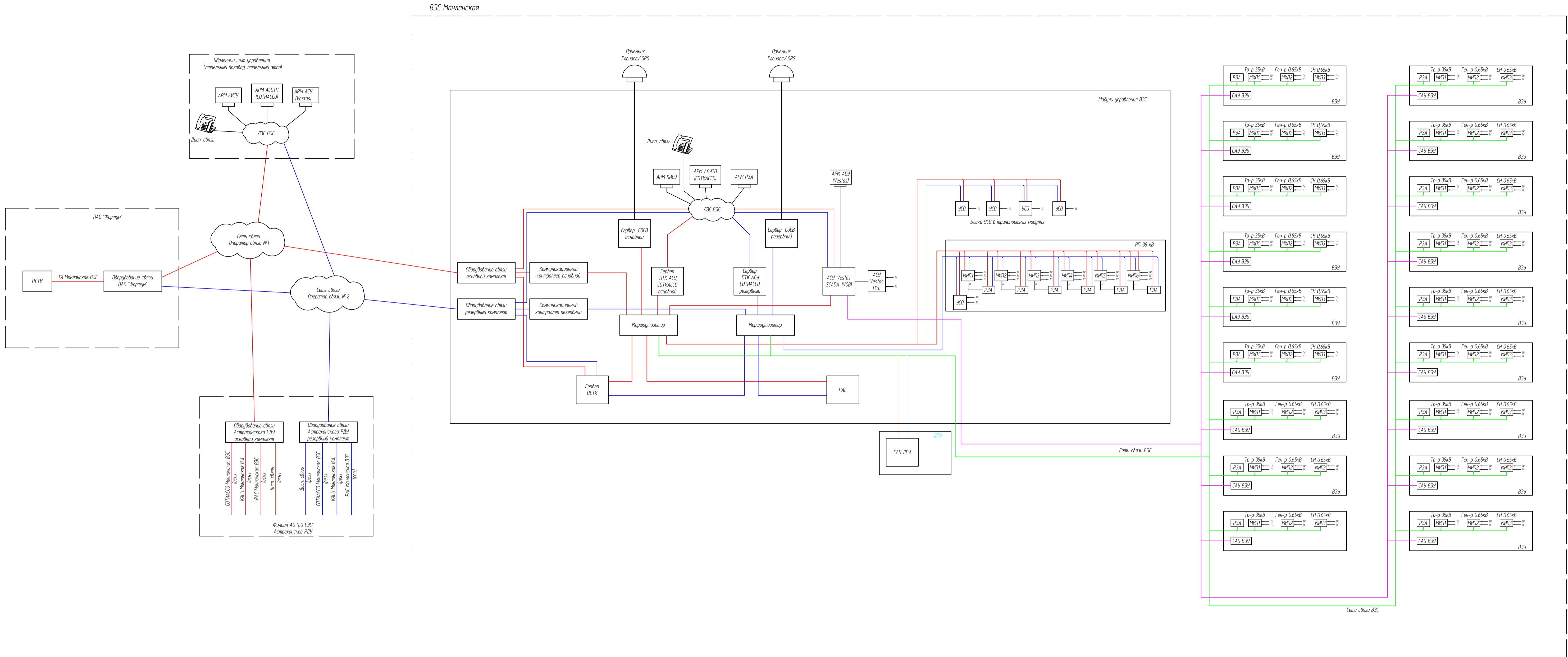
Программа испытаний для приемочных испытаний должна быть утверждена Заказчиком. По результатам приемочных испытаний комиссия составляет протокол испытаний и акт о вводе системы в промышленную эксплуатацию.

Датой ввода системы считают дату подписания акта приемочной комиссией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛО5.2.П2			22



					ВЭС 00086 286.51-И/О5.2.1		
					ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Лысак			12.19		
Проверил		Каракуллов			12.19		
Нач. отд.		Разинский			12.19		
Н.контр.		Литогова			12.19		
Умб.							
Гип		Гусев			12.19		
<p>Ветропарк "Малаянская ВЭС"</p> <p>Ветропарк электрическая станция, выпущенные автомобильные дороги</p> <p>Схема автоматизации</p>						Стация	Лист
						П	1
						ООО "ЕРСМ Сибири"	



- Условные обозначения
- основные каналы связи;
 - резервные каналы связи;
 - общестанционные каналы связи ВЭС;
 - каналы связи АСУ Vestas.

