Общество с ограниченной ответственностью
«Мосэнергопроект»
(ООО «МЭП»)

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
Ремонту электростанций
АО «ГК «ЕЭС»

_____ А.Н. Чернищук
Подпись Расшифровка

«_____» _____2026 г.

СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОГАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225 МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 – ФИЛИАЛА ПАО «МОСЭНЕРГО»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения
Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 3. Автоматизация технологических процессов электротехнического оборудования
Книга 1. Основные решения

25-83G1-00-ИОС1.3.1

Том 5.1.3.1

Заместитель директора по проектированию **О.В. Некрасов**

Главный инженер проекта **Ю.А. Яшукова**

2026

Обозначение	Наименование	Примечание
25-83G1-00-ИОС1.3.1-С	Содержание тома 5.1.3.1	Стр.2
25-83G1-00-ИОС1.3.1-ТЧ	Текстовая часть	Стр.3-74
25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ	Графическая часть	Стр.75
	Прилагаемые документы	
Приложение А	Дополнительные требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.12.2023 № 1215	Стр.77-88

Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СП

Дата | Подпись | ФИО | Должность | Дата | Подпись | ФИО | Должность

Согласовано: Дата | Подпись | ФИО | Должность

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	25-83G1-00-ИОС1.3.1-С		
Разработал		Суворов				Содержание тома 5.1.3.1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Жигалов					П		1
Нач. отдела		Васин					Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)		
Н.контр.		Канурский							
ГИП		Яшукова							

Содержание

1 Общие положения ... 6
1.1 Назначение и цели создания системы ... 7
1.2 Задачи АСУ ЭТО ... 8
1.3 Требование к импортозамещению ... 10
2 Характеристики объекта автоматизации ... 12
2.1 Общее описание ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 ... 12
2.2 Технические данные ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 ... 12
3 Технические решения по созданию АСУ ЭТО ... 17
3.1 Общие положения ... 17
3.2 Решения по структуре АСУ ЭТО ... 18
3.3 Решения по взаимосвязи АСУ ЭТО со смежными системами и ЛСАУ ... 22
3.4 Система мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования ... 25
4 Функции АСУ ЭТО ... 27
4.1 Общие сведения ... 27
4.2 Технологические функции АСУ ЭТО ... 27
4.3 Общесистемные функции АСУ ЭТО ... 28
4.4 Описание технологических функций ... 28
4.4.1 Сбор и первичная обработка аналоговой информации ... 28
4.4.2 Сбор и первичная обработка дискретной информации ... 29
4.4.3 Контроль текущего режима и состояние главной схемы ... 30
4.4.4 Автоматизированное управление ... 31
4.4.5 Алгоритмы программной оперативной блокировки ... 34
4.4.6 Формирование технологической предупредительной и аварийной сигнализации ... 34
4.4.7 Информационное взаимодействие с терминалами МП РЗА ... 35
4.4.8 Регистрация текущих событий ... 36
4.4.9 Обмен информацией с СОТИ АССО ... 37
4.4.10 Обмен информацией с АСУ ТМО ... 38
4.4.11 Требования к защите каналов дистанционного управления ... 38
4.5 Описание общесистемных функций ... 40
4.5.1 Синхронизация времени ... 40
4.5.2 Архивирование информации ... 40

4.5.3 Диагностика компонентов ПТК АСУ ЭТО ... 40
4.5.4 Защита информации ... 41
4.5.5 Формирование отчётных документов ... 42
5 Техническое обеспечение ... 43
5.1 Электропитание технических средств ПТК ... 43
5.2 Описание технических средств ПТК ... 43
5.2.1 Нижний уровень ПТК АСУ ЭТО. Микропроцессорное устройство ТЕКОН 300 ... 43
5.2.2 Сервер единого времени ... 44
5.2.3 Средний уровень АСУ ЭТО ... 45
5.2.4 Верхний уровень АСУ ЭТО ... 46
6 Лингвистическое обеспечение ... 48
7 Программное обеспечение АСУ ЭТО ... 49
8 Метрологическое обеспечение АСУ ЭТО ... 52
9 Компоновочные решения в части размещения оборудования ... 53
9.1 Размещение оборудования верхнего уровня системы ... 53
9.2 Размещение оборудования среднего и нижнего уровня системы ... 53
10 Решение по обеспечению требований к эргономике ПТК АСУ ЭТО ... 55
11 Решения по функциям, численности и квалификации персонала ... 56
11.1 Функции и численность персонала ... 56
11.2 Требование к квалификации персонала ... 57
12 Описание организационной структуры ... 58
13 Состав, объем информационного обеспечения, виды выходных документов ... 59
13.1 Состав информационных данных ... 59
13.2 Формы выходных документов ... 59
14 Мероприятия по подготовки объекта автоматизации к вводу АСУ ЭТО ... 60
15 Надёжность системы ... 61
15.1 Данные о надёжности системы ... 61
15.2 Параметры надежности ... 61
15.3 Применение структур повышенной отказоустойчивости ... 62
16 Эксплуатационная документация ... 63
17 Перечень нормативных документов ... 64
Обозначения и сокращения ... 70
Таблица регистрации изменений ... 74

1 Общие положения

В данном разделе проектной документации описываются основные решения по автоматизации электротехнического оборудования при Строительстве парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго».

Объект автоматизации расположен по адресу: 119530, г. Москва, ул. Генерала Дорохова, д. 16.

Полное наименование проектируемой системы: Автоматизированная система управления электротехническим оборудованием энергоблока ст. № 8 ТЭЦ-25 – филиала ПАО «Мосэнерго».

Сокращённое наименование проектируемой системы: АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 (далее по тексту: АСУ ЭТО, Система).

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утверждённого Постановлением правительства РФ от 16.02.2008 №87 с учётом изменений от 08.09.2017 (Постановление правительства РФ от 08.09.2018 №1081 «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации»).

В состав данного тома включены:

- Текстовая часть (см. 25-83G1-00-ИОС1.3.1-ТЧ)
- Структурная схема АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.02).

Спецификация оборудования, изделий и материалов АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 приведена в томе 25-83G1-00 ИОС1.3.2.

Технические решения по выполнению автоматизированной системы управления электротехническим оборудованием разработаны в соответствии с действующими в РФ нормативными документами, а также с учётом опыта проектирования АСУ ЭТО на микропроцессорной технике других энергетических объектов.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрыво- и пожаробезопасности, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта, при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

Проектные решения соответствуют требованиям электробезопасности, регламентированным ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.14-75 «Система стандартов безопасности труда. Требования безопасности», требованиям пожаробезопасности, регламентированным ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования», действующим нормам и правилам взрывобезопасности.

Все внешние элементы технических средств системы, находящиеся под напряжением, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства – защитное заземление согласно ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Полный перечень нормативных документов приведён в п.18 настоящей пояснительной записки.

Согласно проекту, технические средства размещаются в электроустановках промышленного исполнения, предназначенных для непрерывного функционирования, и устанавливаются в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках ячеек, панелях), чем обеспечивается их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Создание АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 должно обеспечить комплексную автоматизацию процессов распределения электроэнергии с целью повышения надежности и экономичности работы электротехнического оборудования станции и, как следствие, обеспечения надёжного электроснабжения потребителей электроэнергии, а также сокращения эксплуатационных затрат, сведение до минимума обслуживающего персонала станции и повышение его безопасности.

1.1 Назначение и цели создания системы

АСУ ЭТО ЭБ-8 должна стать основным средством ведения оперативным персоналом режима работы вновь вводимого в работу ЭТО при строительстве ПГУ 225 МВт ст. № 8 на ТЭЦ-25, обеспечивающим требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного и общестанционного электротехнического оборудования во всех режимах функционирования ЭБ-8 ТЭЦ-25. Автоматизация электротехнического оборудования производится в объёме, необходимом для обеспечения функций начальников смены станции, начальников смены электроцеха, ЭТЛ, служб диагностики ЭТО.

АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 должно стать средством интеграции в едином информационном пространстве всех автоматизированных систем (управления, диагностики, мониторинга, измерения и пр.) устанавливаемых в здании главного корпуса, ОУТ, вспомогательных зданиях и сооружениях. Средства, применяемые при создании АСУ ЭТО, должны обеспечивать решение задач управления, контроля, измерений и диагностики с передачей телеметрической информации на вышестоящие уровни иерархии диспетчерского управления.

Основными целями создания АСУ ЭТО являются:

-создание условий для безаварийного и бесперебойного отпуска электроэнергии конечному потребителю;

-повышение уровня безопасности работы в электроустановках, за счёт возможности контроля состояния действующих электроустановок с помощью интуитивно понятного интерфейса АРМов оперативно-эксплуатационного персонала;

-повышение уровня информационной обеспеченности персонала в отношении особенностей основного технологического процесса производства электроэнергии;

-предотвращения заведомо неверных действий персонала путем введения дополнительных блокировок управления коммутационными аппаратами;

-повышение уровня экономической эффективности эксплуатации электротехнического оборудования ТЭЦ-25 за счёт:

- сокращения издержек на ремонт основного электрооборудования за счёт оптимизации режима его работы;
- сокращения издержек на планово-предупредительные ремонты и комплексные обследования за счёт внедрения средств контроля основного оборудования;

- сокращения времени простоя электрооборудования при аварийных отключениях за счёт повышения информативности и расширенных диагностических функций о месте и характере дефекта;
- снижение вероятности аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала и снижение риска тяжёлых аварий;
- сокращения времени простоя оборудования при устранении отказов систем автоматики, защит, контроля состояния за счёт блочно-модульного исполнения конструктивов устройств соответствующих систем и отсутствия необходимости проведения дополнительных наладочных работ после замены блока или модуля;
- улучшения условий и культуры труда обслуживающего персонала.

1.2 Задачи АСУ ЭТО

Цели создания программно-технического комплекса АСУ ЭТО должны быть достигнуты за счёт решения следующих задач:

1) Мониторинг и контроль электрических параметров, состояния схемы силового коммутационного оборудования, состояния устройств защит и автоматики для следующего электротехнического оборудования:

- генератор газовой турбины мощностью 160 МВт (11MKA10);
- генератор паровой турбины мощностью 90 МВт (10MKA10);
- рабочая тиристорная статическая система возбуждения генератора ГТУ (11MKC10), в комплекте с трансформатором возбуждения 15,75/0,66 кВ 1550 кВА;
- резервная статическая система возбуждения генератора ГТУ (11MKC20), в комплекте с трансформатором возбуждения 6,3/0,66 1550 кВА;
- тиристорное пусковое устройство ГТУ (11MJB10);
- рабочая тиристорная статическая система возбуждения генератора ПТУ (10MKC10), в комплекте с трансформатором возбуждения 10,5/0,453 кВ 880 кВА;
- оборудование ГРУ 15,75 кВ (11BAC10) генератора ГТУ (генераторный выключатель, разъединители, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);
- оборудование ГРУ 10,5 кВ (10BAC10) генератора ПТУ (генераторный выключатель, разъединители, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);
- блочный повышающий трансформатор ГТУ (11BAT10) напряжением 525/15,75 кВ, мощностью 250 МВА;
- оборудование 500 кВ переходного пункта на ОУТ Т-91А (11BAT10) (разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);
- блочный повышающий трансформатор ПТУ (10BAT10) напряжением 525/10,5 кВ, мощностью 125 МВА;
- оборудование 500 кВ переходного пункта на ОУТ Т-91Б (10BAT10) (разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);

- рабочий трансформатор собственных нужд с устройством РПН (11BBT10) напряжением 15,75/6,3 – 6,3 кВ, мощностью 25 МВА;

- резервный трансформатор собственных нужд с устройством РПН (00BCT30) напряжением 115/6,3 – 6,3 кВ, мощностью 25 МВА, включая выключатели вводов на сборки резервного трансформатора 6,3 кВ;

- оборудование ячеек КРУ-6 кВ секции 1РА, 1РБ (11BBA, 11BBB), магистрали резервного питания РМ-3А, РМ-3Б (00BCA, 00BCB) (выключатели, выкатные элементы, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);

- оборудование (вводные выключатели, секционные выключатели, трансформаторы тока) шкафов блочного РУСН-0,4 кВ (11BFE11, 11BFE12, 11BFF11, 11BFF12, 10BFC11, 10BFC12, 10BFD11, 10BFD12), общеблочного РУСН-0,4 кВ (00BFA11, 00BFA12, 00BFB11, 00BFB12, 00BHA10, 00BHB10, 00BFG10), РУСН-0,4 вспомогательных зданий и сооружений (00BFH10, 00BFJ10, 00BFK10, 00BFL10);

- трансформаторы собственных нужд 6,3/0,4 кВ в главном корпусе (11BFT10, 11BFT20, 10BFT10, 10BFT20, 00BFT30, 00BHT10, 00BHT20, 00BFT10, 00BFT20);

- трансформаторы собственных нужд 6,3/0,4 кВ вспомогательных зданий и сооружений (00BFT40, 00BFT50, 00BFT60, 00BFT70);

- оборудование ЩПТ-1, 2 в главном корпусе;

- оборудование ячейки 110 кВ КВЛ 110 кВ (00AEA30) (разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения);

- оборудование ячейки 500 кВ ВЛ 500 кВ (10ABA10) (разъединитель, заземляющие ножи, трансформаторы напряжения).

2) Оперативное управление электротехническим оборудованием:

- дистанционное управление коммутационными аппаратами ГРУ 15,75 кВ (11BAC10) генератора ГТУ;

- дистанционное управление коммутационными аппаратами ГРУ 10,5 кВ (10BAC10) генератора ПТУ;

- дистанционное управление системами возбуждения генератора ГТУ рабочей и резервной (11MKC10, 11MKC20);

- дистанционное управление системой возбуждения генератора ПТУ рабочей (10MKC10);

- дистанционное управление синхронизацией генератора ГТУ, ПТУ (11MKA10, 10MKA10) с энергосистемой;

- дистанционное управление РПН рабочего и резервного трансформатора собственных нужд (11BBT10, 00BCT30);

- дистанционное управление коммутационными аппаратами переходного пункта на ОУТ Т-91А (11BAT10);

- дистанционное управление коммутационными аппаратами переходного пункта на ОУТ Т-91Б (10BAT10);

- дистанционное управление выключателями ячеек КРУ-6,3 кВ (11BBA, 11BBB, 00BCA, 00BCB), кроме электродвигательных ячеек, управление выполняется напрямую из АСУ ТМО;
- дистанционное управление вводными и секционными выключателями блочных РУСН-0,4 кВ, общеблочного РУСН-0,4 кВ, РУСН-04 кВ вспомогательных зданий и сооружений;
- ввод/вывод АВР распределительных устройств 6,3 кВ и 0,4 кВ.
- дистанционное управление коммутационными аппаратами присоединений ячейки 110 кВ КВЛ 110 кВ (00AEA30);
- дистанционное управление коммутационными аппаратами присоединений ячейки 500 кВ ВЛ 500 кВ (10ABA10).

Посредством АСУ ЭТО также должны решаться следующие задачи:

- регистрация событий собственными средствами и посредством информационного обмена с автономными устройствами РЗА, ПА, АУВ с функциями КП, системами мониторинга ЭТО, формирование и выдача технологической (аварийной и предупредительной) сигнализации;
- регистрация параметров, необходимых для анализа и оценки работы технологического оборудования и средств автоматизации;
- информационная поддержка и контроль комплекса РЗА и ПА;
- программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА выполняется в АУВ с функциями КП);
- сбор оперативной информации в соответствии с требованиями АО «СО ЕЭС» для последующей передачи в СОТИ АССО;
- документирование, формирование и печать отчётов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости;
- информационный обмен с АСУ ТМО для передачи и приёма текущих значений аналоговых и дискретных переменных, необходимых для ведения технологического процесса (объем сигналов определяется и согласовывается на стадии рабочей документации);
- защита информации.

1.3 Требование к импортозамещению

ПТК АСУ ЭТО должен быть включен в реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.07.2015 № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» или в единый реестр российской радиоэлектронной продукции, предусмотренного постановлением Правительства Российской Федерации от 10 июля 2019 г. N 878.

SCADA-система, операционная система, входящая в состав ПТК АСУ ЭТО, должны быть включена в единый реестр российских программ для электронных вычислительных

машин и баз данных, созданный в соответствии со статьей 12.1 Федерального закона от 27 июля 2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите Информации».

2 Характеристики объекта автоматизации

2.1 Общее описание ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25

Объектом автоматизации является электротехническое оборудование, устанавливаемое в рамках строительства блока ПГУ-225 МВт ТЭЦ-25.

Проектом предусматривается строительство энергоблока ПГУ-225, работающего на природном газе, на базе ГТУ, котла-утилизатора и паровой конденсационной турбины.

Выполнение мероприятий по строительству энергоблока ТЭЦ-25 осуществляется в два этапа:

1 этап строительства:

- установка ГТУ номинальной мощностью 160 МВт с комплексом;
- установка блочного трансформатора в цепи ГТУ напряжением 525/15,75 кВ мощностью 250 МВА;
- установка рабочего трансформатора собственных нужд напряжением 15,75/6,3-6,3 кВ с РПН мощностью 25 МВА;
- установка резервного трансформатора собственных нужд напряжением 115/6,3-6,3 мощностью 25 МВА;
- строительство захода КЛ 500 кВ ТЭЦ-25 – Очаково №8 (10АВА10);
- строительство захода КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ТЭЦ-25 (00АЕА30).

2 этап строительства:

- установка ПТУ номинальной мощностью 90 МВт;
- установка блочного трансформаторов в цепи ПТУ напряжением 525/10,5 кВ мощностью 125 МВА.

2.2 Технические данные ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25

Поз.	Обозначение	Наименование и технические данные оборудования	Тип, Марка	Кол-во
Первый этап строительства				
1. Главный корпус				
1.1	11МКА10	**Турбогенератор ГТУ-160:** - номинальная мощность турбогенератора 160 МВт; - номинальное напряжение 15,75 кВ ±5%; - номинальный ток 7331 А; - коэффициент мощности (cos f) 0,8 (в комплекте с ГТУ)	SGen5-100A	1 комп.
1.2	11МКС10	**Тиристорная статическая система возбуждения с трансформатором**	-	1 комп.

Поз.	Обозначение	Наименование и технические данные оборудования	Тип, Марка	Кол-во
		возбуждения турбогенератора ГТУ-160 (в комплекте с турбогенератором ГТУ)		
1.3	11MKC20	**Резервная статическая система возбуждения с трансформатором возбуждения турбогенератора ГТУ-160** (в комплекте с турбогенератором ГТУ)	-	1 комп.
1.4	11BAC10	**Генераторное распределительное устройство (генераторный выключатель ГТУ-160):** комплект из трех полюсов со встроенными разъединителями, заземлителями, трансформаторами тока и напряжения, конденсаторами, ОПН - номинальное напряжение 15,75 кВ; - номинальный ток 10500 А;	КАГ-15	1 комп.
1.5	11BBA 11BBB 00BCA 00BCB	**Комплектное распределительное устройство на напряжение 6 кВ (КРУ-6 кВ) с вакуумными выключателями:** -номинальное напряжение 6,3 кВ; -номинальный ток 2500 А (вводы), 1000-630 А (отходящие линии); -номинальный ток отключения 31,5 кА	-	4 сек.
1.6	11BFT10 11BFT20 00BFT30	**Трансформатор силовой трехфазный с литой изоляцией:** -номинальная мощность 1000 кВА; -номинальное напряжение 6,3±2х2,5%/0,4 кВ	ТСЗС-1000/6,3 УЗ	3 шт.
1.7	00BFT10 00BFT20 00BHT10 00BHT20	**Трансформатор силовой трехфазный с литой изоляцией:** -номинальная мощность 1600 кВА; -номинальное напряжение 6,3±2х2,5%/0,4 кВ	ТСЗС-1600/6,3 УЗ	4 шт.
1.8	11BFE11 11BFE12 11BFF11 11BFF12 00BFA11 00BFA12 00BFB11 00BFB12 00BHA10 00BHB10 00BFG10	**Комплектные распределительные устройства на 400 В (РУСН-0,4 кВ)**	-	11 сек.

Поз.	Обозначение	Наименование и технические данные оборудования	Тип, Марка	Кол-во
1.9	-	**Установка постоянного тока, в составе:** - аккумуляторные батареи комплектно с монтажными деталями, серной кислотой и стеллажами; - шкафы щита постоянного тока; - стабилизатор напряжения; - подзарядное устройство; - зарядное устройство; - разрядное устройство	-	1 комп.
2. Открытая установка трансформаторов				
2.1	11BAT10	**Блочный повышающий трансформатор турбогенератора ГТУ-160:** -номинальная мощность 250 МВА; -номинальное напряжение 525±2х2,5%/15,75 кВ	ТДЦ-250000/500-У1	1 шт.
2.2	11BBT10	**Рабочий блочный трансформатор собственных нужд:** -номинальная мощность 25 МВА; -номинальное напряжение 15,75±8х1,5%/6,3-6,3 кВ	ТРДНС-25000/15-У1	1 шт.
2.3	00BCT30	**Резервный трансформатор собственных нужд:** -номинальная мощность 25 МВА; -номинальное напряжение: 115±9х1,78%/6.3-6.3 кВ	ТРДНС-25000/110-У1	1 шт.
2.4	-	**Оборудование и КА 500 кВ переходного пункта на ОУТ Т-91А (11BAT10) в составе:** - разъединители/заземлители (3 фазы); - трансформаторы тока; - трансформатор напряжения; - ограничители перенапряжения	-	1 комп.
3. Оборудование 110 кВ				
3.1	00AEA30	**Ячейка 110 кВ, в составе:** - разъединители/заземлители (3 фазы); - трансформаторы тока; - трансформатор напряжения; - ограничители перенапряжения	-	1 яч.
4. Оборудование 500 кВ				

Поз.	Обозначение	Наименование и технические данные оборудования	Тип, Марка	Кол-во
4.1	10ABA10	**Ячейка 500 кВ, в составе:** - разъединители/заземлители (3 фазы); - трансформатор напряжения; - ограничители перенапряжения	-	1 яч.
5. Вспомогательные здания и сооружения				
ДКС				
5.1	00BFT60 00BFT70	**Трансформатор силовой трехфазный с литой изоляцией:** -номинальная мощность 1000 кВА; -номинальное напряжение 6,3±2х2,5%/0,4 кВ	ТСЗС-1000/6,3 УЗ	2 шт.
5.2	00BFK10 00BFL10	**Комплектные распределительные устройства на 400 В (РУСН-0,4 кВ)**	-	2 сек.
Второй этап строительства				
6. Главный корпус				
6.1	10MKA10	**Турбогенератор ПТУ-90:** - номинальная мощность турбогенератора 90 МВт; - номинальное напряжение 10,5 кВ ±5%; - номинальный ток 6186 А; - коэффициент мощности (cos f) 0,8 (в комплекте с ПТУ)	ТФ-90-2УХЛ4	1 комп.
6.2	10MKC10	**Тиристорная статическая система самовозбуждения с трансформатором возбуждения турбогенератора ПТУ-90** (в комплекте с турбогенератором ПТУ)	СТС-КНФР-220-1375-2,5-10,5-11М-П УХЛ4	1 комп.
6.3	10BAC10	**Генераторное распределительное устройство (генераторный выключатель ПТУ-90):** комплект из трех полюсов со встроенными разъединителями, заземлителями, трансформаторами тока и напряжения, конденсаторами, ОПН - номинальное напряжение 10,5 кВ; - номинальный ток 5000 А	КАГ-10	1 комп.
6.4	10BFT10 10BFT20	**Трансформатор силовой трехфазный с литой изоляцией:** -номинальная мощность 1000 кВА;	ТСЗС-1000/6,3 УЗ	2 шт.

Поз.	Обозначение	Наименование и технические данные оборудования	Тип, Марка	Кол-во
		-номинальное напряжение 6,3±2х2,5%/0,4 кВ		
6.5	10BFC11 10BFC12 10BFD11 10BFD12	**Комплектные распределительные устройства на 400 В (РУСН-0,4 кВ)**	-	4 сек.
6.6	-	**Установка постоянного тока, в составе:** - аккумуляторные батареи комплектно с монтажными деталями, серной кислотой и стеллажами; - шкафы щита постоянного тока; - стабилизатор напряжения; - подзарядное устройство; - зарядное устройство; - разрядное устройство	-	1 комп.
7. Открытая установка трансформаторов				
7.1	10BAT10	**Блочный повышающий трансформатор турбогенератора ПТУ-90:** -номинальная мощность 125 МВА; -номинальное напряжение 525±2х2,5%/10,5 кВ;	ТДЦ-125000/500-У1	1 шт.
7.2	-	**Оборудование и КА 500 кВ переходного пункта на ОУТ Т-91Б (10BAT10) в составе:** - разъединители/заземлители (3 фазы); - трансформаторы тока; - трансформатор напряжения; - ограничители перенапряжения	-	1 комп.
8. Вспомогательные здания и сооружения				
ЦНС				
8.1	00BFT40 00BFT50	**Трансформатор силовой трехфазный с литой изоляцией:** -номинальная мощность 1000 кВА; -номинальное напряжение 6,3±2х2,5%/0,4 кВ	ТСЗС-1000/6,3	2 шт.
8.2	00BFH10 00BFJ10	**Комплектные распределительные устройства на 400 В (РУСН-0,4 кВ)**	-	2 сек.

3 Технические решения по созданию АСУ ЭТО

3.1 Общие положения

АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 строится как иерархическая, распределённая человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса и оснащённая средствами сбора, обработки, управления, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Система АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25:

- формируется из функционально законченных подсистем, способных выполнять заданные функции независимо от состояния иных подсистем автоматизации, кроме совместно используемых датчиков, первичных измерительных преобразователей и каналов связи;
- является открытой, развивающейся системой, допускающей возможность информационного и функционального наращивания;
- допускает расширение нижнего уровня (контроллеры, терминалы, цифровые измерительные преобразователи), среднего уровня (коммутаторы и маршрутизаторы) и верхнего уровня (сервера и АРМ) АСУ ЭТО;
- создаётся и эксплуатируется как неотъемлемая часть автоматизированного технологического комплекса производственного объекта со сроком службы не менее 15 лет.

АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25, все её подсистемы и все виды обеспечений приспособлены к модернизации, развитию, наращиванию:

- основой технических средств АСУ ЭТО является распределённая микропроцессорная система управления и информации ПТК «ТЕКОН», построенная на унифицированных средствах обработки информации и цифровой связи;
- в качестве основных средств отображения информации и оперативного (дистанционного) управления применяются цветные графические терминалы и связанные с ними клавиатуры или другие устройства управления (мышь).

При создании АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 предусмотрены: контроль достоверности информации, контроль выполнения автоматизированных функций, непрерывное диагностирование технических и программных средств.

АСУ ЭТО создается с использованием следующих функций:

- при отказах технических и программных средств осуществлялся автоматический переход на резервное оборудование без снижения надежности и безопасности работы технологического оборудования;
- предусмотрены защиты от ошибочных действий персонала и от несанкционированного вмешательства;
- предусмотрена автоматическая регистрация всех событий, включая воздействия персонала, в том числе управляющие воздействия, переключения, изменения структуры и настроек схем управления.

В качестве протоколов обмена информацией должны используются открытые международные протоколы (МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104 и др.).

Для обозначения (маркировки, кодирования) электрических элементов, конструктивов, оборудования и материалов, документации, аппаратной и программно-алгоритмической

части систем измерений, контроля, сигнализации применяется Регламент "Кодирования технологических объектов, зданий и сооружений в системе KKS».

Для обозначения электрических элементов (параметров) на устройствах человеко-машинного интерфейса (SCADA, локальный ЧМИ терминала управления присоединением и т.п.) должны применяться диспетчерские наименования электротехнического оборудования в соответствии с нормальной схемой электрических соединений ТЭЦ-25.

На основании вышеизложенного, АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 строится как многоуровневая иерархическая информационно-измерительная и управляющая система распределённого типа, включающая в свой состав:

- рабочие станции (АРМы) и серверы;
- программно-аппаратные шлюзы;
- источники точного времени GPS/ГЛОНАСС;
- программно-технические средства для организации ЛВС – промышленные Ethernet коммутаторы, серверы последовательных портов;
- программируемые логические контроллеры серии ТЕКОН 300 и МФК 1500;
- терминалы РЗА, ПА и АУВ с функциями КП;
- базовое программное обеспечение - SCADA-систему «ТЕКОН» с набором необходимых драйверов и утилит;
- комплект системного программного обеспечения (ОС, антивирусное ПО и пр.);
- комплект прикладного программного обеспечения.

3.2 Решения по структуре АСУ ЭТО

АСУ ЭТО создается как многоуровневая иерархически распределённая система, соответствующая структуре технологического объекта и характеру управления им, состоящая из нижнего уровня (контроллеры, МП РЗА, МП АУВ с функциями КП и т.д.), среднего уровня (технические средства ЛВС для объединения нижнего и верхнего уровней) и верхнего уровня (резервированные сервера оперативных и архивных данных, автоматизированные рабочие места - АРМ).

Система АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25:

- является проектно-компонуемой, аппаратные и программные средства имеют модульную структуру и развитое системное программное обеспечение;
- обеспечивает возможность создания АСУ ЭТО, открытых для модернизации и развития, без необходимости изменения ранее реализованных технических решений;
- обладает гибкостью и обладает определённым запасом по вновь устанавливаемому оборудованию и расширению программного обеспечения не менее:
  - 10% резерва по количеству не задействованных каналов ввода/вывода;
  - 10% резерва по мощности устройств электропитания ПТК;
  - 20% свободных клемм в кроссовых шкафах или панелях;
  - 30% резерва по вычислительным и информационным ресурсам серверов;
  - 10% резерва по портам телекоммуникационного оборудования;
- позволяет с наименьшими затратами осуществлять замену устаревших технических и программных средств на более современные;

- устойчивая к отказам оборудования системы (отказ работы отдельных модулей системы не приводит к ухудшению работы других, а также к ложной работе или отказу системы в целом);

- устойчивая к ошибкам оператора: сообщать ему о неправильных действиях и продолжать своё функционирование;

- обеспечивает возможность круглосуточной работы с периодическими остановами для проведения работ по техническому обслуживанию в период капремонта (техобслуживание периферийных устройств должно производиться без останова системы в целом);

- предусматривает диагностику связи, функционирования микропроцессорных средств контроля путем тестирования микропроцессорных устройств как в системе в целом, так и в отдельных подсистемах.

На чертеже 25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.01 представлена схема функциональной структуры ПТК АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25.

Построение Системы основывается на применении современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе. Основным протоколом обмена информацией между устройствами, входящими в состав АСУ ЭТО и МП РЗА, ПА, АУВ - МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE). Информационный обмен с прочими автономными системами допускается выполнять с использованием различных стандартных протоколов, в случае если эти системы не поддерживают МЭК 61850-8-1 (MMS).

Полевой уровень АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 образуют датчики электрических параметров (трансформаторы тока и напряжения), различные преобразователи, источники дискретной информации (концевые выключатели, ключи, кнопки, электрические контактные датчики и пр.) и исполнительные устройства (ИУ) привода и контакторы устройств.

Нижний уровень АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 включает в себя:

- терминалы РЗА (ЭКРА 213, ТЕКОН 300) защит генератора ГТУ 11МКА10, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА (ЭКРА 213, ТЕКОН 300) защит генератора ПТУ 10МКА10, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминал АУВ с функциями КП (ТЕКОН 300) ГРУ 15,75 кВ 11ВАС10, размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- терминал АУВ с функциями КП (ТЕКОН 300) ГРУ 10,5 кВ 10ВАС10, размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- автосинхронизатор (ТЕКОН 300) генератора ГТУ 11МКА10, размещаемый в шкафу в помещении РЩ КИП здания ГК;
- автосинхронизатор (ТЕКОН 300) генератора ПТУ 10МКА10, размещаемый в шкафу в помещении РЩ КИП здания ГК;
- терминалы РЗА (ТЕКОН 300) блочного трансформатора ГТУ 11ВАТ10, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА (ТЕКОН 300) блочного трансформатора ПТУ 10ВАТ10, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА (ТЕКОН 300) рабочего трансформатора собственных нужд 11ВВТ01, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА (ТЕКОН 300) резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;

- терминал АРКТ (ТЕКОН 300) рабочего трансформатора собственных нужд 11ВВТ10, размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- терминал АРКТ (ТЕКОН 300) резервного трансформатора собственных нужд 00ВСТ30, размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА КЛ 500 ТЭЦ-25 – Очаково №8, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА КВЛ 110 кВ Очаково – Новокунцево I цепь с отпайкой на ТЭЦ-25, размещаемые в шкафах в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА рабочей системы возбуждения генератора ГТУ 11МКА10, размещаемые в помещении возбуждения ГТ;
- терминалы РЗА резервной системы возбуждения генератора ГТУ 11МКА10, размещаемые в помещении возбуждения ГТ;
- терминалы РЗА рабочей системы возбуждения генератора ПТУ 10МКА10, размещаемые в помещении возбуждения ПТ;
- терминал АУВ с функциями КП (ТЕКОН 300) 110 кВ РТСН (00ВСТ30), размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- терминалы РЗА (ТЕКОН 300), размещаемые в ячейках КРУ-6 кВ 11ВВА, 11ВВВ, 00ВСА, 00ВСВ (комплектная поставка с КРУ-6 кВ);
- терминал ПА ЧДА (ТЕКОН 300), размещаемый в шкафу в релейном щите здания ГК;
- контроллеры АСУ ЭТО (ТЕКОН 300), размещаемые в шкафах ШЭКС и ШЭСО, предназначенные для сбора необходимой дискретной и аналоговой информации с основного и вспомогательного ЭТО ЭБ-8, а также контроля и управления СВ генераторов 11МКА10, 10МКА10;
- ЛСАУ системы возбуждения генератора ГТУ 11МКА10 (комплектная поставка с системой возбуждения генератора 11МКС10);
- ЛСАУ резервной системы возбуждения генератора 11МКА10 (комплектная поставка с резервной системой возбуждения 11МКС20);
- ЛСАУ системы возбуждения генератора ГТУ 10МКА10 (комплектная поставка с системой возбуждения генератора 10МКС10);
- ЛСАУ СОПТ (комплектная поставка с установками постоянного тока).

На нижнем уровне АСУ ЭТО осуществляется выполнение функций сбора, первичной обработки входных сигналов, функции управления, оперативной блокировки и функции релейной защиты и автоматики электрооборудования. Количество и тип устройств нижнего уровня АСУ ЭТО уточняется на стадии рабочего проектирования.

Средний уровень АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 образуют:

- коммутаторы ЛВС АСУ ЭТО в составе шкафов контроллеров и связи (ШЭКС) и шкафов устройств связи (ШЭУС), предназначенные для организации связи между SCADA-серверами и смежными подсистемами, устройствами нижнего уровня (терминалы МП РЗА, ПА и АУВ, контроллеры, ЛСАУ).

Коммутаторы ЛВС размещаются в непосредственной близости от устройств нижнего уровня.

Исходя из требований надежности, для топологии ЛВС применяется схема «дублированная звезда». При построении использованы коммутаторы с поддержкой PRP, RSTP, VLAN, QoS. На всех уровнях схема ЛВС дублирована.

Интеграция в АСУ ЭТО преимущественно осуществляется по дублированным каналам связи Ethernet с использованием протокола PRP с нулевым переключением между портами.

Верхний уровень АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 образуют:

- резервированные шкафы серверных устройств (ШЭСУ) №1 и №2, размещаемые в помещении серверной здания ГК и включающие в себя резервированные SCADA-серверы ТЕКОН АСУ ЭТО, резервированные архивные серверы, резервированные серверы консолидированных данных/СОТИАССО, резервированные серверы ЦППС, резервированные серверы системы обеспечения единого времени (СОЕВ), телекоммуникационное оборудование (коммутаторы, межсетевые экраны) для организации связи с автоматизированными рабочими местами (АРМ), оборудованием нижнего уровня АСУ ЭТО и смежными системами;
- двухмониторный (24”) АРМ начальника смены станции (НСС) ЭТО на оперативном контуре ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ начальника смены электроцеха (НС ЭЦ) на оперативном контуре ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ ЭКП ЭТО на оперативном контуре ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ начальника смены станции системы доведения плановой мощности (СДПМ) на оперативном контуре ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ КИСУ/СОТИ АССО на оперативном контуре ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ инженера АСУ ЭТО в помещении инженерной станции;
- двухмониторный (24”) АРМ инженера РЗА в помещении инженерной станции;
- ч/б принтер А4 для оперативного персонала в ЦЩУ;
- двухмониторный (24”) АРМ НСС СДПМ в ЦЩУ;
- цветной принтер А3 для инженерного персонала в помещении инженерной станции;
- переносная инженерная станция (ноутбук) АСУ ЭТО и РЗА.

Серверы комплектуются дублированным Ethernet–интерфейсом, подключённым к различным коммутаторам ЛВС. В качестве серверной платформы применяется ОС TeNIX WS.

Операторские станции работают под управлением ОС TeNIX WS и комплектуются сетевыми картами с дублированным Ethernet-интерфейсом.

Применяемая ОС TeNIX WS производства АО "ТеконГруп" – это специализированный дистрибутив Linux, предназначенный для обеспечения функционирования компонентов и систем, входящих в состав распределенной системы управления «ПТК Текон». ОС TeNIX WS включена в единый реестр российского программного обеспечения Минцифры (https://reestr.digital.gov.ru/reestr/1393272/?sphrase_id=3316370), реестровая запись №17031 от 24.03.2023 и соответствует требованиям Указа Президента Российской Федерации от 30.03.2022 №166 "О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".