							ВЭС00086.286.5.1-И/О5.2.2		
							ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		"Маняшская ВЭС" Ветропарковая электрическая станция, внутрилинейные автомобильные дороги"	Страница	Лист
Разработал	Лысак	12.19						П	1
Проверил	Каракулов	12.19							
Нач. отд.	Разынский	12.19							
Н. контр.	Пирогова	12.19							
Упр.							Структурная схема комплекса технических средств АСУТП, СОТИАССО	ООО "ЕРСМ Сибдир"	
Гип	Гусев	12.19							

										29	
№ пп.		Наименование присоединения			Наименование сигнала			Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения											
ВЗУ №1... ВЗУ №18 (18 шт.)											
1	Трансформатор 0,72/35 кВ. Сторона 35 кВ				Действующее значение фазного тока		I_a	А	ТТ		
2					Действующее значение фазного тока		I_b	А	ТТ		
3					Действующее значение фазного тока		I_c	А	ТТ		
4					Действующее значение фазного тока		I_0	А	ТТ		
5					Среднее значение фазного тока		I_{cp}	А	ТТ		
6					Действующее значение фазного напряжения		U_{ao}	кВ	ТН		
7					Действующее значение фазного напряжения		U_{bo}	кВ	ТН		
8					Действующее значение фазного напряжения		U_{co}	кВ	ТН		
9					Среднее значение фазного напряжения		$U_{фср}$	кВ	ТН		
10					Действующее значение линейного напряжения		U_{ab}	кВ	ТН		
11					Действующее значение линейного напряжения		U_{bc}	кВ	ТН		
12					Действующее значение линейного напряжения		U_{ac}	кВ	ТН		
13					Среднее значение линейного напряжения		$U_{лср}$	кВ	ТН		
14					Активная мощность фазная		P_a	кВт	ТИ		
15					Активная мощность фазная		P_b	кВт	ТИ		
16					Активная мощность фазная		P_c	кВт	ТИ		
17					Активная мощность трехфазной системы		$P_{сум}$	кВт	МИП		
18					Реактивная мощность фазная		Q_a	кВАр	МИП		
19					Реактивная мощность фазная		Q_b	кВАр	МИП		
20					Реактивная мощность фазная		Q_c	кВАр	МИП		
21					Реактивная мощность трехфазной системы		$Q_{сум}$	кВАр	МИП		
22					Полная мощность фазная		S_a	кВА	МИП		
23					Реактивная мощность трехфазной системы		S_b	кВА	МИП		
24					Реактивная мощность трехфазной системы		S_c	кВА	МИП		
25					Реактивная мощность трехфазной системы		$S_{сум}$	кВА	МИП		
26					Частота		F	Гц	МИП		
Итого: ТИ-468 шт.											
						ВЭС 00086.286.5.1- ИЛО 5.2.3					
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги."			Стадия	Лист	Листов
Разработал		Лысяк			12.19				П	1	7
Проверил		Каракулов			12.19						
Нач. отд.		Разинский			12.19						
Н. контр.		Пирогова			12.19						
Утв.						Перечень сигналов			ООО "ЕРСМ Сибири"		
гип		Гусев			12.19						

						30
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения						
ВЗУ №1... ВЗУ №18 (18 шт.)						
27	Трансформатор 0,72/35 кВ. Сторона 0,72 кВ	Действующее значение фазного тока	I_a	А	ТТ	
28		Действующее значение фазного тока	I_b	А	ТТ	
29		Действующее значение фазного тока	I_c	А	ТТ	
30		Действующее значение фазного тока	I_0	А	ТТ	
31		Среднее значение фазного тока	$I_{ср}$	А	ТТ	
32		Действующее значение фазного напряжения	U_{ao}	кВ	ТН	
33		Действующее значение фазного напряжения	U_{bo}	кВ	ТН	
34		Действующее значение фазного напряжения	U_{co}	кВ	ТН	
35		Среднее значение фазного напряжения	$U_{фср}$	кВ	ТН	
36		Действующее значение линейного напряжения	U_{ab}	кВ	ТН	
37		Действующее значение линейного напряжения	U_{bc}	кВ	ТН	
38		Действующее значение линейного напряжения	U_{ac}	кВ	ТН	
39		Среднее значение линейного напряжения	$U_{лср}$	кВ	ТН	
40		Активная мощность фазная	P_a	кВт	ТИ	
41		Активная мощность фазная	P_b	кВт	ТИ	
42		Активная мощность фазная	P_c	кВт	ТИ	
43		Активная мощность трехфазной системы	$P_{сум}$	кВт	МИП	
44		Реактивная мощность фазная	Q_a	кВАр	МИП	
45		Реактивная мощность фазная	Q_b	кВАр	МИП	
46		Реактивная мощность фазная	Q_c	кВАр	МИП	
47		Реактивная мощность трехфазной системы	$Q_{сум}$	кВАр	МИП	
48		Полная мощность фазная	S_a	кВА	МИП	
49		Реактивная мощность трехфазной системы	S_b	кВА	МИП	
50		Реактивная мощность трехфазной системы	S_c	кВА	МИП	
51		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_{сум}$	кВА	МИП	
52		Частота	F	Гц	МИП	
Итого: ТИ-468 шт.						