Система единого времени предназначена для обеспечения синхронизации событий и отсчёта астрономического времени техническими средствами, работающими в составе ПТК. В состав АСУ ЭТО входит подсистема единого времени, предназначенная для синхронизации системного времени всех устройств ПТК и оборудования интегрируемых автономных цифровых систем (РЗА и т.п.). Подсистема единого времени включает технические средства, формирующие и передающие сигналы или коды времени сетевым элементам. В подсистеме используется резервированные серверы времени, принимающие сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. Клиенты, устройства в сети, синхронизируются сигналами времени, поступающими от серверов времени, по протоколу NTP/SNTP. Метка времени для событий присваивается в устройствах нижнего уровня (контроллеры, терминалы РЗА и т.п.).

3.3 Решения по взаимосвязи АСУ ЭТО со смежными системами и ЛСАУ

Смежными системами для АСУ ЭТО являются:

- АСУ ТМО ЭБ-8 на базе ПТК «ТЕКОН»;
- СОТИ АССО ЭБ-8 на базе ПТК «ТЕКОН»;
- РАС «ТЕКОН».

Информационный обмен текущими значениями аналоговых и дискретных переменных с ПТК АСУ ТМО осуществляется по внутреннему протоколу межшлюзового обмена (ISACOM) с фактическими метками времени.

ПТК СОТИ АССО ЭБ-8 (шлюзы СОТИ АССО, серверы ЦППС, коммутаторы, межсетевые экраны) реализуется в составе резервированных шкафов серверных устройств АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25(ШЭСУ №1 и №2). Передача параметров телеинформации из АСУ ЭТО в систему СОТИ АССО ЭБ-8 (шлюзы СОТИ АССО) осуществляется напрямую без предварительной обработки (ретрансляции) в стандарте Ethernet. Информационный обмен с существующей СОТИАССО ТЭЦ-25осуществляется через серверы ЦППС по протоколу МЭК 60870-5-104, с использованием резервированных каналов связи.

Также из АСУ ЭТО в СОТИАССО ЭБ-8 выполняется передача информации РАС от вновь устанавливаемых устройств РЗА и ПА в объеме предусмотренном ГОСТ Р 59550-2021.

Организация связи с локальными системами автоматического управления (ЛСАУ) поставляемые комплектно с основным электротехническим оборудованием, а также связь с другими системами выполняется по цифровым каналам связи в стандарте Ethernet.

Перечень интегрируемых устройств и систем в создаваемую АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25под управлением ОС TenixWS:

№ п/п	Подсистема	Способ интеграции	Примечание
1.1	МП РЗА генераторов 11МКА10, 10МКА10	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ЭКРА 213, ТЕКОН 300
1.2	МП АУВ с функциями КП ГРУ-15,75 кВ 11ВАС10	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300

№ п/п	Подсистема	Способ интеграции	Примечание
1.3	МП АУВ с функциями КП ГРУ-10,5 кВ 10ВАС10	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.4	Автосинхронизаторы генераторов 11МКА10, 10МКА10	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.5	МП РЗА блочных трансформаторов 11ВАТ10, 10ВАТ10	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.6	МП РЗА и АРКТ ТСН 11ВВТ10, РТСН 00ВСТ30	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.7	МП АУВ с функциями КП РТСН 110 кВ	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.8	МП РЗА КЛ 500 кВ 1 и 2 комплект	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	МП РЗА
1.9	МП РЗА КВЛ 110 кВ 1 и 2 комплект	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	МП РЗА
1.10	МП РЗА КРУ-6 кВ	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300 (комплектная поставка с КРУ-6 кВ)
1.11	МП РЗА рабочей СВ Г 11МКА10 1 и 2 комплект	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	МП РЗА
1.12	МП РЗА резервной СВ Г 11МКА10 1 и 2 комплект	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	МП РЗА
1.13	МП РЗА рабочей СВ Г 10МКА10 1 и 2 комплект	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	МП РЗА
1.14	МП ПА (ЧДА)	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	ТЕКОН 300
1.15	Контроллеры АСУ ЭТО	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со	ТЕКОН 300

№ п/п	Подсистема	Способ интеграции	Примечание
	(ШЭСО, ШЭКС)	скоростью до 100 Мбит/с (электрический), МЭК 61850-8-1	
1.16	ЛСАУ СВ 11МКС10 генератора ГТУ 11МКА10	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1 /Modbus RTU (уточняется на стадии РД)	Комплектная поставка с системой возбуждения
1.17	ЛСАУ резервной СВ 11МКС20 генератора ГТУ 11МКА10	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1 /Modbus RTU (уточняется на стадии РД)	Комплектная поставка с системой возбуждения
1.18	ЛСАУ СВ 10МКС10 генератора ПТУ 10МКА10	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1 /Modbus RTU (уточняется на стадии РД)	Комплектная поставка с системой возбуждения
1.19	ЛСАУ СОПТ	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1	Комплектная поставка с установкой постоянного тока
1.20	Система мониторинга генератора 11МКА10, 10МКА10 (СМЧР, СКВЗ, УКЦЗВ)	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1	При наличии и технической возможности
1.21	Система мониторинга кабельных линий (СМКЛ)	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 61850-8-1	При наличии и технической возможности
1.22	СМТО трансформаторов 11ВАТ10, 10ВАТ10, 11ВВТ10, 00ВСТ30	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, внутренний протокол межшлюзового обмена ПТК «ТЕКОН»	Серверы СМТО «ТЕКОН» в шкафу ШС СМТО
Смежные автоматизированные системы			
2.1	ПТК АСУ ТМО	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, внутренний протокол межшлюзового обмена ПТК «ТЕКОН»	Серверы АСУ ТМО «ТЕКОН» через серверы консолидированных данных/СОТИАССО
2.2	СОТИ АССО	Цифровой резервированный интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с, МЭК 60870-5-104	Серверы СОТИ АССО «ТЕКОН» в шкафах ШЭСУ №1, №2

№ п/п	Подсистема	Способ интеграции	Примечание
2.3	МП РАС	Цифровой интерфейс Fast Ethernet со скоростью до 100 Мбит/с (электрический) МЭК 61850-8-1	Серверы РАС «ТЕКОН» в шкафах ШЭСУ №1, №2

3.4 Система мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования

Для устанавливаемых силовых трансформаторов 11ВАТ10, 10ВАТ10, 11ВВТ10, 00ВСТ30 предусматривается диагностический мониторинг трансформаторного оборудования (СМТО) в рамках отдельной подсистемы АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 на базе ПТК «ТЕКОН».

Система мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования (СМТО) – это система непрерывного контроля и анализа технического состояния ТО энергообъекта, предназначенная для повышения надежности и предупреждения возможности возникновения аварийных режимов, а также выдачи практических рекомендаций по управлению и техническому обслуживанию.

СМТО «ТЕКОН» предназначена для повышения надежности работы силовых трансформаторов ТЭЦ-25 в нормальных, предаварийных и аварийных режимах путем непрерывного контроля, регистрации, отображения основных параметров работы, диагностирования и прогнозирования технического состояния в процессе эксплуатации.

СМТО представляет собой трёхуровневую иерархически распределённую микропроцессорную систему, оснащённую средствами сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Первый уровень СМТО – уровень сбора данных, который включает в себя исполнительные устройства, первичные датчики и измерительные системы, установленные на ТО.

Второй уровень – уровень первичной обработки данных (по аналоговым, дискретным и цифровым измерительным каналам). Реализуется в виде шкафов мониторинга трансформаторов (ШМТ), устанавливаемых в непосредственной близости от контролируемого ТО. В состав ШМТ входят программируемые логические контроллеры (ПЛК) МФК 1500 и модули УСО, обеспечивающие приём и обработку сигналов различных типов, коммутаторы для организации связи между SCADA-серверами СМТО и ПЛК.

Третий уровень реализуется в виде шкафа серверов (ШС) СМТО, размещаемый в помещении серверной инженерных станций здания ГК ПСУ и включающий в себя резервированные SCADA-серверы ТЕКОН СМТО, телекоммуникационное оборудование (коммутаторы) для организации связи с ПЛК СМТО и АСУ ЭТО.

Синхронизация времени устройств, входящих в состав СМТО выполняется от источников единого времени в составе системы АСУ ЭТО.

В СМТО реализуются алгоритмы (математические модели) мониторинга и диагностики состояния трансформаторного оборудования (при наличии соответствующих датчиков), которые приведены в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 Перечень математических моделей (алгоритмов) реализуемых СМТО

№ п/п	Алгоритм	Описание
1	Контроль электрических и энергетических параметров: - определение кратности и длительности допустимых перегрузок; - количества и величины перенапряжений	Постоянный контроль P, Q, S, cos φ, токов и напряжений. Расчет нагрузочной способности. Определение кратковременных и продолжительных превышений напряжения
2	Контроль теплового состояния: - контроль температуры верхних слоев масла; - контроль температуры нижних слоев масла; - контроль температуры наиболее нагретой точки	Определение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора, верхних слоев масла и сравнение ее с фактической
3	Контроль влагосодержания масла	Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева
4	Контроль газосодержания масла	Определение возможных развивающихся дефектов трансформатора
5	Контроль старения изоляции	Расчет старения изоляции по температуре и влагосодержанию твердой изоляции
6	Контроль состояния высоковольтных вводов	Контроль тока утечки, емкости C1 и tgδ изоляции вводов, оценка текущего состояния вводов и тенденций
7	Контроль работы РПН	Контроль состояния оборудования РПН. Оценка результата переключения, остаточного ресурса РПН
8	Контроль работы системы охлаждения	Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения, электродвигателей маслонасосов и вентиляторов
9	Комплексная оценка технического состояния трансформатора в режиме реального времени	Рекомендации по проведению внеочередных отбор проб масла в зависимости от состояния трансформатора, отслеживание сроков проведения очередных испытаний и диагностики, оценка состояния трансформатора в «текущий» момент времени

4 Функции АСУ ЭТО

4.1 Общие сведения

В объёме АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 реализованы следующие основные функции человеко-машинного обмена:

- оперативные блокировки разъединителей и их заземляющих ножей (запрещение оперирования коммутационными аппаратами при определённых условиях) с описанием алгоритмов, блокировки выполняются на устройствах нижнего уровня с использованием горизонтальных связей посредством GOOSE-сообщений;
- управление КА в диалоговом режиме с процедурой идентификации пользователя;
- динамическая окраска шин (изменение цвета шин в зависимости от следующих состояний: под напряжением, отсутствие напряжения, заземлено);
- многооконность;
- разделение событий по приоритетам (фильтр);
- отображение на экранах процесса аварийно отключившегося оборудования (мигание) и автоматический переход на экран с этим оборудованием;
- диагностика электротехнического оборудования по заданным алгоритмам.

Функции, выполняемые АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 можно разделить на следующие группы:

-технологические;

-общесистемные.

4.2 Технологические функции АСУ ЭТО

Технологические функции включают в себя:

– сбор и первичную обработку аналоговой информации о текущих режимах работы электротехнического оборудования;

– сбор и первичную обработку дискретной информации о состоянии электротехнического оборудования и технологических событиях;

– контроль и архивирование текущего режима и состояния главной схемы (контроль, диагностика, визуализация состояния оборудования), контроль синхронизма с автоматизированных рабочих мест оперативного персонала и инженерного персонала;

– формирование технологической предупредительной и аварийной сигнализации (контроль, регистрация и вывод на АРМ, фильтрация);

– автоматизированное управление коммутационными аппаратами, РПН;

– регистрацию событий с метками времени собственными средствами и посредствам информационного обмена с автономными системами (РЗА);

– сбор и последующая передача оперативной информации в СОТИ АССО;

– информационный обмен с АСУ ТМО;

– оперативная блокировка КА;

– информационное взаимодействие с терминалами МП РЗА, организация информационного обмена информацией между терминалами РЗА в соответствии со стандартом МЭК 61850, удалённая работа в терминальном режиме (переключение групп уставок, оперативный ввод/вывод из работы и пр.).

4.3 Общесистемные функции АСУ ЭТО

Общесистемные функции включают в себя:

– синхронизацию системного времени технических средств АСУ ЭТО и микропроцессорных терминалов МП РЗА, МП ПА, МП АУВ, МП АРКТ, МП АС интегрируемых автономных цифровых систем (СВ, ЩПТ, СКВЗ, СМЧР, СМКЛ) с привязкой системного времени к астрономическому, синхронизация системного времени оборудования интегрируемых автономных цифровых систем (выполняется по протоколам NTP/SNTP при наличии технической возможности со стороны интегрируемых систем);

– архивирование информации и предоставление архивной информации;

– диагностику компонентов ПТК АСУ ЭТО;

– защиту информации и компонентов ПТК АСУ ЭТО от несанкционированного доступа, в т.ч. антивирусную защиту ПТК;

– формирование отчётных документов;

– организацию внутрисистемных коммуникаций между компонентами ПТК АСУ ЭТО, межсистемных коммуникаций, обработку и передачу информации на смежные и вышестоящие уровни.

4.4 Описание технологических функций

4.4.1 Сбор и первичная обработка аналоговой информации

При измерении электрических величин (тока, напряжения, активной и реактивной мощности и др.) ввод аналоговых сигналов в ПТК АСУ ЭТО осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения непосредственно в модули устройства нижнего уровня АСУ ЭТО (терминалы РЗА, АУВ, АС, ПА (ТЕКОН300), контроллеры АСУ ЭТО (ТЕКОН300).

Для ввода неэлектрических параметров могут использоваться измерительные преобразователи с унифицированным выходом 4…20 мА в устройства нижнего уровня АСУ ЭТО.

Сбор информации в АСУ ЭТО осуществляется от терминалов и контроллеров ТЕКОН 300 по средствам сети Ethernet в протоколе МЭК 61850.

При сборе и обработке аналоговых сигналов обеспечивается:

– периодический опрос источников аналоговой информации;

– сглаживание и фильтрация измеренных значений;

– формирование массива достоверной аналоговой информации;

– контроль выхода параметров за установленные пределы;

– формирование предупредительной и аварийной сигнализации при выходе контролируемых параметров за установленные пределы;

– масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в инженерных единицах с учётом коэффициентов трансформации);

– присвоение меток времени.

Для каждого сигнала контролируется устойчивый выход за установленные пределы (уставки) и возврат сигнала в норму. По результатам такой проверки формируется признак выхода за предел (признак возврата в норму). Выход за пределы может квалифицироваться

как предупредительный сигнал в случае перехода через предупредительный предел и, как аварийный сигнал, в случае перехода через аварийный предел. Указанные события и тревоги регистрируются подсистемой регистрации текущих событий, и отображаются на экранах операторских станций.

4.4.2 Сбор и первичная обработка дискретной информации

В ПТК АСУ ЭТО собираются дискретные сигналы положения выключателей, разъединителей (выкатных элементов), заземляющих ножей, положение переключателей, сигналы неисправностей (диагностика) и т.д. от терминалов МП РЗА, МП АУВ основного электрооборудования и от контроллеров АСУ ЭТО.

Дискретные сигналы о положении КА для ГРУ-10,5 кВ, ГРУ-15,75 кВ, ячейки 110 кВ вводятся в соответствующие терминалы АУВ с функциями КП (ТЕКОН 300) и контроллер АСУ ЭТО (ТЕКОН 300), для переходных пунктов 500 кВ, ячейки 500 кВ вводятся в контроллер АСУ ЭТО (ТЕКОН 300), для КРУ-6 кВ сигналы вводятся в терминалы РЗА ячеек 6 кВ (ТЕКОН 300), для РУСН-0,4 кВ сигналы вводятся в контроллер АСУ ЭТО (ТЕКОН 300) и проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного КА: «включён» и «отключён», получаемых с помощью нормально-замкнутого и разомкнутого контакта, отнесённых к одному состоянию КА.

Питание цепей сигнализации осуществляется напряжением 220 В постоянного тока.

Источниками дискретных сигналов являются:

– блок-контакты концевых выключателей приводов коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, разъединителей, заземляющих ножей);

– блок-контакты промежуточных реле;

– блок-контакты автоматических выключателей цепей управления и питания приводов коммутационных аппаратов, МП РЗА;

– дискретные выходы сигнализации оборудования ПТК, МП РЗА и АУВ.

При сборе и первичной обработки дискретных сигналов обеспечивается:

– периодический опрос источников дискретной информации;

– приём инициативных сигналов от источников дискретной информации;

– фильтрация полученных сигналов (в т.ч. фильтр антидребезга);

– формирование массива дискретной информации;

– присвоение достоверным сигналам метки времени.

Терминалы РЗА, АУВ, АВР, контроллеры АСУ ЭТО передают данные с использованием протокола передачи данных MMS (Manufacturing Message Specification) — протокол передачи данных по технологии «клиент-сервер». Сервером выступает терминал (устройство) ТЕКОН 300, а клиентом — SCADA-система. В качестве коммуникационного протокола в MMS используется стек TCP/IP.

Протокол MMS предоставляет две основные возможности:

- сбор данных с использованием периодического опроса серверов клиентом;

- передача данных клиенту сервером в виде отчётов (спорадически).

Дискретные сигналы передаются с использованием механизма передачи отчётов (по изменению), обеспечивающую быструю доставку сообщений о возникающих в системе событиях.

4.4.3 Контроль текущего режима и состояние главной схемы

Контроль текущего режима включает:

– контроль основных режимных параметров работы электрооборудования (ток, напряжение, активная и реактивная мощность и т.д.);

– контроль состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей (выкатных элементов), заземляющих ножей);

– контроль состояния основного и вспомогательного оборудования;

– отображение оперативной блокировки коммутационных аппаратов;

Контроль текущего режима и состояния главной схемы ТЭЦ-25реализуется на операторских станциях путем отображения на мониторах АРМ видеокадров, содержащих мнемосхемы (или фрагменты мнемосхем) электрической части ТЭЦ-25и значения контролируемых параметров.

На видеокадрах динамически отображаются:

– числовые значения аналоговых измерений;

– положение коммутационных аппаратов;

– превышение уставок предупредительной и аварийной сигнализации;

– отключение оборудования от защит;

– потеря достоверности информации.

Периодичность обновления информации на экранах мониторов операторских станций не превышает 2 с.

Представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям предусматривает контроль и визуализацию параметров электрических режимов и состояния следующих видов оборудования:

– выключателей, разъединителей (выкатных элементов), заземляющих ножей, включая логику оперативных блокировок;

– измерительных трансформаторов тока и напряжения;

– трансформаторного оборудования;

– программно-технических комплексов РЗА, ПА, СВ, СОПТ, СКВЗ, СМЧР, СМТО, АСУ ЭТО (самодиагностика).

Система отображения информации (СОИ) обеспечивает:

– доступ только для зарегистрированных пользователей, имеющих персональный логин и пароль;

– визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;

– навигацию по видеокадрам по принципу «от общего к частному» и наоборот;

– отображение состояний дискретных сигналов, событий, предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;

– отображение неготовности аппаратуры к управлению и потери достоверности информации (в том числе - в части положения коммутационной аппаратуры);

– поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта.

Информация отображается посредством динамических (меняющих свое состояние) мнемознаков на видеокадрах и текстовой информации на русском языке, содержащейся в

графических видеокадрах, таблицах, графиках, меню, с возможностью выбора мнемосхемы или фрагмента.

СОИ предусматривает два уровня:

– первый уровень – главная схема ТЭЦ-25 (ПГУ 225 МВт);

– второй уровень – «участок станции (РУ одного класса напряжения)», вспомогательные схемы и экранные формы (диагностики и т.д.).

На втором уровне реализуются как информационные, так и управляющие функции, также структурные схемы логики работы оперативной блокировки, информирующие о необходимых для разрешения блокировкой операций с КА и фактических положениях коммутационных аппаратов (разъединителей и заземляющих ножей).

Мнемосхема второго уровня позволяет воздействовать с неё на коммутационные аппараты и заземляющие ножи для изменения их положения, изменять параметры и состояние устройств РЗА, изменять положение РПН.

Представление информации персоналу производиться с использованием всех современных средств отображения: изменения цветовой гаммы, вывод информации в графической, табличной и обобщённой форме, использование объёмных изображений, использование аудиосредств.

Несанкционированный доступ к рабочей станции и СОИ запрещён системой паролей.

Вся экранная информация, выводимая на АРМ, в том числе служебные сообщения, выполнена на русском языке в соответствие с диспетчерскими наименованиями электрооборудования.

4.4.4 Автоматизированное управление

Средствами ПТК АСУ ЭТО обеспечивается выдача команд для дистанционного управления следующим оборудованием:

-выключатели 110 кВ, 15,75 кВ, 10,5 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ;

-разъединители 500 кВ, 110 кВ, 15,75 кВ, 10,5 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ (при наличии электропривода);

-заземляющие ножи (заземлители) 500 кВ, 110 кВ, 15,75 кВ, 10,5 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ (при наличии электропривода);

-регулирование РПН рабочих ТСН и резервного ТСН;

-управление синхронизацией генератора с сетью;

-управление системами возбуждения генератора.

Непосредственными объектами управления (исполнительными механизмами) являются элементы, указанные в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Объект управления	Непосредственное устройство управления
Разъединители 10,5 кВ, 15,75 кВ, 110 кВ, 500 кВ Заземляющие ножи 10,5 кВ, 15,75 кВ, 110 кВ, 500 кВ	Магнитные пускатели двигательных приводов, электромагнит блок-замка (блокирующее реле)

Объект управления	Непосредственное устройство управления
Выключатели 110 кВ, 35 кВ, 20 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ	Электромагниты включения и отключения в приводе выключателей или командные реле
РПН ТСН 15,75/6,3-6,3 кВ, РПН РТСН 110/6,3-6,3 кВ	Моторный привод устройства РПН

При этом обеспечивается возможность следующих разновидностей автоматизированного управления соответствующими коммутационными аппаратами (см. табл. 5.4.2 - табл. 5.4.6).

Таблица 5.4.2 Автоматизированное управление выключателями, разъединителями, заземляющими ножами 20 кВ.

Место управления	Примечание
АРМ НСС ЭТО на ЦЩУ АРМ НС ЭЦ на ЦЩУ АРМ ЭКП на ЦЩУ ДЦ АО «СО ЕЭС»	Все функции управления коммутационными аппаратами реализуются в полном объёме. Является основным способом управления
Шкафы АУВ с функцией КП присоединений 10,5 кВ, 15,75 кВ, 110 кВ	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней АСУ ЭТО. На дисплее терминала отражается схема присоединения, режимные параметры и состояние блокировки, команды управления фиксируются в протоколе событий терминала
Шкафы местного управления КА 10,5 кВ, 15,75 кВ, 110 кВ	От кнопок (ключей). Резервный способ управления при неисправности нижнего уровня АСУ ЭТО

Таблица 5.4.3 Автоматизированное управление выключателями 6 кВ и 0,4 кВ

Место управления	Примечание
АРМ НСС ЭТО на ЦЩУ АРМ НС ЭЦ на ЦЩУ АРМ ЭКП на ЦЩУ	Все функции управления коммутационными аппаратами реализуются в полном объеме. Является основным способом управления
Терминалы РЗА в ячейках КРУ-6 кВ	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней АСУ ЭТО. На дисплее терминала отражается схема ячейки, режимные параметры и состояние блокировки, команды управления фиксируются в протоколе событий терминала
Ячейки КРУ-6 кВ, шкафы/панели РУСН-0,4 кВ	От кнопок (ключей). Резервный способ управления при неисправности нижнего уровня АСУ ЭТО

Таблица 5.4.4 Автоматизированное управление РПН ТСН 15,75 /10,5 кВ, РТСН 115/10,5 кВ

Место управления	Примечание
АРМ НСС ЭТО на ЦЩУ АРМ НС ЭЦ на ЦЩУ АРМ ЭКП на ЦЩУ	Все функции управления реализуются в полном объеме. Является основным способом управления
Шкаф автоматики РПН ТСН, РТСН (терминал АРКТ)	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней АСУ ЭТО. На дисплее терминала отражаются режимные параметры, команды управления фиксируются в протоколе событий терминала
Шкаф моторного привода РПН	Резервный способ управления при неисправности нижнего уровня АСУ ЭТО

Таблица 5.4.5 Автоматизированное управление возбуждением и синхронизацией генератора ТГ-8.

Место управления	Примечание
АРМ НСС ЭТО на ЦЩУ АРМ НС ЭЦ на ЦЩУ АРМ ЭКП на ЦЩУ	Все функции управления реализуются в полном объеме. Является основным способом управления
Панель управления в составе щита возбуждения	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней АСУ ЭТО
Колонка синхронизации на ЦЩУ	

Контроль операций при управлении коммутационной аппаратурой:

- контроль состояния КА;
- постоянный контроль наличия напряжения питания;
- контроль исправности цепей управления;
- контроль права оператора на управление оборудованием;
- блокировки, реализуемые средствами свободно программируемой логики, в том числе оперативная блокировка разъединителей и блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких рабочих мест.

Передача команд управления КА (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), РПН ТСН от АРМ оперативного персонала к исполнительным механизмам выполняется через устройства нижнего уровня АСУ ЭТО (терминалы РЗА, АУВ, АРКТ, АС, ПА (ТЕКОН 300) и контроллеры АСУ ЭТО (ТЕКОН 300) по цифровым каналам связи.

Передача команд управления от контроллеров АСУ ЭТО, терминалов АУВ, РЗА, АРКТ, АС, ПА к исполнительным механизмам выполняется контрольным кабелем.

Дистанционное управление электротехническим оборудованием с АРМ оперативного персонала выполняется путем воздействия на мнемосимвол объекта управления на соответствующем видеокадре и выбора необходимой команды управления в диалоговом окне управления.

Передача команды управления на устройство (терминал РЗА, АУВ, АРКТ, АС, ПА, контроллер АСУ ЭТО), с которого осуществляется выдача управляющего воздействия на исполнительный механизм, выполняется после подтверждения оператором выбранной команды управления.

При управлении электротехническим оборудованием от АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25предусмотрена программная блокировка, исключающая одновременное управление одним и тем же устройством с нескольких рабочих мест.

4.4.5 Алгоритмы программной оперативной блокировки

При введенной программной оперативной блокировке любая команда управления коммутационными аппаратами (разъединителями, заземляющими ножами) анализируется по соответствующим алгоритмам. В составе шкафов АУВ с функциями КП присоединений 10,5 кВ, 15,75 кВ, 110 кВ и ячеек КРУ-6 кВ в контроллере АСУ ЭТО предусмотрена возможность деблокирования программной ОБР, с использованием ключа деблокирования.

Результатом работы программной оперативной блокировки являются логические команды, запрещающие (разрешающие) управление коммутационными аппаратами и передаваемые через терминал на верхний уровень для отображения в диалоговых окнах оперативных блокировок КА на АРМ.

На АРМ оперативного персонала в диалоговом окне ОБР для коммутационного аппарата представлена следующая информация:

- наименование КА, управлением которого происходит в данном диалоге;
- наименование терминала/контроллера, с которого реализуется управление;
- выход алгоритма ОБР (управление разрешено/ управление заблокировано);
- положение КА (включен/отключен/ремонт/недостоверно);
- сигналы, характеризующие состояние и алгоритм ОБР, кроме того, сам алгоритм в понятном оперативному персоналу виде.

4.4.6 Формирование технологической предупредительной и аварийной сигнализации

Предупредительная и аварийная сигнализация обеспечивают извещение оперативного персонала о возникновении нарушений в работе электротехнического оборудования, о срабатывании автоматических устройств, срабатывании защит и т.п.

<u>Предупредительная сигнализация включает:</u>

– сигналы о выходе параметров за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации);

– сигналы об изменении состояния или срабатывания блокировок, устройств автоматики;

– сигналы об исчезновении электропитания оборудования ПТК, в т.ч. срабатывание АВР;

– предупредительные сигналы о неисправности оборудования МП РЗА и др.

<u>Аварийная сигнализация включает:</u>

– сигналы о выходе параметров за установленные пределы (уставки аварийной сигнализации);

– сигналы о срабатывании электрических защит РЗА и ПА;

– сигналы об аварийном отключении электротехнического оборудования от электрических и технологических защит;

– сигналы о выходе из строя оборудования МП РЗА и др.

Класс тревоги, а также уставки предупредительной и аварийной сигнализации для всех сигналов указываются в базе данных сигналов.

Действие аварийной и предупредительной сигнализации сопровождается звуковой (предупредительная сигнализация – непрерывный звуковой сигнал, аварийная сигнализация – непрерывный звуковой сигнал с повышенным уровнем звукового давления относительно предупредительной сигнализации) и визуальной сигнализацией (миганием, изменением цвета символа или фона) на АРМ оперативного персонала, отображением сигнала в списке событий с индикацией, соответствующей классу тревоги. Все сигналы аварийной и предупредительной сигнализации сохраняются в архиве событий с соответствующей меткой класса тревоги.

Все сигналы аварийной и предупредительной сигнализации в обязательном порядке квитируются (подтверждаются) оперативным персоналом.

Квитирование сигнала выполняется оператором путем установки курсора на текст сигнала в ведомости и нажатием клавиши на манипуляторе. При этом прекращается мигание меток сигнализации объекта. Квитирование сигнала также возможно нажатием на строку аварии или мнемосимвол объекта, либо через индикаторы тревог.

4.4.7 Информационное взаимодействие с терминалами МП РЗА

МП терминалы РЗА (ТЕКОН 300) интегрируются в SCADA-систему АСУ ЭТО посредством протокола передачи данных МЭК 61850 (MMS):

- считывание оперативной информации (состояния дискретных входных и выходных сигналов, а также дискретных сигналов, формируемых внутренней логикой устройств), выдаваемой соответствующими МП устройствами;
- считывание текущих измерений (токов, напряжений и др.) выдаваемых соответствующими МП устройствами;
- синхронизация внутренних таймеров и внутренних часов МП устройств от системы единого времени;
- регистрация событий от МП устройств с метками времени;
- дистанционный просмотр параметров МП устройств РЗА;
- считывание аварийных осциллограмм, зарегистрированных устройствами МП РЗА, по факту их появления (по событию);
- автоматическая диагностика состояния канала связи с МП устройствами и выдачу предупредительных сообщений при пропадании связи с устройством.

Дистанционная работа с МП РЗА осуществляется с АРМ инженера РЗА и предназначается для сопровождения устройства во время эксплуатации, в частности для инженеров РЗА, оперативного персонала ТЭЦ-25со сконфигурированными устройствами:

- возможность компиляции и загрузки конфигурации в устройство РЗА;
- просмотр уставок в терминале;
- экспорт конфигурации физического устройства (CID, ICD, IIT, ITP);

- возможность создания проекта и/или добавления в проект конфигурации из имеющегося/налаженного устройства РЗА (непосредственно получить по IP-адресу с устройства);
- создание резервной копии проекта;
- модуль синхронизации уставок (сравнение уставок в терминале и в созданном проекте с АРМ РЗА);
- просмотр текущих значений устройства в режиме «Обзор» - уставок, сигналов логики и состояния дискретных входов/выходов;
- просмотр и анализ осциллограмм и журнала событий с устройств;
- скачивание осциллограмм и журнала событий с устройства РЗА;
- просмотр состояния устройства РЗА, диагностических сообщений;
- возможность формирования отчётов – печать логики, осциллограмм, формирование файла группы уставок;
- печать уставок.

При выполнении пусконаладочных работ настраиваются права и роли, дающие соответствующие возможности службе эксплуатации - инженеру РЗА и оперативному персоналу (при необходимости).

Обмен информацией между АРМ инженера РЗА и МП РЗА осуществляется по локальной сети АСУ ЭТО. Подключение МП РЗА к локальной сети осуществляется напрямую через порты Ethernet.

4.4.8 Регистрация текущих событий

Регистрация текущих событий предназначена для фиксации происходящих на контролируемом оборудовании и в ПТК АСУ ЭТО событий, накопления в архиве и последующего предоставления этой информации на устройствах отображения по запросу оператора.

В архив заносятся:

– изменения состояния дискретных сигналов;

– информация о появлении и исчезновении предупредительных и аварийных сигналов;

– информация о выдаче команд управления с указанием источника команд;

– информация о включении, отключении коммутационной аппаратуры, достижения конечных положений устройством РПН трансформатора;

– признаки существенного изменения значений аналоговых параметров;

– информация о появлении и исчезновении недостоверной информации;

– сведения об отказах и сбоях в работе аппаратных и программных средств ПТК АСУ ЭТО;

– переключение режимов работы оборудования с помощью оперативных элементов управления;

– сигналы и параметры аварийной и предупредительной сигнализации.

Регистрация аварийных событий предназначена для формирования и представления информации о процессе возникновения и развитии аварийных ситуаций. На основе этой

информации возможно определение причины аварии и оценка правильности работы устройств РЗА.

Информация регистрируется двумя способами:

- осциллографированием (записью мгновенных значений аналоговых и дискретных сигналов);
- регистрацией последовательности событий в архиве АСУ ЭТО.

Осциллографированию (регистрации) подлежат:

- электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями;
- работа устройств релейной защиты (токи и напряжения пофазно, токи и напряжения обратной последовательности, дискретные сигналы о работе релейной защиты, состояния выключателей и т.п.).

Всем событиям присваиваются метки времени (дата, время) с погрешностью и разрешением по отношению к системному времени, обеспечиваемой регистрирующим устройством.

По запросу оператора протокол событий может быть представлен на экране монитора и (или) распечатан.

4.4.9 Обмен информацией с СОТИ АССО

Передача телеинформации на верхний уровень СОТИ АССО ЭБ-8 осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104 (в режиме Slave и Master), с использованием резервированных каналов связи. Со стороны АСУ ЭТО установлены технические средства фильтрации сетевого трафика (межсетевые экраны), для обеспечения безопасности информационного обмена АСУ ЭТО и СОТИ АССО.

Решения по созданию системы СОТИАССО ЭБ-8 приведены в смежном разделе проектной документации.

Передача параметров телеинформации из АСУ ЭТО в систему СОТИ АССО ЭБ-8 осуществляется напрямую без предварительной обработки (ретрансляции).

Подготовка телеинформации для передачи в центры управления АО «СО ЕЭС» удовлетворяет требованиям системного оператора (Приложение №3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка):

- применение многофункциональных измерительных модулей терминалов и контроллеров ТЕКОН 300 с классом точности не хуже 0,5S, подключаемых к кернам измерительных трансформаторов напряжения с классом точности не хуже 0,5 и измерительных трансформаторов тока с классом точности не хуже 0,5S;
- телеинформация содержит метки единого астрономического времени;
- время цикла передачи параметров из АСУ ЭТО в систему СОТИ АССО не более 0,5 с для ТИ и не более 1 с для ТС.

Для организации информационного обмена с ДЦ АО «СО ЕЭС» в составе верхнего уровня АСУ ЭТО ЭБ-8 (шкафы ШЭСУ №1, ШЭСУ №2) предусмотрено резервированное оборудование ПТК СОТИ АССО ЭБ-8 (шлюзы СОТИ АССО, серверы ЦППС, коммутаторы, межсетевые экраны), обеспечивающее передачу необходимого объема телеинформации в существующую СОТИ АССО (ТМиС) ТЭЦ-25.

В рамках строительства ЭБ-8 ТЭЦ-25 выполняются работы по расширению состава телеинформации, передаваемой от существующей СОТИАССО (ТМиС) ТЭЦ-25 в автоматизированную систему Системного оператора.

Решения по организации внешних каналов связи разрабатываются в смежном разделе проектной документации.

Решения по защите каналов связи дистанционного управления разрабатываются в соответствии с Дополнительными требованиями по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.12.2023 № 1215 (Приложение А).

Решения по защите каналов связи дистанционного управления разрабатываются в смежном раздела проектной документации.

4.4.10 Обмен информацией с АСУ ТМО

Обмен информацией с АСУ ТМО осуществляется по внутреннему протоколу межшлюзового обмена.

Из АСУ ТМО в АСУ ЭТО передаётся температурный контроль генераторов, частота вращения генераторов, вибрационный контроль генераторов, контроль заземления вала турбины.

В АСУ ТМО обеспечена передача из АСУ ЭТО необходимых для ведения технологического режима электротехнических параметров, измерений, сигналов и команд.

Перечень обменных сигналов между системами АСУ ЭТО и АСУ ТМО определяется на стадии рабочего проектирования.

4.4.11 Требования к защите каналов дистанционного управления

Для защиты трафика команд ДУ между ТЭЦ-25 (ЭБ-8) и филиала АО «СО ЕЭС» Московского РДУ при осуществлении ДУ из филиала АО «СО ЕЭС» Московского РДУ необходимо применять одно из следующих технических решений (по выбору объекта электроэнергетики): выделение трафика команд ДУ в отдельные виртуальные локальные сети (VLAN) или виртуальные частные сети (VPN), или применение для защиты трафика стека протоколов сетевого уровня – IPsec, в соответствии с ГОСТ Р 71077–2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Правила применения защищенных протоколов при организации информационного обмена».

В ПТК АСУ ЭТО и в сегментах сетей, взаимодействующих с ПТК АСУ ЭТО, необходимо обеспечить:

- ограничение программной среды, установка и (или) запуск в автоматизированной системе, где реализована функция ДУ, только разрешенного к использованию программного

обеспечения, или исключение возможности установки и (или) запуска в системе, где реализована функция ДУ, запрещенного к использованию программного обеспечения;

- целостность информации и автоматизированной системы управления, в которой реализована функция ДУ. Обеспечение целостности информации и автоматизированной системы управления должно обеспечивать обнаружение фактов несанкционированного нарушения целостности автоматизированной системы управления и содержащихся в ней данных, а также возможность восстановления функций ДУ, реализованных в автоматизированной системе управления;
- защиту трафика команд ДУ;
- межсетевое экранирование;
- антивирусную защиту с регулярно обновляемой базой данных сигнатур.