						31
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения						
ВЗУ №1... ВЗУ №18 (18 шт.)						
53	Отпайка на СН на стороне 0,72 кВ	Действующее значение фазного тока	I_a	А	ТТ	
54		Действующее значение фазного тока	I_b	А	ТТ	
55		Действующее значение фазного тока	I_c	А	ТТ	
56		Действующее значение фазного тока	I_0	А	ТТ	
57		Среднее значение фазного тока	$I_{ср}$	А	ТТ	
58		Действующее значение фазного напряжения	U_{ao}	кВ	ТН	
59		Действующее значение фазного напряжения	U_{bo}	кВ	ТН	
60		Действующее значение фазного напряжения	U_{co}	кВ	ТН	
61		Среднее значение фазного напряжения	$U_{фср}$	кВ	ТН	
62		Действующее значение линейного напряжения	U_{ab}	кВ	ТН	
63		Действующее значение линейного напряжения	U_{bc}	кВ	ТН	
64		Действующее значение линейного напряжения	U_{ac}	кВ	ТН	
65		Среднее значение линейного напряжения	$U_{лср}$	кВ	ТН	
66		Активная мощность фазная	P_a	кВт	ТИ	
67		Активная мощность фазная	P_b	кВт	ТИ	
68		Активная мощность фазная	P_c	кВт	ТИ	
69		Активная мощность трехфазной системы	$P_{сум}$	кВт	МИП	
70		Реактивная мощность фазная	Q_a	кВАр	МИП	
71		Реактивная мощность фазная	Q_b	кВАр	МИП	
72		Реактивная мощность фазная	Q_c	кВАр	МИП	
73		Реактивная мощность трехфазной системы	$Q_{сум}$	кВАр	МИП	
74		Полная мощность фазная	S_a	кВА	МИП	
75		Реактивная мощность трехфазной системы	S_b	кВА	МИП	
76		Реактивная мощность трехфазной системы	S_c	кВА	МИП	
77		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_{сум}$	кВА	МИП	
78		Частота	F	Гц	МИП	
79	ВЗУ. Метеоданные.	Температура воздуха	t	°C	САУ ВЗУ	
80		Скорость ветра	$V_{ветр}$	м/с	САУ ВЗУ	
Итого: ТИ-504 шт.						

						32
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения						
РП-35 кВ яч.1...яч.6 (6 шт.)						
80	яч.1...яч.6	Действующее значение фазного тока	I_a	А	ТТ	
81		Действующее значение фазного тока	I_b	А	ТТ	
82		Действующее значение фазного тока	I_c	А	ТТ	
83		Действующее значение фазного тока	I_0	А	ТТ	
84		Среднее значение фазного тока	$I_{ср}$	А	ТТ	
85		Действующее значение фазного напряжения	U_{ao}	кВ	ТН	
86		Действующее значение фазного напряжения	U_{bo}	кВ	ТН	
87		Действующее значение фазного напряжения	U_{co}	кВ	ТН	
88		Среднее значение фазного напряжения	$U_{фср}$	кВ	ТН	
89		Действующее значение линейного напряжения	U_{ab}	кВ	ТН	
90		Действующее значение линейного напряжения	U_{bc}	кВ	ТН	
91		Действующее значение линейного напряжения	U_{ac}	кВ	ТН	
92		Среднее значение линейного напряжения	$U_{лср}$	кВ	ТН	
93		Активная мощность фазная	P_a	кВт	ТИ	
94		Активная мощность фазная	P_b	кВт	ТИ	
95		Активная мощность фазная	P_c	кВт	ТИ	
96		Активная мощность трехфазной системы	$P_{сум}$	кВт	МИП	
97		Реактивная мощность фазная	Q_a	кВАр	МИП	
98		Реактивная мощность фазная	Q_b	кВАр	МИП	
99		Реактивная мощность фазная	Q_c	кВАр	МИП	
100		Реактивная мощность трехфазной системы	$Q_{сум}$	кВАр	МИП	
101		Полная мощность фазная	S_a	кВА	МИП	
102		Реактивная мощность трехфазной системы	S_b	кВА	МИП	
103		Реактивная мощность трехфазной системы	S_c	кВА	МИП	
104		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_{сум}$	кВА	МИП	
105		Частота	F	Гц	МИП	
Итого: ТИ-156 шт. Всего: ТИ-1596 шт.						
ВЭС00086.286.5.1-И/05.2.3						
Лист						
4						

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	----------	------	--------	---------	------

						33	
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала				Источник сигнала	
Телесигнализация							
ВЗУ №1... ВЗУ №18 (18 шт.)							
1	яч.1	Положение выключателя "включено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
2		Положение выключателя "отключено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
3		Положение ЗН "введен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
4		Положение ЗН "выведен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
5	яч.2	Положение выключателя "включено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
6		Положение выключателя "отключено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
7		Положение ЗН "введен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
8		Положение ЗН "выведен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
9	яч.3	Положение выключателя "включено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
10		Положение выключателя "отключено"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
11		Положение разъединителя "включен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
12		Положение разъединителя "отключен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
13		Положение разъединителя "заземлен"				МП РЗА (цифр. сигнал)	
РП-35 яч.1... яч.3, яч.6 (4 шт.)							
14	яч.3... яч.6	Положение разъединителя "включен"				блок-контакт	
15		Положение разъединителя "отключен"				блок-контакт	
16		Положение ЗН "введен"				блок-контакт	
17		Положение ЗН "выведен"				блок-контакт	
РП-35 яч.1, яч.2 (2 шт.)							
21	яч.1, яч.2	Положение выключателя "включено"				блок-контакт	
22		Положение выключателя "отключено"				блок-контакт	
23		Положение разъединителя "включен"				блок-контакт	
24		Положение разъединителя "отключен"				блок-контакт	
25		Положение ЗН "введен"				блок-контакт	
26		Положение ЗН "выведен"				блок-контакт	
Итого: ТС (цифровые)–234 шт. ТС–28 шт; Всего: ТС–262 шт.							
						ВЗС00086.286.5.1-И/05.2.3	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		5

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
------	----------	------	--------	---------	------	--