Проектные решения должны в полном объеме соответствовать требованиям приказов ФСТЭК России от 21.12.2017 № 235 и от 25.12.2017 № 239 в части защитных мер, выполнение которых является обязательным для значимого объекта КИИ соответствующей категории значимости. Выполнение указанных требований подтверждается актом приемки АСУ ЭТО и (или) СОТИАССО содержащим положительное заключение (вывод) о соответствии установленным требованиям по обеспечению безопасности (в соответствии с п. 12.7. Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации (утв. приказом ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239).

Требования к поддержке безопасности программного обеспечения:

- наличие процедур отслеживания, исправления обнаруженных ошибок и уязвимостей программного обеспечения;
- определение способов и сроков доведения разработчиком (производителем) программного обеспечения до его пользователей информации об уязвимостях программного обеспечения, о компенсирующих мерах по защите информации или ограничениях по применению программного обеспечения, способов получения пользователями программного обеспечения его обновлений, проверки их целостности и подлинности.

Все проектируемые средства защиты информации должны быть обеспечены гарантийной и (или) постгарантийной технической поддержкой на весь период эксплуатации.

При выборе программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств зашиты информации, необходимо учитывать наличие ограничений на возможность их применения на любом из принадлежащих ему значимых АСУ ЭТО со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц.

В приоритетном порядке подлежат применению средства защиты информации, встроенные в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства.

Взаимодействие технологических сетей с сетью Интернет не допускается.

Взаимодействие технологических сетей с внешними выделенными сетями должно быть организовано через межсетевой экран с организацией DMZ-зон.

4.5 Описание общесистемных функций

4.5.1 Синхронизация времени

Синхронизация компонентов ПТК АСУ ЭТО с привязкой к астрономическому времени осуществляется от серверов точного времени с выносной антенной GPS/ГЛОНАСС, устанавливаемых в шкафах серверов АСУ ЭТО (ШЭСУ №1, №2).

Синхронизация микропроцессорных компонентов системы (контроллеров АСУ ЭТО, терминалов МП РЗА, сетевых компонентов, серверов, АРМ) осуществляется по протоколам SNTP/NTP, с точностью, обеспечиваемой указанными протоколами.

Функция предназначена для обеспечения синхронизации событий и отсчёта астрономического времени техническими средствами, работающими в составе ПТК АСУ ЭТО.

4.5.2 Архивирование информации

Система архивации выполняет следующие функции: сбор данных, хранение данных, защита информации, представление информации.

Архивные данные могут быть использованы для последующего представления оперативному, административному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов, развитии аварии, работе автоматики, действиях оператора, функциях и параметрах ПТК АСУ ЭТО.

Архив АСУ ЭТО размещается на резервированных серверах архива АСУ ЭТО. Архив формируется программным обеспечением «Архивная станция».

Работа с архивом осуществляется с любого АРМ из состава ПТК АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25. Доступ к архиву осциллограмм осуществляется с АРМ инженера РЗА.

Архивная станция ПТК «ТЕКОН» предоставляет возможность выполнения следующих действий:

- восстановление файлов повреждённого архива в случаях, когда использование данного архива или некоторых его частей невозможно по причине нарушения архитектуры или потери части информации;
- извлечение временного промежутка из действующего архива. Возможно сокращение количества данных путем настройки фильтров;
- формирование отчётов о технических параметрах содержимого архива.

4.5.3 Диагностика компонентов ПТК АСУ ЭТО

Диагностика ПТК АСУ ЭТО осуществляется средствами самодиагностики программных и аппаратных компонентов ПТК и обеспечивает функциональный и тестовый контроль системы, позволяющий выявить состав отказавших технических и программных средств. Функциональный контроль обеспечивает непрерывную техническую диагностику ПТК системы с глубиной поиска дефекта до уровня отказавшего устройства, информационного канала или программного модуля системы.

В процессе самодиагностики осуществляется проверка нормального функционирования оборудования и программного обеспечения, наличие информационного обмена между компонентами ПТК.

Предусмотрен сбор сигналов неисправности от устройств МП РЗА, посредствам ввода дискретных сигналов типа «сухой» контакт с использованием контрольного экранированного кабеля, в контроллеры АСУ ЭТО. При этом метка времени дискретным сигналам присваивается непосредственно в контроллере АСУ ЭТО.

4.5.4 Защита информации

Все решения по защите информации соответствуют требованиям законодательства Российской Федерации, нормативным документам федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в области обеспечения информационной безопасности и технической защиты информации.

Подсистема информационной безопасности для создаваемой АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 выполняет следующие функции:

- идентификацию и аутентификацию субъектов доступа и объектов доступа;
- управление доступом субъектов доступа к объектам доступа;
- ограничение программной среды;
- защиту машинных носителей информации;
- аудит безопасности;
- антивирусную защиту;
- предотвращение вторжений (компьютерных атак), при необходимости.

Для обеспечения безопасности в ПТК АСУ ЭТО применяются средства защиты информации, включая встроенные в общесистемное и прикладное программное обеспечение, сертифицированные в системах сертификации ФСТЭК России или прошедшие оценку соответствия требованиям безопасности в форме испытаний или приемки соответствия. Оценка соответствия указанных средств защиты информации проводится до приемочных испытаний АСУ ЭТО.

Защита информации от компьютерных вирусов и вредоносного ПО обеспечивается путем обнаружения и исправления программ и данных, зараженных вирусами, для чего применяется специальное антивирусное ПО. ПО антивирусной защиты устанавливается на всех АРМ и серверах ПТК АСУ ЭТО.

Средства защиты информации операционной системы АРМ/серверов с помощью средств НСД обеспечивают:

- Идентификацию и аутентификацию;
- Управление доступом пользователей;
- Контроль целостности;
- Контроль устройств;
- Аудит безопасности.

Встроенные средства защиты информации в SCADA-систему «ТЕКОН» обеспечивают:

- Идентификацию и аутентификацию;
- Управление доступом пользователей;
- Контроль целостности;
- Аудит безопасности.

Для обеспечения сетевой безопасности, используются следующие решения:

- Разделение сетей на нижний, средний и верхний уровень;

– Защита периметра АСУ ЭТО и ДМЗ организуется с использованием межсетевого экрана и сервера обмена данными.

Для обеспечения физической защиты, используются следующие решения:

– Установка критического оборудования ПТК АСУ ЭТО в запираемые шкафы с сигнализацией открытия дверей;

– Физическая защита USB на АРМ и серверах ПТК АСУ ЭТО.

4.5.5 Формирование отчётных документов

Для создания и распечатки отчётов в форматах, предусмотренных библиотечным ПО используются АРМы в составе ПТК АСУ ЭТО.

Для АРМ НСС и АРМ НС ЭЦ предусмотрены следующие отчёты:

– отчёт «Суточная ведомость»;
– отчёт «График мощности».

Для АРМ инженера РЗА предусмотрены следующие отчёты:

– отчёт «Работоспособность устройств МП РЗА, ПА»;
– отчёт «Уставки МП РЗА, ПА»;
– отчёт «Статистика работы МП РЗА, ПА».

Для АРМ инженера АСУ ЭТО предусмотрены следующие отчёты:

– отчёт «Работоспособность устройств АСУ ЭТО»;
– отчёт «Работоспособность устройств МП РЗА, ПА».

Вид, содержание и количество разрабатываемых отчётных форм определяются на этапе наладки.

5 Техническое обеспечение

5.1 Электропитание технических средств ПТК

Технические средства ПТК рассматриваются как электроприёмники 1 (первой) категории, особой группы надежности электропитания согласно классификации ПУЭ.

Электропитание устройств верхнего уровня ПТК АСУ ЭТО (ШЭСУ, АРМ), устанавливаемых в Главном корпусе организовывается от системы гарантированного питания, входящей в комплект поставки ПТК АСУ ТМО, реализованной с использованием источников бесперебойного питания (ИБП).

Для электропитания устройств среднего уровня ПТК АСУ ЭТО (ШЭУС) предусмотрены две независимые сети, одна из которых является сетью переменного тока напряжением 230/220 В, частотой (50±1) Гц, вторая - сетью постоянного тока напряжением 220 В с допустимыми отклонениями от -15% до +10%.

Для электропитания устройств нижнего и среднего уровня ПТК АСУ ЭТО (ШЭКС, ШЭСО) предусмотрены три независимые сети, одна из которых является сетью переменного тока напряжением 230/220 В, частотой (50±1) Гц, вторая - сетью постоянного тока напряжением 220 В с допустимыми отклонениями от -15% до +10%, третья - для организации питания цепей оперативной сигнализации, сетью постоянного тока напряжением 220 В с допустимыми отклонениями от -15% до +10%.

Для электропитания шкафов ШМТ СМТО (с контроллерами МФК 1500) предусмотрены три независимые сети, две из которых являются сетью переменного тока напряжением 230/220 В, частотой (50±1) Гц, третья - сетью постоянного тока напряжением 220 В с допустимыми отклонениями от -15% до +10%.

Во всех шкафах ПТК АСУ ЭТО предусмотрен ввод сервисного электропитания от однофазной сети переменного тока напряжением 230/220 В, частотой (50±1) Гц, для электропитания вспомогательных цепей шкафов – освещение, вентиляция, сервисные электророзетки.

Электропитание устройств нижнего уровня АСУ ЭТО (МП терминалы РЗА, ПА, АУВ) производится от сети оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей или от сети выпрямленного оперативного тока с номинальным напряжением ±220 В и допустимыми отклонениями от -20% до +10%.

Все случаи срабатывания АВР, исчезновения напряжения в шкафах и устройствах ПТК регистрируются и архивируются в ПТК АСУ ЭТО.

5.2 Описание технических средств ПТК

5.2.1 Нижний уровень ПТК АСУ ЭТО. Микропроцессорное устройство ТЕКОН 300

Устройство ТЕКОН 300 состоит из металлического корпуса с расположенными в нем возможными модификациями модулей:

- TCPU – модуль центрального процессора;
- RDC – панель индикации и управления;
- TAI3 – модуль ввода аналоговых сигналов тока и напряжения;

- TAIG8 – модуль ввода аналоговых сигналов тока среднего уровня;
- TDI12 – модуль ввода дискретных сигналов;
- TDO12– модуль вывода дискретных сигналов;
- TDIO12– модуль ввода-вывода дискретных сигналов;
- TDF12 – модуль ввода-вывода дискретных сигналов;
- TPW – модуль питания;
- TM – интерфейсный модуль.

Устройство измеряет и рассчитывает значения токов, напряжений, сопротивлений, мощность, частоту сети, а также амплитуды, среднеквадратические значения, фазы, симметричные составляющие сигналов с возможностью отображения их на дисплее и передачи по каналам связи.

Устройство является компонуемым изделием. Компоновке подлежат:

- тип и количество модулей;
- типоразмер корпуса устройства;
- тип и количество цифровых интерфейсов;
- тип используемых протоколов связи;
- тип используемого дисплея;
- тип панели индикации и управления.

Панель индикации и управления или ИЧМ (далее – панель RDC) предназначена для управления устройством и отображения информации о состоянии устройства и защищаемого объекта.

На панели RDC расположены:

- цифровая клавиатура 4x3 с регистром функциональных клавиш;
- кнопки управления курсором;
- кнопки управления коммутационным аппаратом;
- алфавитно-цифровой или графический дисплей;
- панель светодиодной индикации;
- сервисный порт интерфейса Ethernet.

Программное обеспечение устройства разделяется на встроенное и внешнее.

Встроенное ПО разделяется на системное и прикладное.

Системное ПО осуществляет:

- измерение параметров режима работы;
- диагностику;
- ведение журнала событий.

Прикладное ПО осуществляет:

- выполнение алгоритмов (при наличии);
- контроль правильности входных данных;
- регистрацию аварийных событий;
- регистрацию состояний устройства.

Основные метрологические и технические характеристики ТЕКОН 300 приведены в руководстве по эксплуатации.

5.2.2 Сервер единого времени

В качестве серверов единого времени используется устройство ЭНКС-2, в таблице 6.2.2 приведены основные технические характеристики.

Таблица 6.2.2 - основные технические характеристики ЭНКС-2.

Характеристика	Значение
Встроенный приемник	Навигационный приёмник ГЛОНАСС/GPS
Сетевые интерфейсы и протоколы обмена	2 × 100Base-TX (PRP или 2 IP): PTPv2 (IEC/IEEE 61850-9-3 PUP), SNTP, SNMP; RS-232-1, RS-485-1: NMEA 0183, МЭК 60870-5-101; RS-485-2: IRIG-A(B), 1PPS
Импульсный выход	1 Гц (1PPS) в виде SMA-разъема
Входной разъём для антенного кабеля	SMA
Электропитание	~100...265В (45...55 Гц) или =120...370В
Потребляемая мощность	10 ВА
Температура окружающего воздуха	-40 ... 70°С
Влажность без конденсата	Не более 98%
Атмосферное давление	70…106 кПа
Дисплей	Монохромный OLED-дисплей, 128x64 точек
Абсолютная погрешность синхронизации к национальной шкале времени UTC (SU)	1PPS и IRIG: ±150 нс; SNTP: ±100 мкс; PTPv2: ±250 нс
Абсолютная погрешность хранения шкалы времени при отсутствии спутников	±20 мс/сутки
Конструктив	85 × 100 × 110 мм (IP40), монтаж на 35-мм DIN-рельс

В устройстве ЭНКС-2 предусмотрена защита от подмены спутникового сигнала, обеспечивающая сохранение шкалы времени в условиях внешнего воздействия на сигналы спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS.

5.2.3 Средний уровень АСУ ЭТО

Сетевое оборудование ЛВС АСУ ЭТО размещается в шкафах ШЭСУ, ШЭУС, ШЭКС.

Локальная вычислительная сеть (ЛВС) построена по технологии сети FastEthernet (IEEE 802.3u) и/или GigabitEthernet (IEEE 802.3z) с применением стандартных сетевых устройств (сетевые адаптеры, коммутаторы и межсетевые экраны) и операционных систем. Каналы связи между устройствами в помещениях объектов автоматизации выполняются оптоволоконными линиями связи и экранированной витой парой.

Устанавливаемое оборудование ЛВС предназначено для работы в диапазоне температур от -40°С до +70°С без применения вентиляторов, а также предоставляет расширенные сетевые функции 2-го уровня, улучшенную безопасность и полный ряд интеллектуальных функций для функциональности и управления сетью.

Сетевое оборудование ЛВС поддерживает современные технологии резервирования, построенные на применении протоколов RSTP (802.1w), PRP (Parallel Redundancy Protocol) со временем восстановления сети не превышающем 5 мс.

Сетевое оборудование обладает следующими возможностями для управления сетью:

- расширенное кольцо;
- резервирование IEEE, отслеживание IGMP;
- объединение портов, VLAN;
- безопасность портов;
- IEEE 802.1x, SNMPv3 и HTTPS;
- SNTP, адаптация веб к пользователю, учетная запись.

5.2.4 Верхний уровень АСУ ЭТО

Серверное оборудование размещается в серверных шкафах ШЭСУ.

В качестве серверов АСУ ЭТО (шлюзов) предусмотрено использование серверов с характеристиками не ниже:

– Корпус промышленного исполнения для монтажа в стойку 19";
– Процессор не хуже Intel Core i7 10Gen;
– Материнская плата: LAN (10/100/1000 Мбит/с), встроенная видео и звуковая карты, разъемы D-Sub (VGA), PS/2 x 2 шт.; NoUSB (внутренний (2 шт.));
– Оперативная память не менее 32Gb RAM;
– Жесткий диск: 2xHDD не менее 2000 Gb;
– RAID-контроллер: SW 0/1/10 RAID.
– Сетевые адаптеры: 100/1000Mbps, RJ45: 4 шт;
– Блоки питания: напряж. питания ~220 В, мощность не менее 600 Вт -2 шт.

В качестве архивных серверов АСУ ЭТО предусмотрено использование серверов с характеристиками не ниже:

– Корпус промышленного исполнения для монтажа в стойку 19";
– Процессор не хуже Intel Core i5 10Gen;
– Материнская плата: LAN (10/100/1000 Мбит/с), встроенная видео и звуковая карты, разъемы D-Sub (VGA), PS/2 x 2 шт.; NoUSB (внутренний (2 шт.));
– Оперативная память не менее 16Gb RAM;
– Жесткий диск: 2xHDD не менее 2000 Gb;
– RAID-контроллер: SW 0/1/10 RAID.
– Сетевые адаптеры: 100/1000Mbps, RJ45: 2 шт;
– Блоки питания: напряж. питания ~220 В, мощность не менее 600 Вт -2 шт.

В качестве автоматизированных рабочих мест предусмотрено использование рабочих станций с характеристиками не ниже:

– Процессор не хуже Intel Core i5 10Gen;
– Оперативная память не менее 16Gb RAM;
– Материнская плата: LAN (10/100/1000 Мбит/с), встроенная звуковая карты, NoUSB (внутренний (2 шт.));
– Видеокарта двухканальная (может быть встроенной): PCI-E, видеопамяти не менее 512Мб, разъемы HDMI, DVI с разрешением не менее 1920x1080;
– Жесткий диск: 2xHDD не менее 1000 Gb;
– Сетевые адаптеры: 100/1000Mbps, RJ45: 4 шт;
– Блок питания PSU 400W;

– Монитор (ЖК монитор, широкоформатный, диагональ экрана - 23,8”, разрешение экрана: не менее 1920x1080, наличие стереоколонок, напряжение питания ~220 В);
– Клавиатура: проводная, PS/2, 104 клавиши, черная;
– Мышь: проводная, оптическая, PS/2, 3 клавиши (колесо прокрутки), черная;

6 Лингвистическое обеспечение

В ПТК АСУ ЭТО информационное взаимодействие пользователей с компонентами комплекса осуществляется посредством удобного, понятного и русифицированного интерфейса. Запись всех диагностических и информационных сообщений в файлы событий ведётся на русском языке. Вся техническая и эксплуатационная документация ПТК АСУ ЭТО разработана на русском языке.

Лингвистическое обеспечение АСУ ЭТО представляет собой совокупность средств и правил для формализации естественного языка для использования при взаимодействии пользователей и эксплуатационного персонала с системой.

Лингвистическое обеспечение АСУ ЭТО обеспечивает:

- текстовый и графический способы представление информации пользователям;
- диалоговый режим общения пользователей со средствами автоматизации;
- формирование запросов с АРМ и запуск информационных и расчетных задач;
- защиту от ошибок и некорректных действий пользователей.

Диагностические сообщения, сообщения о несанкционированных действиях пользователей, а также сообщения системы при запуске, решении комплексов задач специального программного обеспечения и при работе пользователей с информационным обеспечением унифицированы.

Взаимодействие пользователя с подсистемами осуществляется на русском языке.

7 Программное обеспечение АСУ ЭТО

Программное обеспечение ПТК АСУ ЭТО полностью выполняет основные функциональные задачи системы, а также имеет резерв для реализации функций при дальнейшем развитии системы.

Программное обеспечение АСУ ЭТО в целом, а также в части отдельных подсистем основано на модульном принципе построения.

Программное обеспечение верхнего уровня управления реализовано с использованием SCADA-системы «ТЕКОН» 2.V, SCADA-система состоит из следующих компонентов, представленных в таблице №8.1.

Таблица №8.1. Основные компоненты SCADA-системы «ТЕКОН» 2.V

Компонент	Краткое описание
Сервер проектов Scada.Project.Server	Трансляция запросов к базе данных, сервер аутентификации, формирование событий аудита.
Шлюз Scada.Server	Осуществляет информационный обмен с источниками данных и передачу в них управляющих команд, производит диагностику работы и отправку информации в архив и Операторскую Станцию.
Архивная станция Scada.Archive	Прием и скоростная запись информации, поступающей из других компонентов системы на жесткий диск компьютера.
Сервер монитора приложений	Контроль работоспособности компонентов SCADA. Вычисление контрольных сумм компонентов.
Операторская станция Scada.OpStation ОС	Выполняет функции отображения оперативных и архивных данных в режиме реального времени.
Станция Администратора	Редактирование прав пользователей, параметров аутентификации, контроль активных сессий, мониторинг состояния АРМов проекта и запущенных на них программных компонентов.
Клиент Scada системы Scada.Client САПР	Выполняет функции станции САПР (конфигурирование БД, создание технологических программ, операторского интерфейса, отладка).

Компоненты взаимодействуют с использованием стека протоколов TCP/IP. Обобщенная схема взаимодействия приведена на рисунке 8.1.

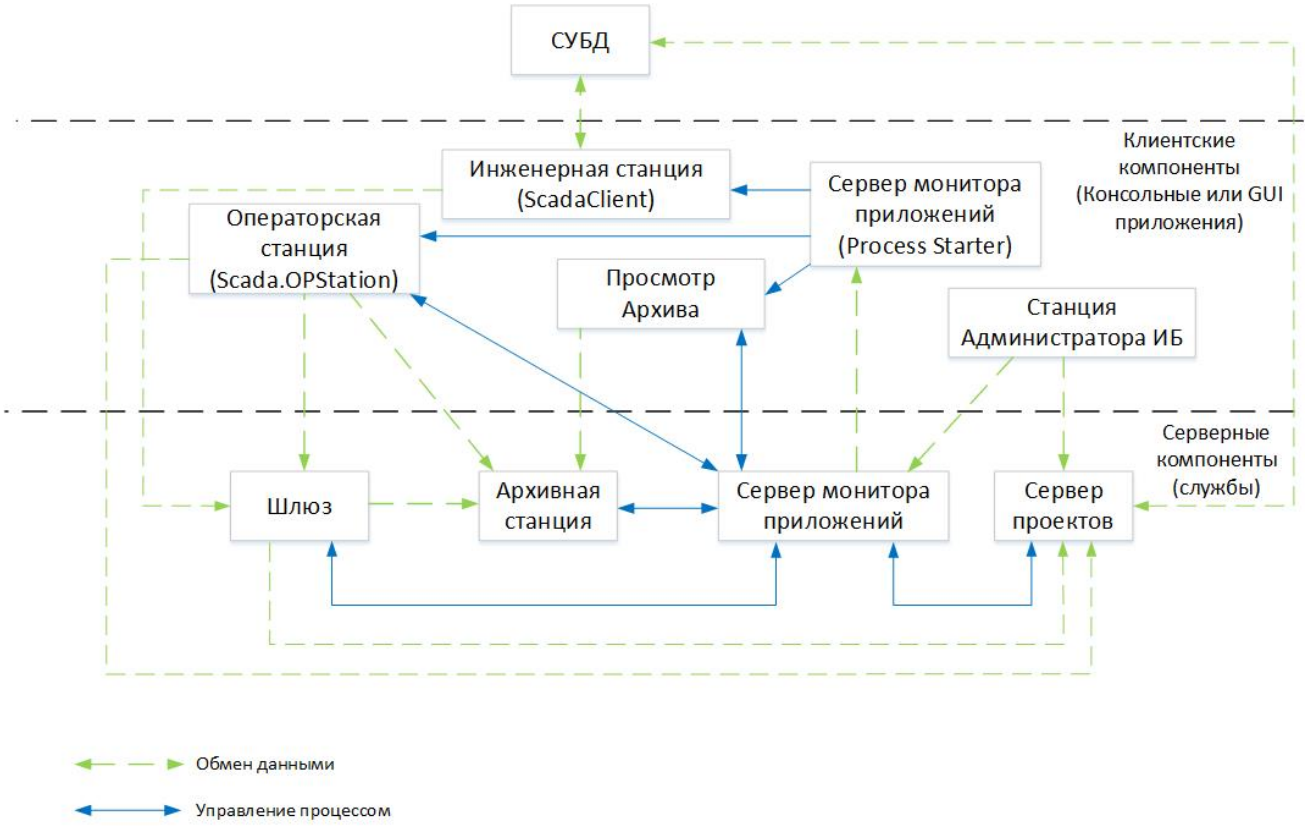

Рисунок 8.1. Схема взаимодействия компонентов SCADA-системы «ТЕКОН» 2.V.

Основой SCADA-системы «ТЕКОН» 2.V является исполняемая часть программы, которая опирается на возможности операционной системы. Операционная система и исполняемая часть SCADA-системы составляют "базовое" ПО, которое служит основой для разработки прикладного ПО с помощью инструментального ПО.

Для функционирования компонентов SCADA-системы «ТЕКОН» 2.V предусмотрена операционная система ОС TeNIX WS, включенная в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных, созданный в соответствии со статьей 12.1 Федерального закона от 27 июля 2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите Информации».

Для конфигурирования и параметрирования МП устройств АУВ, РЗА, контроллеров АСУ ЭТО (ТЕКОН 300) применяется инструментальное ПО, в качестве инструментального ПО используется фирменное ПО производителя данных устройств «Инструментальное программное обеспечение устройства релейной защиты и автоматики серии ТЕКОН 300» (далее – ИПО).

Основные функции ИПО при конфигурировании устройства ТЕКОН 300:

- конфигурирование общих настроек, ввода-вывода;
- разработка технологического ПО (свободно-программируемая логика);
- конфигурирование уставок сигнализации;
- конфигурирование человеко-машинного интерфейса;
- мониторинг данных;
- скачивание, табличный и графический анализ аварийных и системных архивов устройства;
- симуляцию устройства.

Основные функции ИПО при конфигурировании станции (всех устройств по проекту):

- настройка связи между устройствами по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE);
- получение и отображение данных (значения атрибутов логических узлов и уставок) непосредственно из работающих устройств в реальном времени;
- моделирование/конфигурирование станции;
- связь с устройством по протоколам.

Запуск рабочей программы ТЕКОН 300 производится автоматически после включения питания. Установка программного обеспечения в ТЕКОН 300 производится изготовителем. Инструментальное/базовое программное обеспечение (ИПО) ТЕКОН 300 предназначено для конфигурирования устройств ТЕКОН 300. ИПО позволяет настроить связь между устройствами по протоколам GOOSE, SMV и связь с верхним уровнем АСУ ЭТО по протоколу MMS. ИПО позволяет получать и отображать данные (значения атрибутов логических узлов и уставок) непосредственно из работающих устройств в реальном времени. ИПО содержит средства показа и анализа осциллограмм в формате COMTRADE.

ИПО призвано сопровождать устройства ТЕКОН 300 на протяжении всего их жизненного цикла – от проектирования до ввода в эксплуатацию и последующего обслуживания.

ИПО ориентировано на максимальную поддержку стандарта IEC 61850. Все объекты, с которыми работает пользователь через ИПО – интеллектуальные устройства, логические устройства, логические узлы и т.д. основаны на концепциях стандарта. Это упрощает конфигурацию ИЭУ, конфигурацию связи между ИЭУ (поддерживаются протоколы GOOSE и SMV).

ИПО рассчитано для работы на компьютерах и серверах под управлением операционной системы TeNIX WS.

ИПО состоит из нескольких компонентов:

- Spark - основная компонента, содержащая файлы ИПО Спарк.
- Библиотека алгоритмов включает возможность компиляции и загрузки конфигурации устройств РЗА.
- Диагностика 61850.
- Диагностика и обновление ключей позволяет провести диагностику аппаратных ключей, используемых для защиты и лицензирования ИПО. ПО позволяет просмотреть состояние установленного ключа, лицензионные ограничения, записанные в ключ.

На этапе наладки перед вводом системы в работу необходимо выполнить конфигурирование программного обеспечения по параметрам. Настроенные программы должны загружаться и храниться на жёстких дисках серверов и в энергонезависимой памяти устройств ТЕКОН 300.

8 Метрологическое обеспечение АСУ ЭТО

Метрологическое обеспечение измерительных систем (ИС) ПТК АСУ ЭТО соответствует требованиям Федерального закона №102 «Об обеспечении единства измерений», ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

Измерительные каналы укомплектовываются измерительными компонентами утвержденного типа (зарегистрированы в Государственном реестре), и имеющие действующие свидетельства о поверке (паспорт с отметкой о первичной поверке). Сведения о результатах поверки средств измерений в целях подтверждения поверки должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Очередной срок поверки должен быть не менее половины межповерочного интервала от момента ввода Объекта в эксплуатацию.

Применяемые в АСУ ЭТО микропроцессорные устройства серии ТЕКОН 300, а также первичные измерительные преобразователи (трансформаторы тока и напряжения) электрических величин внесены в «Государственный реестр средств измерений".

Технические характеристики трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, обеспечивают точностные характеристики измерительных каналов в соответствии с требованиями РД 34.11.321-96.

Целью метрологического обеспечения является получение нормативной точности и достижение единства измерений на всех стадиях жизненного цикла АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25.

АСУ ЭТО – информационная система, содержащая в качестве измерительных подсистем измерительные каналы.

Объем параметров (измерительных каналов) соответствуют требованиям СО 34.35.101-2003.

9 Компоновочные решения в части размещения оборудования

9.1 Размещение оборудования верхнего уровня системы

В оперативном контуре ЦЩУ предусматривается размещение:

– Пульты (пультовые секции) оперативного контура, на которых устанавливаются операторские станции оперативного персонала;
– Операторская станция АРМ НСС ЭТО;
– Операторская станция АРМ НС ЭЦ;
– Операторская станция АРМ КИСУ/СОТИ АССО;
– Операторская станция АРМ НСС СДПМ;
– Операторская станция АРМ ЭКП ЭТО;
– Чёрно-белый лазерный принтер А4.

В помещении инженерной станции предусматривается размещение:

– Рабочие столы (пультовые секции), на которых устанавливаются операторские станции инженерного персонала;
– Операторская станция АРМ инженера АСУ ЭТО;
– Операторская станция АРМ инженера РЗА;
– Переносная инженерная станция (ноутбук) АСУ ЭТО;
– Цветной лазерный принтер А3.

В помещении серверной предусматривается размещение:

– Шкаф серверов АСУ ЭТО и СОТИ АССО ШЭСУ №1;
– Шкаф серверов АСУ ЭТО и СОТИ АССО ШЭСУ №2;
– Шкаф серверов ШС СМТО.

9.2 Размещение оборудования среднего и нижнего уровня системы

Размещение шкафов с оборудованием среднего и нижнего уровня ПТК АСУ ЭТО в здании главного корпуса ПГУ:

– В помещении КРУ-6 кВ (в201) предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭУС №1;
– В помещении релейных панелей (в503) предусматривается размещение шкафов устройств связи ШЭУС №2;
– В помещении РУСН-0,4 кВ (в502) предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №1, ШЭСО №2;
– В помещении релейных панелей (в503) предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №3;
– В помещении РУСН-0,4 кВ (в502) предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №5;

– В помещении релейных панелей (в503) предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №6;

– В помещении возбуждения ГТ (в202) предусматривается размещение шкафа контроллеров и связи ШЭКС №1;

– В помещении возбуждения ПТ (а103) предусматривается размещение шкафа контроллеров и связи ШЭКС №2;

– В помещении серверной предусматривается размещение шкафа контроллеров СДПМ.

Размещение шкафов с оборудованием среднего и нижнего уровня ПТК АСУ ЭТО во вспомогательных зданиях и сооружениях:

– В помещении РУСН-0,4 кВ здания ДКС предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №4;

– В помещении РУСН-0,4 кВ здания ЦНС предусматривается размещение шкафа устройств связи ШЭСО №7;

На открытой установке трансформаторов ПГУ предусматривается размещение шкафов мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования:

– Шкаф мониторинга совмещённый блочного трансформатора 11BAT10 и рабочего трансформатора собственных нужд 11BBT10 ШМТ №1;

– Шкаф мониторинга блочного трансформатора 10BAT10 ШМТ №2;

– Шкаф мониторинга резервного трансформатора собственных нужд 00BCT30 ШМТ №3.

Устройства нижнего уровня АСУ ЭТО (терминалы РЗА, ПА, АУВ, АРКТ, АС, ЛСАУ) размещаются в шкафах, панелях и релейных отсеках ячеек 6 кВ, 0,4 кВ в следующих помещениях главного корпуса ЭБ-8 и вспомогательных зданий:

- помещение КРУ-6 кВ (в201) в ГК ПГУ;
- помещениях РУСН-0,4 кВ (в502) в ГК, РУСН-0,4 кВ ДКС, РУСН-0,4 кВ ЦНС;
- помещении возбуждения ГТ (в202) в ГК ПГУ;
- помещении возбуждения ПТ (а103) в ГК ПГУ;
- помещение релейных панелей (в503) ГК ПГУ;
- помещение РЩ КИП (в308) ГК ПГУ.

Компоновочные решения по размещению оборудования уточняются на этапе рабочего проектирования.

10 Решение по обеспечению требований к эргономике ПТК АСУ ЭТО

Устанавливаемые шкафы ПТК АСУ ЭТО выполнены с двухсторонним обслуживанием (возможно изготовление шкафа с односторонним обслуживанием) и обеспечивают беспрепятственный доступ ко всем элементам, требующим обслуживания, и безопасность обслуживающего персонала.

Обозначения шкафов выполнены на русском языке и размещены на лицевой двери шкафа в верхнем левом углу.

Конструкция разъемов контроллеров, сетевого оборудования (для цифровых оптических и электрических кабелей) исключают возможность неправильной коммутации.

Во всех шкафах ПТК АСУ ЭТО предусмотрено внутреннее освещение и розетки 220 В 50 Гц.

Рабочие места оперативного персонала реализованы на базе современных персональных компьютеров офисного исполнения и оснащены LCD мониторами с диагональю 24’’.

Компоновка рабочих мест оперативного и инженерного персонала, в т. ч. размещение средств отображения предусматривает управление и считывание информации из положения «сидя».

11 Решения по функциям, численности и квалификации персонала

11.1 Функции и численность персонала

Эксплуатационно-обслуживающий персонал АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 включает следующие категории специалистов:

– эксплуатационный персонал (пользователь АРМ) – специалист, использующий АРМ для выполнения своих основных обязанностей;

– обслуживающий персонал для обеспечения необходимой эксплуатационной поддержки работы программно-технических средств ПТК АСУ ЭТО.

Для АСУ ЭТО эксплуатационно-обслуживающим персоналом являются:

– начальник смены станции;

– дежурный оперативный персонал (начальник смены ЭЦ и дежурный персонал);

– инженер-релейщик;

– инженер АСУ.

В функции дежурного оперативного персонала входит:

– оперативное управление схемой и режимами работы оборудования;

– поддержание требуемого напряжения;

– контроль за предельными режимами;

– оперативный контроль работоспособности программно-технических средств АСУ ЭТО;

– подготовка отчётов.

Начальник смены станции со своего АРМ может взять на себя выполнение всех функций дежурного оперативного персонала.

В функции инженера-релейщика входит:

– периодический контроль работоспособности микропроцессорных защит;

– просмотр и изменение уставок микропроцессорных защит;

– чтение осциллограмм;

– ретроспективный анализ информации, полученной от микропроцессорных терминалов защит и автоматики;

– анализ действия защит.

В функции инженера АСУ входит:

– контроль за состоянием ПТК АСУ ЭТО;

– периодический контроль работоспособности программно-технических средств АСУ ЭТО, обеспечение безаварийной работы технических средств АСУ ЭТО, рабочее состояние комплекта ЗИП;

– освоение, и внедрение новых технических средств, решение вопросов модернизации;

– разработка графиков профилактических работ и осуществление контроля их выполнения;

– ежедневный контроль работоспособности ПТК;

– выполнение необходимых настроек, конфигурирования, изменения видеокадров при изменении топологии электрической сети, состава защит, входных и выходных сигналов.

Права операторов АРМ должны определяться уровнями доступа по группам функций, устанавливаемыми в соответствии с должностными инструкциями ТЭЦ-25 (ЭБ-8).

Численность персонала (пользователей) АСУ ЭТО должна определяться штатным расписанием ТЭЦ-25 (ЭБ-8).

11.2 Требование к квалификации персонала

Квалификация персонала согласно ГОСТ 24.104-85 должна обеспечивать эффективное функционирование ПТК АСУ ЭТО во всех заданных режимах. Обслуживание технических средств ПТК должно выполняться операторами со следующими уровнями квалификации:

Уровень квалификации оператора АРМ оперативного персонала (АРМ НСС, АРМ НС ЭЦ):

– опыт эксплуатации ОС TeNIX WS;

– опыт эксплуатации ПТК «ТЕКОН».

Уровень квалификации оператора АРМ с функцией инженера АСУ ЭТО:

– опыт эксплуатации и конфигурирования ОС TeNIX WS;

– опыт эксплуатации, обслуживания и конфигурирования устройств ЛВС;

– опыт эксплуатации, обслуживания и конфигурирования ПТК «ТЕКОН».

Уровень квалификации оператора АРМ с функцией инженера РЗА:

– опыт эксплуатации и конфигурирования ОС TeNIX WS;

– опыт эксплуатации ПТК «ТЕКОН»;

– опыт эксплуатации, обслуживания и конфигурирования МП РЗА производства АО «ТеконГруп».

В соответствии с ГОСТ 24.104-85 персонал, эксплуатирующий и обслуживающий ПТК АСУ ЭТО должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей согласно инструкциям организационного обеспечения.

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи должны проводиться в соответствии с требованиями нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Обслуживающий персонал ПТК АСУ ЭТО должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей по требованиям ПУЭ.