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

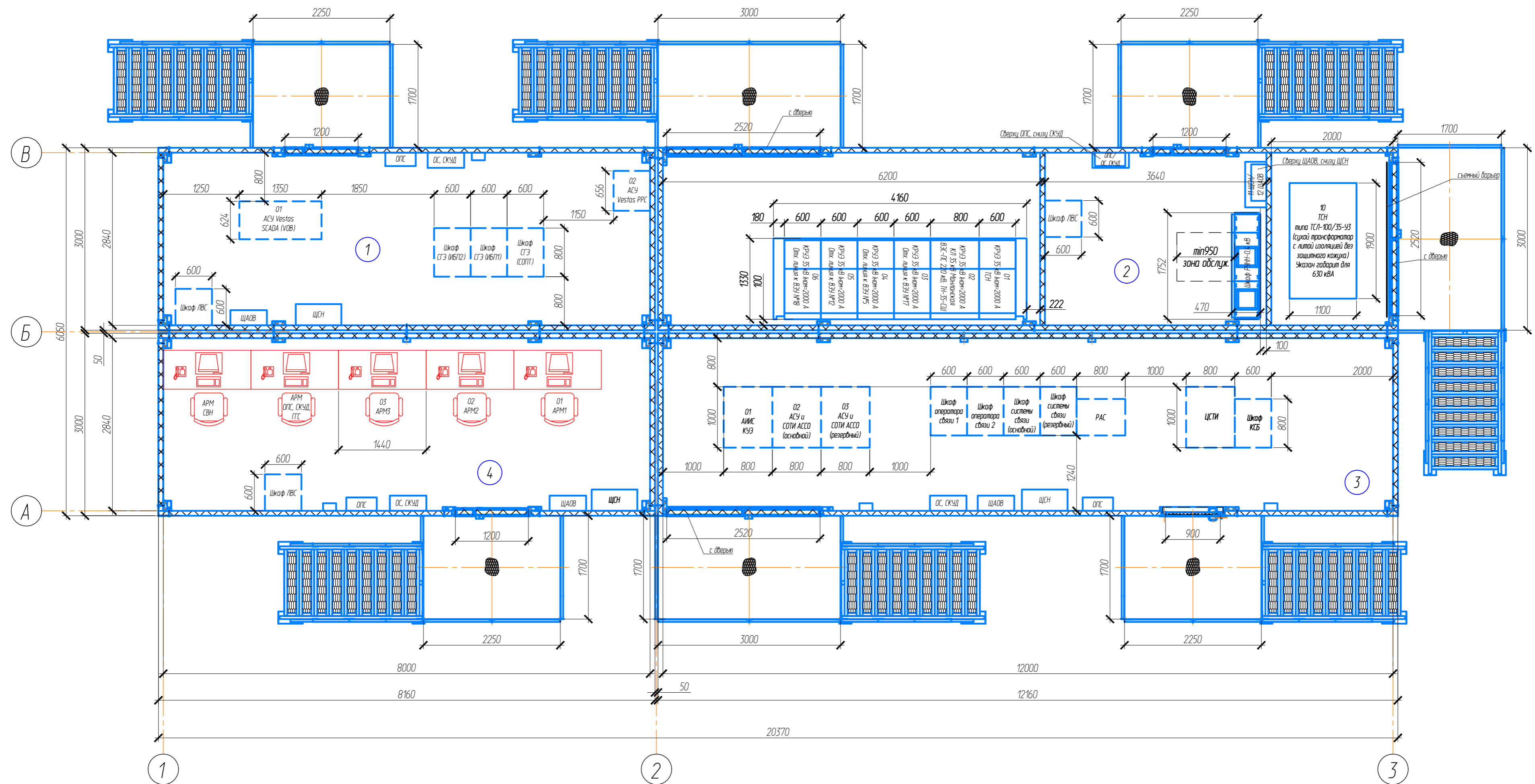
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Источник сигнала
Телеуправление			
РП-35 яч.1, яч.2 (2 шт.)			
1	яч.1, яч.2	Выключатель "включить"	МИП
2		Выключатель "отключить"	МИП



Итого: ТУ-4 шт.

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

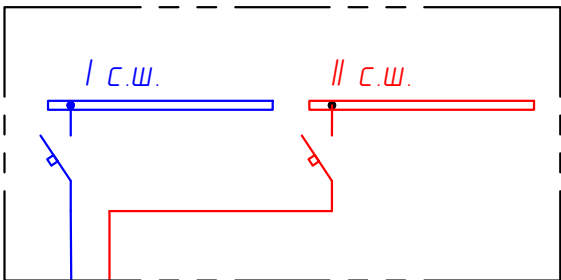
						ВЭС00086.286.5.1-И/05.2.3	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		7

План расположения оборудования в
МУ Манланская ВЭС
М 1:50



						ВЭС 00086.286.5.1-И/105.2.4			
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Манланская ВЭС Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги."	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Лысяк				12.19		П		1
Проверил	Каракулов				12.19				
Нач. отд.	Разинский				12.19				
Н. контр.	Пирогова				12.19				
Учтв.						План размещения оборудования	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП	Гусев				12.19				

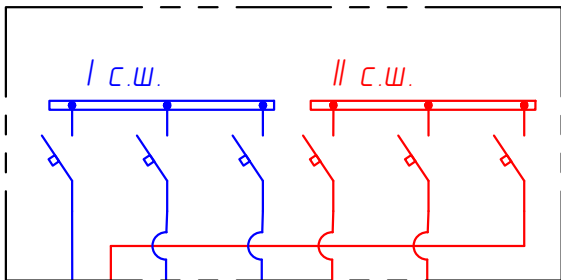
СН-0,4 кВ



Шкаф SCADA (VOB)

Шкаф РРС

СГЭ



Шкаф АСУТП / СОТИ АССО
основной

Шкаф АСУТП / СОТИ АССО
резервный

Шкаф ЦСТИ

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

						ВЭС 00086.286.5.1-ИЛО5.2.5		
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги."	Стадия	Лист
Разработал		Лысяк			12.19		П	1
Проверил		Каракулов			12.19			
Нач. отд.		Разинский			12.19			
Н. контр.		Пирогова			12.19			
Утв.						Схема организации питания	ООО "ЕРСМ Сибири"	
ГИП		Гусев			12.19			