12 Описание организационной структуры

Организационное обеспечение предназначено для координации деятельности структур АСУ ЭТО и определяет функции, права, обязанности и ответственность должностных лиц, специалистов, а также подразделений ЭБ-8 ТЭЦ-25 для обеспечения согласованности их деятельности в процессе функционирования системы управления.

Организационное обеспечение АСУ ЭТО должно быть достаточным для эффективного выполнения персоналом возложенных на него обязанностей при осуществлении автоматизированных и связанных с ним неавтоматизированных функций системы.

Организационное обеспечение АСУ ЭТО обеспечивает создание автоматизированных рабочих мест на энергообъекте без изменения сложившихся организационных взаимосвязей и структур.

Создание автоматизированных рабочих мест предусматривает обеспечение работников необходимыми технологическими инструкциями и дополнениями к должностным инструкциям, а также получения права работы на технических средствах АСУ ЭТО.

13 Состав, объем информационного обеспечения, виды выходных документов

13.1 Состав информационных данных

В состав информационных данных АСУ ЭТО входят:

- параметры нормального и аварийного режима функционирования электротехнического оборудования;
- параметры настройки РЗА;
- параметры настройки ПА;
- данные о работе ПТК АСУ ЭТО.

13.2 Формы выходных документов

Выходная информация представляется в виде видеокадров, выводимых на экраны АРМ.

14 Мероприятия по подготовки объекта автоматизации к вводу АСУ ЭТО

Подготовка объекта автоматизации должна предусматривать следующие мероприятия, выполняемые или организуемые при строительстве ПГУ 225 МВт ст. № 8 на ТЭЦ-25:

- утверждение ППР и контроль исполнения обязательств субподрядных организаций по «Проекту производства наладочных работ АСУ ТП энергоблока» (по РД 34.35.414-91);
- мероприятия в соответствии с п.3.1 РД 34.70.110-92.

Мероприятия по подготовке помещений:

- обеспечение опережающей готовности помещений системы под монтаж (за 2 месяца до ввода технологического оборудования) и обеспечение в них необходимых климатических условий к началу наладочных работ по ПТК;
- выделение помещения для подрядных организаций, начиная со стадии монтажа.

Мероприятия по подготовке персонала:

- выделение персонала ТЭЦ (приказом по предприятию) для совместных работ по согласованию принимаемых решений с момента начала создания Технического задания на разработку АСУ ЭТО;
- организация работы приёмочной комиссии (по РД 34.35.412-88) и обеспечение финансирования и обучения действующего и вновь принятого персонала в соответствии с рабочей документацией на систему;
- привлечение персонала ТЭЦ для участия в работах по вводу системы для приёмки строительно-монтажных и наладочных работ;
- для обеспечения эксплуатационного режима электроустановки с момента подачи напряжения, для наладки, для обслуживания ПТК в период опытной эксплуатации.

15 Надёжность системы

Контроль надёжности обеспечивается на стадии разработки и приёмки системы аналитическими методами, а на стадии эксплуатации – сбором и анализом информации об отказах системы.

15.1 Данные о надёжности системы

Устанавливаемые технические средства АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 являются самодиагностируемыми, восстанавливаемыми и ремонтопригодными изделиями, рассчитанными на длительное функционирование со средней длительностью жизненного цикла:

- для устройств нижнего (полевого) уровня не менее 15 лет;
- для устройств среднего уровня не менее 15 лет;
- для устройств верхнего уровня не менее 10 лет.

Режим работы системы – непрерывный, круглосуточный с выполнением профилактических работ по соответствующему графику. Отказ отдельных функциональных модулей комплекса технических средств (КТС) не приводит к полному отказу системы и к выдаче ложных команд управления.

Отказом системы в целом и её отдельных подсистем является невозможность своевременного (определённого регламентом) предоставления данных о параметрах текущих режимов и выполнения дистанционного управления оборудованием.

В системе в целом обеспечивается сохранность данных при потере питания или выходе из строя отдельных компонентов.

15.2 Параметры надежности

Показатели надежности соответствуют ГОСТ 24.701-86 отдельно по каждой функции, с учетом контроля и восстановления, только для внезапных и независимых отказов.

Наработка на отказ каждого канала для функций АСУ ЭТО: по информационным функциям не менее 40000 часов, по управляющим функциям - не менее 50000 часов с учётом режима работы с восстановлением, автоматической реконфигурацией системы и оснащения соответствующим составом ЗИП.

Коэффициенты готовности системы не менее 0,995.

В зависимости от назначения в различных функциональных модулях ПТК «ТЕКОН» используются следующие основные способы обеспечения необходимой надёжности и живучести системы:

– резервирование технических, программных средств, баз данных;

– наличие автоматической диагностики аппаратных средств и программного обеспечения;

– защита базы данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа.

Среднее время восстановления работоспособного состояния технических средств ПТК АСУ ЭТО по любой из выполняемых функций должно занимать не более 0,5 часа при наличии в составе ЗИП элементов, для замены вышедших из строя. В случае отсутствия в составе ЗИП соответствующих элементов, время восстановления определяется, в первую очередь, временем доставки указанных элементов на объект.

15.3 Применение структур повышенной отказоустойчивости

Повышение надёжности и отказоустойчивости ПТК АСУ ЭТО ЭБ-8 ТЭЦ-25 достигается за счёт применения дублирующих структур и источников (сетей) питания технических устройств АСУ ЭТО.

Подобные структуры резервирования предоставляют возможность организации требуемого уровня надёжности, исходя из требований отказоустойчивости и экономических условий проекта.

16 Эксплуатационная документация

Эксплуатационная документация на компоненты (руководство по эксплуатации, паспорта на оборудование и т.д.) поставляется вместе с оборудованием. На этапе наладки должна быть представлена следующая эксплуатационная документация по АСУ ЭТО:

№	Наименование документа
1	Инструкция по техническому обслуживанию ПТК АСУ ЭТО, включая описание состава установленного ПО, сетевых адресов всех интеллектуальных устройств и структуры ЛВС, состава пользователей и уровня доступа АРМ и серверов
2	Инструкция АРМ оператора АСУ ЭТО
3	Инструкция АРМ инженера ПТК АСУ ЭТО, включая описание по средствам разработки ПТК и эксплуатации технологических функций ПТК АСУ ЭТО
4	Инструкция АРМ инженера РЗА

17 Перечень нормативных документов

1	ГОСТ 24.104-85	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
2	ГОСТ 24.701-86	Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Основные положения.
3	ГОСТ 34.201-89	Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
4	ГОСТ 34.003-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.
5	ГОСТ 34.602-89	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
6	ГОСТ 34.601-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
7	ГОСТ 34.603-92	Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.
8	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-1-2012	Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель.
9	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-2-2013	Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 2. Функциональные требования безопасности.
10	ГОСТ Р ИСО/ МЭК 15408-3-2013	Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 3. Требования доверия и безопасности. Компоненты доверия к безопасности
11	ГОСТ Р 8.563-2009	Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений
12	ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
13	ГОСТ Р 8.585-2001	Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.
14	ГОСТ 6651-2009	Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.
15	ГОСТ 26.011-80	Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные.
16	ГОСТ 14691-69	Устройства исполнительные для систем автоматического регулирования. Термины.
17	ГОСТ 7192-89	Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия.
18	ГОСТ Р ИСО/МЭК 27003-2012	Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасности. Руководство по реализации системы менеджмента информационной безопасности

19	ГОСТ 27883-88	Средства измерений и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний.
20	ГОСТ 25861-83	Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний.
21	ГОСТ Р МЭК 60073-2000	Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
22	ГОСТ 19781-90	Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и определения
23	ГОСТ Р 50739-95	Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.
24	ГОСТ Р 50922-2006	Защита информации. Основные термины и определения.
25	ГОСТ Р 52069.0-2013	Защита информации. Система стандартов. Основные положения.
26	ГОСТ 22269-76	Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
27	ГОСТ 24750-81	Средства технические вычислительной техники. Общие требования технической эстетики.
28	ГОСТ 27833-88	Средства отображения информации. Термины и определения.
29	ГОСТ Р 50948-2001	Средства отображения информации индивидуального пользования. Общие эргономические требования и требования безопасности.
30	ГОСТ Р 50949-2001	Средства отображения информации индивидуального пользования. Методы измерений и оценки эргономических параметров и параметров безопасности.
31	ГОСТ Р 51341-99	Безопасность машин. Эргономические требования по конструированию средств отображения информации и органов управления. Часть 2. Средства отображения информации.
32	ГОСТ Р 50648-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний.
33	ГОСТ Р 50649-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.
34	ГОСТ Р 50652-94	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.
35	ГОСТ Р 51317.4.4-2007	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
36	ГОСТ Р 51317.4.5-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний.
37	ГОСТ Р 51317.4.3-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.

38	ГОСТ Р 51317.4.1-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Виды испытаний.
39	ГОСТ Р 51317.4.17-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний.
40	ГОСТ Р 51318.22-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.
41	ГОСТ Р 50628-2000	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость машин электронных вычислительных персональных к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний.
42	ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
43	ГОСТ 12.2.049-80	ССБТ Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
44	ГОСТ 21958-76	Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.
45	ГОСТ 21889-76	Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
46	ГОСТ 23000-78	Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования
47	ГОСТ 12.2.020-76	ССБТ Энергооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка.
48	ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
49	ГОСТ 12.1.002-84	ССБТ Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
50	ГОСТ 12.1.006-84	ССБТ Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
51	ГОСТ 12.1.045-84	ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
52	ГОСТ 12.1.030-81	ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
53	ГОСТ 12.2.007.6-75	ССБТ Аппараты коммутационные низковольтные. Требования безопасности.
54	ГОСТ 12.1.012-2004	ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.
55	ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования.
56	ГОСТ 12.1.044-89	ССБТ Пожаровзрывобезопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
57	ГОСТ 12.1.003-83	ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
58	ГОСТ 12.1.010-76	ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования безопасности.
59	ГОСТ Р МЭК 60950-2002	Безопасность оборудования информационных технологий.
60	ГОСТ 4.148-85	СПКП Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей.
61	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для

		различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
62	ГОСТ 21552-84	Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
63	ГОСТ 15543.1-89	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам.
64	ГОСТ 16962-71	Изделия электронной техники и электротехники. Механические и климатические воздействия. Требования и методы испытаний.
65	ГОСТ 17516.1-90	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам.
66	ГОСТ 23216-78	Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний.
67	ГОСТ 10518-88	Системы электрической изоляции. Общие требования к методам ускоренных испытаний на нагревостойкость.
68	ГОСТ 14254-2015	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
69	ГОСТ 6.10.4-84	Придание юридической силы документам на машинном носителе и машинограмме, создаваемым средствами вычислительной техники. Основные положения
70	Федеральный закон от 26 июня 2008 г. N 102-ФЗ	Об обеспечении единства измерений.
71	МЭК 61000-4-8 (2009)	Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-8: Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты.
72	МЭК 61000-4-29 (2016)	Испытания на устойчивость к провалам напряжения, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения на входном порте электропитания постоянного тока
73	ОРММ-3 АСУ ТП	Общеотраслевые руководящие методические материалы по созданию и применению АСУ ТП в отраслях промышленности. /ГКНТ, 1986г.
74	Федеральный закон РФ №116	О промышленной безопасности опасных производственных объектах.
75	ПТЭ	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации- М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
76	ПУЭ	Правила устройств электроустановок
77	РД 34.35.412-88	Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций
78	РД 50-682-89	Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Общие положения.
79	РД 153-34.1-35.127-2002	Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций.
80	РД 153-34.1-35.137-00	Технические требования к подсистеме технологических защит,

		выполненных на базе микропроцессорной техники.
81	РД 153-34.0-11.117	Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение.
82	РД 153-34.0-11.205-98	Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения калибровки.
83	РД 153-34.0-11.204-97	Методика приемки из наладки в эксплуатацию измерительных каналов информационно-измерительных систем.
84	РД 153-34.0-11.201-97	Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений.
85	РД 34.11.202-95	Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации.
86	РД 34.11.205-98	Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения калибровки
87	РД 34.11. 206-94	Методические указания. Информационно-измерительные системы. Методика обработки экспериментальных данных метрологической аттестации
88	РД 34.11.321-96	Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций.
89	РД 34.11.103-95	Рекомендации по составлению перечня рабочих средств измерений, применяемых на энергопредприятиях, для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется.
90	РД 153-34.1-35.522-98	Типовая инструкция по эксплуатации АСУ ТП теплоэнергетического оборудования ТЭС.
91	РД 153-34.1-35.142-00	Методические указания по эксплуатации технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники.
92	РД 153-34.1-35.145-2003	Технические требования к функции ПТК АСУ ТП ТЭС «сбор и первичная обработка информации».
93	РД 153-34.1-35.523-2002	Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП.
94	РД 153-34.0-11.117-2001	Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение.
95	РД 153-34.1-35.144-2002	Рекомендации по применению современной универсальной системы кодирования оборудования и АСУ ТП ТЭС.
96	РТМ 34-9 АТЭП 03-84	Маркировка монтажных единиц ТЭС и АЭС.
97	СО 34.35.105-2002	Методические указания по оснащению техническими средствами технологической защиты при повышении вибрации турбоагрегата.
98	ГОСТ12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
99	РД 34.35.120-90	Основные положения по созданию АСУ ТП подстанций напряжением 35-1150 кВ.
100	РД 34.35.310-97	Общие технические требования к микропроцессорным устройствам

		защиты и автоматики энергосистем.
101	СТО 59012820. 29.020.002-2012	Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации
102	СТО 59012820. 29.020.009-2016	Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования
103	СТО 59012820. 27.100.003-2012	Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования
104	СТО 59012820. 27.100.002-2013	Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности
105	СТО 59012820. 29.020.008-2015	Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования.
106	СТО 59012820. 29.020.006-2015	Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования
107	СТО 70238424.27.100.010-2011	Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Условия создания.Нормы и требования

Обозначения и сокращения

АВР	- автоматический ввод резервного питания
АРКТ	- автоматика регулирования коэффициента трансформации
АРМ	- автоматизированное рабочее место
АСУ ТМО	- автоматизированная система управления тепломеханическим оборудованием
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами
АСУ ЭТО	- автоматизированная система управления электротехническим оборудованием
АУВ	- автоматика управления выключателем
БЩУ	- блочный щит управления
ВЛ	- воздушная линия электропередачи
ГК	- главный корпус
ГЛОНАСС	- глобальная навигационная спутниковая система
ГРУ	- генераторное распределительное устройство
ГТУ	- газотурбинная установка
ЦЩУ	- главный щит управления
ДЗЛ	- дифференциальная защита линии
ДЗШ	- дифференциальная защита шин
ЗИП	- запасные части, инструменты и принадлежности
ИБП	- источник бесперебойного питания
ИВК	- инженерно-вычислительный комплекс
ИМ	- исполнительный механизм
ИПО	- инструментальное программное обеспечение
ИС	- измерительная система
ИК	- измерительный канал
ИУ	- исполнительное устройство

КА	- коммутационные аппараты
КП	- контроллер присоединения
КРУ	- комплектное распределительное устройство
ЛВС	- локально-вычислительная сеть
МП	- микропроцессорный
НСС	- начальник смены станции
НС ЭЦ	- начальник смены электроцеха
ОБР	- оперативная блокировка разъединителей
ОВК	- объединённый вспомогательный корпус
ОМП	- определение места повреждения
ОНС	- объединённая насосная станция
ОП	- оперативный персонал
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ОС	- операционная система
ОУТ	- открытая установка трансформаторов
ПА	- противоаварийная автоматика
ПГУ	- парогазовая установка, включающая ГТУ и ПТУ
ПНР	- пуско-наладочные работы
ПО	- программное обеспечение
ПОК	- пуско-отопительная котельная
ППР	- план производства работ
ПТК	- программно – технический комплекс
ПТУ	- паротурбинная установка
РАС	- система регистрации аварийных событий
РДУ	- региональное диспетчерское управление
РЗА	- релейная защита и автоматика
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой
РУСН	- распределительное устройство собственных нужд
РЩ	- релейный щит

САУ	- система автоматического управления
СВ	- система возбуждения
СИИУ	- система информационно-измерительная и управляющая
СМТО	- система мониторинга трансформаторного оборудования
СН	- собственные нужды
СОД	- сервер обмена данными
СОЕВ	- система обеспечения единого времени
СОИ	- система отображения информации
СОПТ	- система оперативного постоянного тока
СОТИ АССО	- система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора
ТИ	- телеизмерения
ТН	- трансформаторы напряжения
ТСН	- трансформатор собственных нужд
ТО	- трансформаторное оборудование
ТПУ	- тиристорное пусковое устройство
ТС	- телесигнализация
ТТ	- трансформатор тока
ТЭС	- тепловая электростанция
УСО	- устройство связи с объектом
ЦЩУ	- центральный щит управления
ЧМИ	- человеко-машинный интерфейс
ШЭКС	- шкаф контроллеров и связи
ШЭСО	- шкаф электрический связи с объектом
ШЭСУ	- шкаф электрический серверных устройств
ШЭУС	- шкаф электрический устройств связи
ЭКП	- экраны коллективного пользования
ЭТЛ	- электротехническая лаборатория
ЭТО	- электротехническое оборудование

Ethernet	- архитектура сетей, организованных по стандарту IEEE 802.3 с разделяемой средой передачи данных и методом доступа к среде передачи данных CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detect) – метод множественного доступа с контролем несущей и обнаружением конфликтов
GOOSE	- Generic Object-Oriented Substation Event (общее объектно-ориентированное событие на подстанции, предусмотренный стандартом МЭК 61850 протокол, который предназначен для связи между устройствами РЗА посредством передачи данных в цифровом виде по Ethernet)
GPS	- Global Positioning System (система глобального позиционирования)
MMS	- Manufacturing Message Specification (предусмотренный стандартом МЭК 61850 протокол, который предназначен для передачи данных по технологии «клиент-сервер»)
NTP	– Network Time Protocol (протокол синхронизации устройств по ЛВС)
PRP	- Parallel Redundancy Protocol (протокол параллельного резервирования)
SCADA	- Supervisory Control and Data Acquisition (система мониторинга, управления и сбора данных)
SMV	- Sampled Measured Values (предусмотренный стандартом МЭК 61850 протокол, который предназначен для передачи данных от измерительных систем по локальной сети).
SNMP	- Simple Network Management Protocol (простой протокол управления сетями. Протокол, используемый для мониторинга и диагностики сетевых устройств и компьютерных систем)

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Изме-ненных	Замененных	Новых	Аннули-рованных				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

Ведомость документов графической части 25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ

Обозначение	Наименование	Примечание
25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.01	Ведомость документов графической части	
25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.02	Структурная схема АСУ ЭТО	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Суворов			
Проверил		Жигалов			
Нач. отдела		Васин			
Н. контр.		Канурский			
ГИП		Яшукова			

25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.01

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО "Мосэнерго"

Стадия	Лист	Листов
П		1

Ведомость документов графической части

Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)

Формат А4

Условные обозначения:

- дублированная сеть верхнего уровня АСУ ЭТО (витая пара);
- дублированная сеть нижнего уровня АСУ ЭТО (витая пара);
- сеть PRP LAN-A МЭК 61850-8-1/МЭК 60870-5-104 (витая пара);
- сеть PRP LAN-B МЭК 61850-8-1/МЭК 60870-5-104 (витая пара);
- сеть PRP LAN-A МЭК 61850-8-1/МЭК 60870-5-104 (оптическая линия связи);
- сеть PRP LAN-B МЭК 61850-8-1/МЭК 60870-5-104 (оптическая линия связи);
- дублированная сеть СМТО (витая пара);
- дублированная сеть СМТО (оптическая линия связи);
- дублированная сеть СОТИ АССО (витая пара);
- дублированная сеть РАС (витая пара);
- дублированная сеть ДМЗ (витая пара);
- канал связи с ДЦ Филиала АО "СО ЕЭС" Московское РДУ;
- кабели с разъемами VGA, PS/2, HDMI;
- интерфейс RS-485, электрический кабель типа "витая пара", Modbus.

Примечания:

1. Окончательная топология сети и состав оборудования определяются на этапе рабочего проектирования;
2. Количество шкафов АСУ ЭТО и их расположение в помещениях уточняется на этапе рабочего проектирования;
3. Состав оборудования нижнего уровня (ЛСАУ, МП РЗА и пр.) уточняется Генпроектировщиком;
4. Протоколы интеграции ЛСАУ могут быть уточнены на этапе рабочего проектирования;
5. Проектная документация в части СОТИ АССО, РАС, СМПР разрабатывается в смежного тома проектной документации;
6. Решения по орагинзации каналов связи СОТИ АССО разрабатываются в смежного тома проектной документации.

Список используемых сокращений:

АВР – автоматический ввод резерва
АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АПТС – аварийно-предупредительная телесигнализация
АРКТ – автоматика регулирования коэффициента трансформации
АРМ – автоматизированное рабочее место
АС – автоматический синхронизатор
АСУ ЭТО – автоматизированная система управления электротехническим оборудованием
АСЭ – адаптер связи электростанции
АУВ – автоматика управления выключателем
БТ – блочный трансформатор
БЩУ – блочный щит управления
Г – генератор
ГК – главный корпус
ГРАМ – групповой регулятор активной мощности
ГТУ – газотурбинная установка
ДЗЛ – дифференциальная защита линии
ДЗШ – дифференциальная защита шин
ДМЗ – демилитаризованная зона
ДУ – дистанционное управление
ВЛ – воздушная линия электропередачи
КА – коммутационные аппараты
КП – контроллер присоединения
КРУ – комплектное распределительное устройство
КСЗ – комплект ступенчатых защит
ЛВС ВУ – локально-вычислительная сеть верхнего уровня
ЛВС НУ – локально-вычислительная сеть нижнего уровня
ЛСАУ – локальная система автоматического управления
МПУ – микропроцессорное устройство
НСС – начальник смены станции
НС ЭЦ – начальник смены электроцеха
ОМП – определение места повреждения
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПА – противоаварийная автоматик
ПЛК – программируемый логический контроллер
ПТУ – паротурбинная установка
РАС – регистратор аварийных событий
РЗА – релейная защита и автоматика
РТСН – резервный трансформатор собственных нужд
РУ – распределительное устройство
СВ – система возбуждения
СДПМ – система доведения плановой мощности
СМТО – система мониторинга трансформаторного оборудования
СН – собственные нужды
СОПТ – система оперативного постоянного тока
СОТИ АССО – система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора
СОД – сервер обмена данными
СМ – система мониторинга
СМПР – система мониторинга переходных режимов
СМЧР – система мониторинга частичных разрядов
СКВЗ – система контроля витковых замыканий
ТИ – телеизмерения
ТН – трансформатор напряжения
ТС – телесигнализация
ТСН – трансформатор собственных нужд
УКЦЗВ – устройство контроля цепи заземления вала
ЦППС – центральная приемо-передающая станция
ЦСПИ – цифровая система передачи информации
ЧДА – частотная делительная автоматика
ШМТ – шкаф мониторинга трансформатора
ШСВ – шиносоединительный выключатель
ЩПТ – щит постоянного тока
ЭКП – экраны коллективного пользования
AI – аналоговый входной сигнал
AO– аналоговый выходной сигнал
DI – дискретный входной сигнал
DO – дискретный выходной сигнал

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суворов			
Пров.		Жигалов			
Нач. отдела		Васин			
Н.контр		Канурский			
ГИП		Яшукова			

25-83G1-00-ИОС1.3.1-540-ГЧ.02

Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО "Мосэнерго"

Структурная схема АСУ ЭТО

Стадия	Лист	Листов
П		1

Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГОПРОЕКТ" (ООО "МЭП")

Формат А3х5 (1486х420)

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

Приложение А

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 78165
от "16" мая 2024.

Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

26 декабря 2023 г. № 1215

Москва

Об утверждении дополнительных требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

В целях обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры в сфере электроэнергетики с учетом особенностей функционирования таких объектов и в соответствии с частью 2 статьи 11 Федерального закона от 26 июля 2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», пунктом 1.2, абзацем четвертым пункта 2 статьи 21 и абзацем шестым пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», подпунктом «г» пункта 1 и пунктом 2^1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», а также в соответствии с пунктом 46 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые дополнительные требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы

и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 сентября 2024 года и действует до 1 сентября 2030 года.

Министр Н.Г. Шульгинов

Департамент экономической безопасности в ТЭК
Новиков Максим Евгеньевич
495-631-83-12

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «26» декабря 2023 г. № 1215

Дополнительные требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

1. Настоящие дополнительные требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – Требования) устанавливают дополнительные требования по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства при осуществлении из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – диспетчерский центр) следующих видов дистанционного управления:

а) дистанционного управления выключателями, разъединителями, заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы электросетевого оборудования и устройствами релейной защиты и автоматики на объектах электроэнергетики[1];

[1] В соответствии с пунктом 3.1.2 раздела 3 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики», утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 27 декабря 2021 г. № 1863-ст (М., «Стандартинформ», 2022).

б) дистанционного управления активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций;

в) дистанционного управления активной и реактивной мощностью гидравлических электростанций установленной генерирующей мощностью менее 50 МВт, автоматизированная система управления которых обеспечивает работу такой электростанции в автоматическом режиме без вмешательства оперативного персонала с обеспечением управления водным режимом и выполнением установленных ограничений работы основного и вспомогательного оборудования, а также безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений;

г) дистанционного управления активной мощностью гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций путем передачи команд на изменение задания плановой мощности в системах группового регулирования активной мощности таких электростанций, подключенных к централизованной (центральной координирующей) системе автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

д) дистанционного управления активной мощностью тепловых электростанций путем автоматического доведения плановых диспетчерских графиков до таких электростанций;

е) дистанционного ввода в действие графиков временного отключения потребления (далее – ГВО) путем автоматизированной передачи команд на введение таких графиков из диспетчерских центров в центры управления сетями сетевых организаций.

2. Выполнение Требований является обязательным для:

а) системного оператора электроэнергетических систем России;

б) субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше и (или) объектами по производству электрической энергии (мощности), установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 25 МВт (за исключением атомных электростанций), входящими в состав Единой энергетической системы России

или присоединяемыми к ней, а также субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше и (или) объектами по производству электрической энергии (мощности), установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт (за исключением атомных электростанций), входящими в состав технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем или присоединяемых к ним, – в случае, если в отношении объектов электроэнергетики таких субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии организуется или осуществляется дистанционное управление из диспетчерских центров;

в) сетевых организаций (их филиалов), являющихся в соответствии с пунктом 3 Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290[2], первичными получателями команд об аварийных ограничениях (далее – сетевая организация), в случае, если в отношении потребителей электрической энергии, которые обслуживаются такими сетевыми организациями или энергопринимающие устройства которых технологически присоединены к их электрическим сетям, организуется или осуществляется дистанционный ввод в действие ГВО путем автоматизированной передачи диспетчерских команд на введение в действие ГВО из диспетчерских центров в центры управления сетями сетевых организаций;

г) проектных организаций и иных лиц, осуществляющих разработку технических решений по организации дистанционного управления из диспетчерских центров, в том числе в составе проектной (рабочей) документации на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объектов электроэнергетики, или являющихся заказчиками при выполнении таких работ.

---

[2] Зарегистрирован Минюстом России 9 августа 2013 г., регистрационный № 29348, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 18 октября 2018 г. № 898 (зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный № 52677).

3. Для обеспечения безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры при организации и осуществлении дистанционного управления из диспетчерских центров дополнительно к выполнению требований, предусмотренных Требованиями по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденными приказом ФСТЭК России от 25 декабря 2017 г. № 239[3] (далее – Требования, утвержденные приказом ФСТЭК России № 239), должны реализовываться организационные и технические меры, предусмотренные пунктами 4 – 13 Требований, а до их выполнения – предусмотренные пунктом 14 Требований.

4. Ключ дистанционного управления, реализованный в автоматизированной системе управления технологическими процессами объекта электроэнергетики (далее – АСУ ТП), должен нормально находиться в положении «освобождено». Ключи выбора режима управления присоединением должны нормально находиться в положении «дистанционное».

5. Должна быть обеспечена защита трафика команд дистанционного управления между диспетчерским центром и объектами электроэнергетики (в случае автоматизированной передачи команд на введение в действие ГВО из диспетчерских центров в центры управления сетями сетевых организаций – между диспетчерским центром и центром управления сетями сетевой организации, в которых организуется или осуществляется автоматизированная передача из диспетчерского центра диспетчерских команд на введение ГВО при дистанционном вводе их в действие (далее – ЦУ), посредством применения:

технологии виртуальных локальных сетей в локальной сети объекта электроэнергетики (ЦУ) для отделения трафика команд дистанционного управления от других видов трафика;

---

[3] Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный № 50524, с изменениями, внесенными приказами ФСТЭК России от 9 августа 2018 г. № 138 (зарегистрирован Минюстом России 5 сентября 2018 г., регистрационный № 52071), от 26 марта 2019 г. № 60 (зарегистрирован Минюстом России 18 апреля 2019 г., регистрационный № 54443), от 20 февраля 2020 г. № 35 (зарегистрирован Минюстом России 11 сентября 2020 г., регистрационный № 59793).

технологии установки защищенных соединений с использованием криптографической защиты трафика команд дистанционного управления при прохождении таких команд по каналам связи от диспетчерских центров до объекта электроэнергетики (ЦУ).

Криптографическая защита должна осуществляться с использованием средств криптографической защиты информации, прошедших процедуру оценки соответствия требованиям, установленным федеральным органом исполнительной власти в области обеспечения безопасности[4].

Выбор класса используемых средств криптографической защиты информации необходимо проводить на основании модели угроз безопасности информации[5].

6. Защищенное соединение с использованием криптографической защиты должно устанавливаться между устройствами телемеханики или серверами (контроллерами) обработки команд дистанционного управления объектов электроэнергетики (ЦУ) и устройствами (шлюзами) передачи команд дистанционного управления диспетчерского центра либо между сетевым оборудованием локальной вычислительной сети (маршрутизатор, межсетевой экран[6]) объекта электроэнергетики (ЦУ) и криптошлюзом диспетчерского центра.

7. Для разработки технических решений по защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром субъект оперативно-диспетчерского управления определяет и направляет собственнику или иному законному владельцу объекта электроэнергетики, в отношении которого организуется (осуществляется) дистанционное управление (далее – владелец объекта электроэнергетики), или сетевой организации в случае организации дистанционного ввода в действие ГВО технические условия, содержащие перечень допустимых протоколов криптографической защиты, идентификаторы криптографических алгоритмов с

---

[4] В соответствии с подпунктом 21 пункта 9 Положения о Федеральной службе безопасности Российской Федерации, утвержденного Указом Президента Российской Федерации от 11 августа 2003 г. № 960.

[5] В соответствии с подпунктом 11.1 пункта 11 Требований, утвержденных приказом ФСТЭК России № 239.

[6] В соответствии с пунктом 3.12 раздела 3 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р ИСО/МЭК 27033-1-2011 «Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Безопасность сетей. Часть 1. Обзор и концепции», утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 1 декабря 2011 г. № 683-ст (М., «Стандартинформ», 2011).

указанием схем допустимых протоколов, способ аутентификации и вид ключевой системы.

Технические решения по защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром, включая технические настройки защищенного соединения с использованием криптографической защиты, разрабатываются владельцем объекта электроэнергетики (сетевой организацией) на основании технических условий, полученных в соответствии с абзацем первым настоящего пункта, и должны быть согласованы с диспетчерским центром, из которого организуется (осуществляется) дистанционное управление.

В целях получения указанного согласования владелец объекта электроэнергетики (в случае организации дистанционного ввода в действие ГВО – сетевая организация) направляет в диспетчерский центр, из которого организуется (осуществляется) дистанционное управление, проект предполагаемой схемы организации каналов связи для передачи команд дистанционного управления и осуществления информационного обмена при реализации дистанционного управления (далее – канал связи, используемый для дистанционного управления) с описанием проектируемых технических решений по защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром, включая настройки защищенного соединения с использованием криптографической защиты (далее – Схема).

Диспетчерский центр в течение 10 рабочих дней со дня получения проекта Схемы осуществляет ее рассмотрение и согласование либо в тот же срок направляет владельцу объекта электроэнергетики (сетевой организации) замечания к ней.

При получении от диспетчерского центра замечаний к проекту Схемы владелец объекта электроэнергетики (сетевая организация) должен их устранить и повторно направить проект Схемы на согласование в диспетчерский центр. Повторное рассмотрение и согласование диспетчерским центром доработанного проекта Схемы осуществляется в течение 10 рабочих дней со дня его получения от владельца объекта электроэнергетики (сетевой организации).

Владелец объекта электроэнергетики (сетевая организация) обязан обеспечить включение согласованных с диспетчерским центром технических решений по защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром, включая технические настройки защищенного соединения с использованием криптографической защиты, в состав технической документации, содержащей технические решения по организации дистанционного управления из диспетчерского центра, в том числе проектную и (или) рабочую документацию на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объектов электроэнергетики (далее – техническая документация).

Положения абзаца шестого настоящего пункта Требований не распространяются на техническую документацию, утвержденную до даты вступления в силу Требований. В отношении объектов электроэнергетики, техническая документация по которым утверждена до даты вступления в силу Требований, учет в технической документации и реализация согласованных с диспетчерским центром технических решений по защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром осуществляются при последующей реконструкции, модернизации, техническом перевооружении таких объектов электроэнергетики или разработке и реализации в отношении них мероприятий по организации дистанционного управления.

8. В случае отсутствия технической возможности разделения передаваемого трафика на команды дистанционного управления и телеметрическую информацию допускается применение технических решений по защите трафика дистанционного управления совместно с трафиком телеметрической информации до реализации мероприятий по разделению указанных видов трафика.

9. Доступ из информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в сегмент технологических сетей связи, используемых для осуществления дистанционного управления, не допускается.

10. Взаимодействие технологических сетей связи, используемых для осуществления дистанционного управления, с внешними выделенными сетями связи должно быть организовано через межсетевой экран.

11. В используемых для реализации дистанционного управления программно-технических комплексах АСУ ТП, автоматизированных систем технологического управления (далее – АСТУ), систем группового регулирования активной мощности гидравлической (гидроаккумулирующей) электростанции (далее – ГРАМ), а также в сегментах технологических сетей связи, взаимодействующих с программно-техническими комплексами АСУ ТП, АСТУ и ГРАМ, должны быть обеспечены:

а) целостность передаваемого трафика команд дистанционного управления;

б) межсетевое экранирование;

в) антивирусная защита с регулярно обновляемой базой данных сигнатур.

12. В отношении программного обеспечения, используемого для реализации дистанционного управления из диспетчерских центров, должны быть выполнены следующие требования поддержки безопасности программного обеспечения:

а) наличие процедур отслеживания, исправления обнаруженных ошибок и уязвимостей программного обеспечения;

б) определение способов и сроков доведения организациями – разработчиками и (или) производителями программного обеспечения до его пользователей следующей информации:

об уязвимостях программного обеспечения;

о компенсирующих мерах по защите информации или ограничениях по применению программного обеспечения;

о способах получения пользователями программного обеспечения его обновлений, проверки их целостности и подлинности.

13. При наличии средств защиты информации, встроенных в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства, для снижения вероятности отказов технологических систем должны применяться такие средства защиты информации.

14. Для объектов электроэнергетики, дистанционное управление в отношении которых из диспетчерских центров организовано до даты вступления в силу настоящих Требований, по решению владельца объекта

электроэнергетики, согласованному с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, до выполнения пунктов 4 – 13 Требований допускается установить нормальное положение ключа дистанционного управления «АРМ» и обеспечивать его перевод в положение «освобождено» только по диспетчерской команде диспетчерского центра и (или) указанию оперативного персонала владельца объекта электроэнергетики, в технологическом управлении (ведении) которого находится соответствующее оборудование, на время выполнения переключений в электроустановках с применением дистанционного управления.

15. На схемах организации каналов связи между диспетчерским центром и объектом электроэнергетики (ЦУ) должны быть отражены каналы связи, используемые для дистанционного управления.

Владельцем объекта электроэнергетики (в случае организации дистанционного ввода в действие ГВО – сетевой организацией) не позднее 30 календарных дней со дня завершения реализации мероприятий по организации каналов связи, используемых для дистанционного управления, должна быть разработана, согласована с диспетчерским центром и утверждена исполнительная схема организации каналов связи, используемых для дистанционного управления, соответствующая фактически реализованным техническим решениям по организации указанных каналов связи и защите трафика дистанционного управления с диспетчерским центром.

При получении от владельца объекта электроэнергетики (сетевой организации) проекта исполнительной схемы организации каналов связи, используемых для дистанционного управления, диспетчерский центр в течение 10 рабочих дней со дня его получения осуществляет рассмотрение и согласование указанной схемы или направляет владельцу объекта электроэнергетики (сетевой организации) замечания к ней. Повторное рассмотрение и согласование диспетчерским центром доработанного проекта исполнительной схемы организации каналов связи, используемых для дистанционного управления, осуществляется в течение 5 рабочих дней со дня его получения от владельца объекта электроэнергетики (сетевой организации).

Для каналов связи между диспетчерскими центрами и объектами электроэнергетики, дистанционное управление в отношении которых организовано до дня вступления в силу Требований, исполнительные схемы организации каналов связи, используемых для дистанционного управления, должны быть разработаны (актуализированы), согласованы с соответствующим диспетчерским центром и утверждены не позднее 30 календарных дней со дня вступления в силу Требований.